

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA MECÁNICA



**DETERMINACIÓN DE LA ENERGÍA DE
CONTRATACIÓN DE UNA CENTRAL
HIDROELÉCTRICA DE 402 MW**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO MECÁNICO-ELÉCTRICISTA

PRESENTADO POR:

ROBINSON ANTONIO AREVALO CRISTOBAL

PROMOCIÓN: 2007 - II

**LIMA – PERÚ
2010**

**DETERMINACIÓN DE LA ENERGÍA DE
CONTRATACIÓN DE UNA CENTRAL
HIDROELÉCTRICA DE 402 MW**

Agradezco primeramente a Dios por su inmensa bondad, y a mis padres por su gran esfuerzo.

INDICE

PROLOGO	1
CAPITULO I	
INTRODUCCIÓN	
1.1 Generalidades	3
1.2 Objetivos	5
1.2.1. Objetivo Principal	5
1.2.2. Objetivos Específicos	6
1.3 Alcances	6
CAPITULO II	
MARCO TEÓRICO	
2.1 Los mercados eléctricos y el Sistema Eléctrico Peruano	8
2.1.1 Mercados eléctricos	8
2.1.2 Mercado Eléctrico Peruano	20
2.2 Definición de Margen Variable	27
2.2.1 Margen Variable Operacional	27
2.2.2 Margen Variable Comercial	29
2.3 Teoría del Riesgo	31
2.3.1 Definición y Componentes del Riesgo	31
2.3.2 Medición del Riesgo	38
2.3.3 Aplicación al Informe	43
CAPITULO III	
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	
3.1 Descripción del problema	46
3.2 Importancia del análisis en las empresas de generación eléctrica	46
CAPITULO IV	
METODOLOGÍA DE ANÁLISIS.	

4.1	Desarrollo de una proyección de despacho y de costos marginales	49
4.1.1	Definición del período u horizonte de estudio	49
4.1.2	Definición de las premisas básicas para la proyección del mercado	50
4.1.3	Simulación del despacho económico de las centrales	71
4.2	Cálculo del Margen Variable por hidrología y Nivel de Contratación	72
4.2.1	Ingresos por Ventas de Energía en el Mercado Spot	73
4.2.2	Costos Variables de producción de energía	73
4.2.3	Ventas de Energía a clientes	74
4.2.4	Compras de Energía en el Mercado Spot	75
4.2.5	Determinación del Margen Variable por hidrología y por nivel de contratación	76
4.3	Análisis de Riesgo	79
4.3.1	Obtención de la curva de probabilidades	79
4.3.2	Determinación del $VM_{C\%}$ y MeR	80

CAPITULO V

RESULTADOS

5.1	Resultados de Costos Marginales y Despacho	81
5.2	Resultado del Precio de Venta al Cliente	81
5.3	Resultado de la Energía Firme	82
5.4	Resultado del Margen Variable por hidrología y Nivel de contratación	83
5.5	Resultado del Análisis de Riesgo	85

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	87
---------------------------------------	-----------

ANEXOS	89
---------------	-----------

BIBLIOGRAFIA	96
---------------------	-----------

PROLOGO

El tema desarrollado en el presente informe ha sido seleccionado en virtud de la necesidad que tienen las empresas de generación eléctrica de obtener ingresos monetarios no sujetos a una alta variabilidad. Dicha necesidad, como la de toda empresa, descansa principalmente en dos razones: i) garantizar que sus ingresos cubran los costos fijos y variables propios de la empresa, y ii) dar una señal correcta y confiable de su capacidad crediticia.

En vista de ello, compete a las empresas generadoras, identificar qué factores —propios del mercado de generación— son responsables de dicha variabilidad, para así, empleando una adecuada estrategia comercial, se establezcan mecanismos que minimizen el riesgo asociado a dichos factores. Precisamente, uno de los factores o variables de riesgo que capta la mayor atención en las empresas presentes en el mercado, incluso en aquellas que procuran formar parte del mismo, es la variabilidad hidrológica. Dicha condición, que se manifiesta en la disponibilidad del recurso hídrico, es la que posee mayor influencia en los indicadores del mercado eléctrico (costo marginal y despacho de las centrales).

Una de las formas por las cuales las empresas logran obtener un flujo de caja poco variable, es comprometiendo parte de su energía mediante contratos; sin embargo, dicha opción podría resultar desfavorable, dependiendo de la condición hidrológica en la que se encuentre, debido a que el beneficio que las empresas

obtienen por la comercialización de su energía resulta de la diferencia entre el costo marginal y el precio de contrato.

La metodología para determinar la magnitud de la energía de contratación —que genere el menor riesgo ante la variabilidad hidrológica— consistirá primeramente en simular mediante un modelo computacional la operación económica, a fin de obtener los indicadores del mercado. Seguido de ello, para fijar un nivel de contratación, se analizará el margen variable de la empresa por cada secuencia hidrológica y por cada nivel de contratación. Finalmente, a dicho nivel de contratación hallado, se procederá a realizar un análisis de riesgo, a fin de hallar el menor margen variable que la empresa tendría a dicho nivel de contratación, así como la mayor pérdida posible respecto al valor esperado, todo ello bajo un cierto nivel de confianza. Precisamente, la contribución del presente informe, es brindar a las empresas propietarias de centrales hidráulicas, las pautas necesarias para el análisis y evaluación de los efectos y riesgos al establecer un determinado nivel de contratación.

El trabajo se divide de la siguiente manera. En el primer capítulo se establecen los planteamientos, objetivos y alcances que sustentan el presente informe. En el segundo capítulo se explican los conceptos teóricos y definiciones que servirán para una comprensión correcta del informe. El tercer capítulo sustenta la problemática así como la importancia que este análisis tiene en las empresas generadoras.

El cuarto capítulo hace una descripción detallada de la metodología empleada para la solución del problema. El quinto capítulo hace una exposición de los resultados obtenidos, así como un análisis de los mismos; finalmente se exponen las conclusiones y recomendaciones que se desprenden del presente informe.

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Generalidades

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional o SEIN atiende a los más importantes centros de consumo, produciendo y transportando la energía eléctrica que es demandada por los distintos consumidores que se encuentran distribuidos a lo largo del territorio nacional.

Dicha energía eléctrica, es producida por un conjunto de unidades generadoras, las cuales a su vez son propiedad de distintas empresas eléctricas; todas ellas, producen bajo las instrucciones de un Operador Técnico denominado COES (Comité de Operación Económica del Sistema). Este operador, es el que va disponiendo la secuencia de entrada y salida de las unidades, según lo vaya requiriendo la demanda; así mismo, este operador es el Ente que coordina el despacho del sistema, basando sus decisiones, en el criterio económico y principal de minimizar el costo de producción, respetando los límites de calidad establecidos por ley.

Estas empresas de generación, que operan dentro del COES y que se encuentran en el marco de la Ley de Concesiones Eléctricas, poseen dos tipos de funciones:

Productora: la Generadora debe producir la cantidad de energía eléctrica que el COES, en un momento determinado, le indica que produzca. Esta es una función a la que está obligada y sobre la que no tiene autonomía, limitándose únicamente a obedecer las órdenes del operador del sistema.

Comercializadora: es una función potestativa mediante la cual, la Generadora tiene la facultad de comercializar, es decir comprar y vender energía, con la finalidad de atender la demanda de determinados consumidores (clientes).

Los ingresos que las empresas generadoras perciben resultan de la combinación de estas dos funciones. Aquellos ingresos que provienen de la primera función son resultado del producto de la energía inyectada al sistema y del costo marginal en el instante de la entrega, entendiéndose al costo marginal o también llamado precio spot, como el costo de producir en el sistema una unidad adicional de energía que la demanda esté requiriéndolo. Por otra parte, en la función comercializadora los ingresos que perciben las empresas de generación resultan de efectuar el producto de la energía retirada o consumida por cada uno sus clientes, con la diferencia del precio de contrato y el costo marginal en el instante del retiro de la barra donde este cliente efectúe el retiro de energía.

Ahora bien, una característica principal del sistema eléctrico peruano es que más del 50% de la producción de energía proviene de las centrales hidroeléctricas. Esta situación particular, origina que el mercado eléctrico posea una fuerte dependencia del recurso hídrico, y que su impacto en el costo marginal tenga una relación directa, incrementándolo o disminuyéndolo según las cantidades disponibles que de él exista. El efecto de lo dicho anteriormente se aprecia con la estacionalidad, es decir, en los meses de mayor hidrología, dada la mayor generación que presentan las centrales hidroeléctricas, se pueden observar costos

marginales con valores bajos, no ocurriendo así en los meses más secos o de menor hidrología, en los cuales el costo marginal, por la mayor presencia de unidades térmicas que se encuentran despachando y menor disponibilidad del recurso hídrico, presenta valores altos. Dicha variabilidad, que se manifiesta directamente en los ingresos de las empresas de generación, origina en éstas una incertidumbre en la determinación de su flujo de caja (ingresos), lo cual no resulta económica ni financieramente beneficioso principalmente por dos razones: i) no garantiza que los ingresos percibidos logren cubrir los costos fijos que la empresa tiene, debido a su alta variabilidad, y ii) disminuye su imagen crediticia frente a las entidades financieras.

Por la situación descrita en el párrafo anterior, las empresas de generación se ven en la necesidad de evaluar y determinar la magnitud de energía que éstas puedan vender en el mercado de contratos, de tal modo que dicho compromiso les asegure un ingreso constante y rentable ante cualquier variación de los principales indicadores del mercado eléctrico.

El presente informe busca precisamente responder a dicha necesidad, por lo que procederá a determinar y evaluar “la magnitud de energía que una central hidroeléctrica puede comprometer en el mercado de contratos, de tal modo que le genere a ésta, el mínimo riesgo comercial”. Dicha central será de una capacidad instalada de 402 MW, y estará ubicada en la cuenca del río Mantaro, en el departamento de Huancavelica entregando su energía producida en la S.E. Campo Armiño en 220 kV. El ingreso en operación comercial de la central se ha estimado para julio del año 2015, por lo que el análisis abarcará los siguientes tres años, es decir del 2016 al 2018.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo Principal

El objetivo principal del presente informe es evaluar y aplicar una metodología para determinar la cantidad de energía que una central hidroeléctrica de 402 MW puede destinar al mercado de contratos (energía de contratación), para los años 2016, 2017 y 2018, tomando como referencia la aleatoriedad hidrológica, y analizando el margen variable anual.

1.2.2 Objetivos Específicos

Los objetivos específicos se presentan a continuación:

Exponer las razones por las cuales en las empresas de generación eléctrica, resulta importante determinar la magnitud de energía que ha de ser destinada al mercado de contratos;

Presentar una metodología para efectuar una proyección de despacho y costos marginales, para así determinar el margen variable de la empresa;

Presentar una metodología para efectuar un análisis de riesgo, relacionado a la energía de contratación.

1.3 Alcances

El presente informe comprende los siguientes alcances:

La central hidroeléctrica empleada para realizar el estudio, tiene una capacidad instalada de 402 MW, y se ha ubicado en la cuenca del río Mantaro, aguas abajo de las centrales existentes Mantaro y Restitución, ambas propiedad de la empresa Electroperú. Su ingreso en operación comercial está fijado para julio del año 2015;

El período de estudio para determinar la energía de contratación de la central hidráulica, abarcará del año 2016 al 2018;

La magnitud de la energía de contratación a calcular, será aquella que genere el mínimo riesgo comercial a la empresa generadora, es decir, la menor variabilidad ante a los cambios en la condición hidrológica;

La magnitud de la energía de contratación, será representada a través de un único contrato, cuyo precio de venta será el precio promedio de las licitaciones de largo plazo efectuadas en el primer semestre del año 2010, los cuales han sido proporcionados por la empresa dueña de la central hidráulica;

Para el análisis de riesgo que ha de realizarse, se tomará como variable aleatoria, únicamente a la hidrología.

Todos los cálculos y resultados se encontrarán en valores reales, es decir, no estarán afectados por la inflación.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Los mercados eléctricos y el Sistema Eléctrico Peruano

2.1.1 Mercados eléctricos

En términos económicos, el mercado es definido como aquel lugar donde se efectúan transacciones de bienes y servicios entre dos entes denominados oferta y demanda.

En forma particular, en el mercado eléctrico, dichos entes poseen nombres propios; la Oferta corresponde a las empresas generadoras, las cuales producen la energía eléctrica, y la Demanda corresponde a los consumidores de dicha energía.

A nivel internacional se han identificado cuatro modelos típicos de mercado, todos ellos de acuerdo al grado de competencia que en ellos existe; estos modelos también son conocidos como “Diseños o Arquitectura de mercado”, debido a que suponen un conjunto de reglas, instituciones e instrumentos que han de variar, dependiendo la complejidad de la organización adoptada y del fomento de la competencia. Estos modelos son¹: i) monopolio verticalmente integrado, ii) el de comprador único, iii) sistema con competencia mayorista y iv) sistema con competencia

¹ Según Hunt y Shuttleworth (1996) y Hunt (2002).

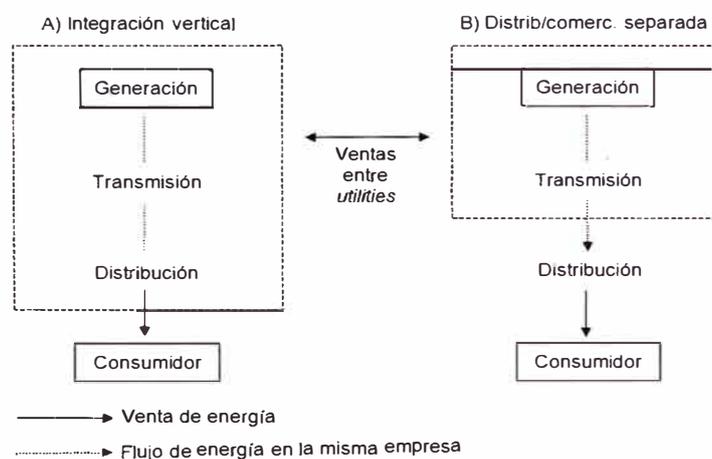
minorista. A continuación se procederá a explicar brevemente cada uno de ellos:

A. Monopolio Verticalmente Integrado

En este modelo todas las actividades son realizadas por una única empresa (ver figura N° 2.1), teniendo ésta derechos exclusivos sobre las funciones de la industria eléctrica. Las actividades de planeamiento y operación también están centralizadas dentro de la misma empresa y, el área del monopolio puede incluir desde un país completo hasta una región específica, como también una sola localidad. Como se mencionó, en este modelo no existe competencia y la empresa tiene la obligación de suministrar electricidad a un precio regulado, que es determinado por el ente regulador, a todos los consumidores ubicados en su área o zona de cobertura, a cambio de los privilegios del monopolio que goza.

Es precisamente, el ente regulador quien protege a los consumidores del abuso de poder que la empresa eléctrica pudiese incurrir resultado de su monopolio, y también protege a la empresa eléctrica de cualquier posible competencia, prohibiendo el ingreso al mercado.

Figura N° 2.1: Monopolio verticalmente integrado



B. Comprador Único

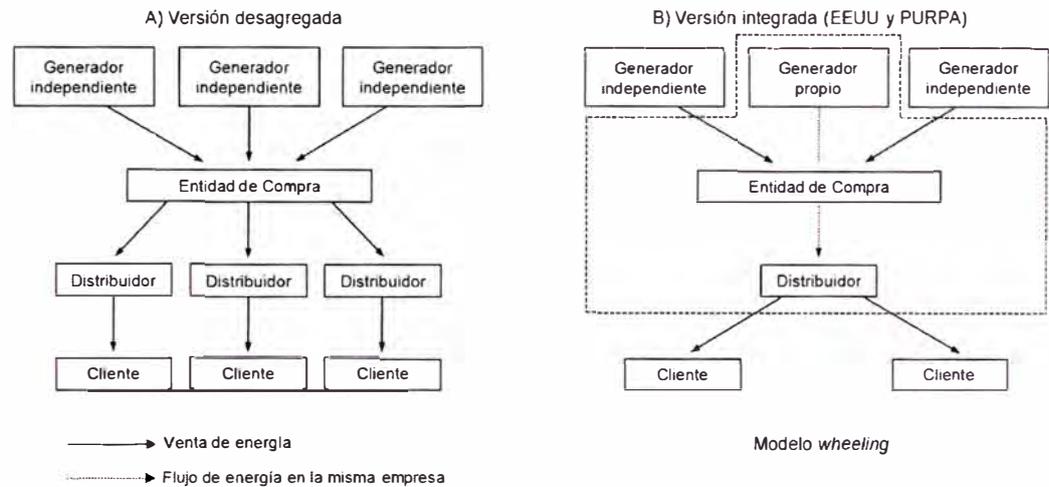
En este modelo existe una entidad que es único comprador y que actúa como intermediario en la compra y venta centralizada de energía a nivel mayorista, existiendo la posibilidad de participación de productores independientes —generadores— o clientes cualificados —consumidores—. Este comprador único puede ser una distribuidora regional o un comprador que luego entrega electricidad a varias distribuidoras dentro de la región a un precio común.

Este modelo, que la literatura técnica la describe como Monopsonio, se ha usado extensamente en Estados Unidos, y en la actualidad viene desarrollándose en México y Francia, países donde el grado de desregulación de la industria eléctrica todavía es limitado, principalmente porque existen fuertes restricciones a la entrada del mercado en las actividades de generación y a las ofertas libres de precios.

Una variante de este sistema es el modelo Wheeling, el cual se estableció en Estados Unidos cuando se fue permitido el ingreso de los generadores independientes (Independent Power Producers, IPP) para que se conectaran a la red de la empresa monopólica verticalmente integrada, pero que eran despachados solo después de las centrales de la empresa monopólica y no tenían una relación con los clientes finales². Ambos modelos se ilustran en la figura N° 2.2.

Figura N° 2.2: Modelos de comprador único

² Este fue el esquema denominado PURPA (Public Utility Regulatory Policies Act) o ley de políticas regulatorias de empresas de servicios públicos, establecida en 1978 en Estados Unidos, que disponía que las empresas de servicio público compraran energía de ciertas "entidades calificadas", siempre que el costo esperado de generación propia fuera mayor que el costo de estas entidades. Un análisis detallado de este proceso de reestructuración puede verse en Hirsh 1999.



Fuente: Hunt 2002

Debido a que las generadoras no necesariamente despachan en forma continua sino de acuerdo a las necesidades del mercado (consumo), y que, por otro lado, dependen de los precios de un mercado spot muy variable, se genera una serie de riesgos sobre la recuperación de sus inversiones con ingresos estables, por lo que normalmente se celebran contratos que constan de dos partes: un pago anual que busca cubrir el costo fijo, y un pago variable a fin de pagar el combustible y otros costos incurridos cuando la planta se encuentra funcionando.

Un principal problema característico de este esquema es determinar con qué parte se irán a pagar las utilidades, pues si se realizan con el pago anual, no existe un incentivo para generar electricidad y, si se pagan con el cargo variable, no hay seguridad de retorno a la inversión. Por ello, la solución a tal situación consiste en pagar sobre la base del costo fijo anual pero, adicionar el cobro de penalidades si la planta no arranca cuando se la requiere para suministrar energía.

C. Sistema con Competencia Mayorista

En este modelo no existe un trato privilegiado para los generadores que forman parte del monopolio verticalmente integrado, sino que todos ellos compiten en las mismas condiciones, promoviéndose de esa forma la desintegración vertical.

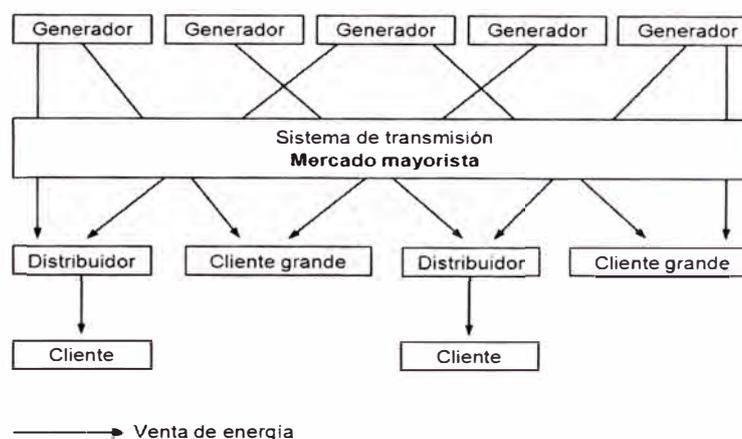
En este caso, los generadores compiten por vender energía a las empresas distribuidoras y a los grandes consumidores en el mercado mayorista (ver figura N° 2.3.). Si bien en los modelos donde el grado de desregulación es mayor, la competencia gira en torno a cantidades y precios, en algunos países, por razones de tamaño de mercado u otras barreras, el regulador es quien establece el precio o tarifa, dejando la decisión de la cantidad de energía al mecanismo de licitaciones o contratación bilateral entre generadores y distribuidores.

En este mercado también existe la posibilidad de que las generadoras que posean capacidad insuficiente para cumplir con sus contratos o que hayan sido desplazadas del despacho adquieran electricidad de otras generadoras con capacidad disponible en el mercado spot y de esta manera logren cubrir sus déficits y cumplir con sus compromisos contractuales.

Bajo este sistema, las generadoras que compran electricidad en el mercado spot pueden perder o ganar por la proporción de energía comprada según el diferencial que resulte entre el precio de sus contratos y el precio del mercado spot.

En este modelo es importante tener en cuenta que, si bien la provisión de electricidad requiere el uso de las instalaciones de transmisión, el propietario de estas no participa en las negociaciones dentro del mercado mayorista, y es remunerado con un pago predeterminado.

Figura N° 2.3: Modelo de competencia mayorista



Fuente: Hunt 2002

Dentro de la organización del mercado mayorista, un aspecto importante a tomar en cuenta es el nivel de centralización de las transacciones. Referido a lo anterior, en este modelo de mercado se presentan dos opciones: i) el pool obligatorio y los contratos bilaterales financieros; y ii) el despacho basado en contratos bilaterales físicos y un mercado de balance.

- a. Pool obligatorio y contratos bilaterales financieros. Esta opción consiste en la implementación de un pool obligatorio administrado por un operador denominado Pool Company - PoolCo. En este esquema, todos los generadores venden energía por intermediario de un pool a través de un sistema de subastas horarias de energía llevadas a cabo por el operador del mercado. En estas subastas cada operador ofrece distintos precios para diferentes cantidades. El operador del mercado realiza el balance entre la demanda estimada y la oferta ordenando las subastas por los precios más bajos. El precio ofertado por el último generador con una subasta válida se convierte en el precio del sistema, al cual todos los compradores y

vendedores realizan sus transacciones. El operador del sistema puede modificar el despacho a fin de posibles problemas de congestión.

Históricamente, los pools se pueden considerar como una forma de introducir mecanismos de mercado en un sector en que tradicionalmente estos no existían. Según Von der Ferh y Harbord (1997), los Pools son instituciones que buscan facilitar el funcionamiento del mercado permitiendo simultáneamente la coordinación y control de las actividades de generación y transmisión, al obligar que toda la demanda y la oferta se iguale, independientemente de los contratos existentes entre las partes, mediante una serie de procedimientos estandarizados. Esto significa que los pools son mercados multilaterales, donde toda la oferta y la demanda para un mismo período se igualan, sin necesidad de identificar las transacciones bilaterales que existan. Todos los oferentes que han entrado a producir venden a todos los demandantes en cada período.

Para compatibilizar los compromisos asumidos bajo los contratos con los despachos físicos que realicen efectivamente los generadores en el pool —por ejemplo, un generador con un contrato con una distribuidora puede no ser llamado a despachar porque ingresó otro con un menor costo—, se establece un mecanismo a través del cual el operador realiza las transacciones financieras con el generador que equivalgan al pago y cobro de la energía retirada por el compromiso contractual. Por ellos, los contratos en estos esquemas —usados en los modelos de Chile, Perú, la primera reforma en

Inglaterra, entre otros— se conocen como “contratos bilaterales financieros”, pues su firma no tiene implicancias en el despacho dentro del pool.

- b. El despacho basado en contratos bilaterales físicos y un mercado de balance. Una segunda opción, todavía poco extendida en la práctica, consiste en el uso de contratos bilaterales físicos. En este caso no existe homogeneidad en las transacciones, los agentes —tanto compradores como vendedores— tienen una mayor flexibilidad para adecuarlas a sus preferencias y no existe un precio único que equilibre el mercado debido a que no es obligatorio que toda la energía se tenga que ofrecer en el pool, ya que toda la energía contratada ingresa directamente al sistema —siempre y cuando el operador del sistema garantice su factibilidad técnica—. Un problema que enfrenta este modelo está referido a que cada comprador debe negociar precios comparando ofertas y usando servicios de información, lo cual suele ser más costoso³. Los generadores que no pueden cubrir sus contratos tendrán que recurrir a un mercado de balance donde a través del operador del sistema, encargado de mantener la confiabilidad del suministro en el tiempo, terminarán comprando la energía faltante a otros generadores que hayan ofrecido capacidad al sistema.

D. Sistema con Competencia Minorista

Este sistema es similar al anterior, con el agregado de que todos los suministradores pueden escoger a sus abastecedores (ver figura N° 2.4). En

³ Un esquema de este tipo ha sido introducido recientemente en el Reino Unido. Si bien inicialmente existió una serie de discusiones sobre las ventajas y desventajas de cada modelo (Ruff 1999), la tendencia a nivel mundial en el diseño del mercado mayorista viene incorporando aspectos que tratan de compatibilizar elementos mencionados anteriormente (Rothwell y Gómez 2003).

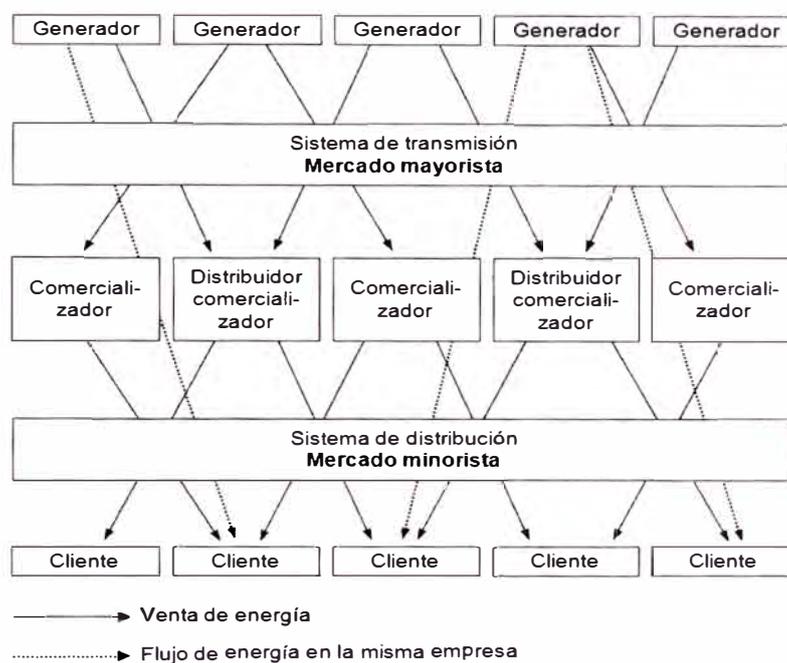
este caso, los consumidores adquieren la electricidad de empresas comercializadoras minoristas, escogiéndolas de acuerdo a su conveniencia: menú de precios, calidad, otros servicios; en algunos casos las distribuidoras pueden participar, mientras que en otros, estas están limitadas únicamente a sus funciones en la operación de las redes.

Un consumidor puede ofertar precios y servicios atractivos asumiendo riesgos como la compra en el mercado spot, donde los precios están sujetos a una alta variabilidad. Los comercializadores pueden brindar servicios más específicos a los clientes, tales como: i) diferentes sistemas de medición; ii) precios en tiempo real, otros esquemas de precios (precios estacionales, contratos interrumpibles, otros sistemas de facturación); iii) información previa a la venta; iv) administración de servicios de energía posventa; v) traslado de beneficios por bajos precios spot a los consumidores finales; y vi) difusión de conciencia ambiental (green power), entre otros.

Este sistema se viene aplicando, en mayor o menor medida, en el Reino Unido, Nueva Zelanda, Australia, Colombia, Argentina y en algunos de los Estados Unidos de América, entre otros. Si bien este modelo puede ofrecer los beneficios de un mercado más competitivo a los usuarios, algunos analistas consideran que es más adecuado para los consumidores mayores, debido a los costos de transacción existentes, la necesidad de sistemas de información, y otros requisitos.

Además, la viabilidad de introducir este modelo dependerá del desarrollo institucional de cada país en diferentes aspectos, incluyendo las instancias de resolución de conflictos, protección al consumidor y el sistema financiero.

Figura N° 2.4: Modelo de competencia minorista



Fuente: Hunt 2002

Respecto a los usuarios de menor nivel de consumo, algunos especialistas como Joskow (2000) consideran que no deben estar sujetos a la comercialización minorista, ya que esta es difícil de implementar, siendo más conveniente transferirles como costo de compra el precio promedio del mercado mayorista⁴. La opinión contraria a este planteamiento se puede ver en Littlechild (2000). En cualquier caso, el funcionamiento de un sistema de competencia minorista requiere establecer un proceso de reordenamiento de ofertas (settlement) a través de diferentes mercados previos al despacho en tiempo real, sistemas de medición y facturación, y la educación de los usuarios.

En el Perú, hasta inicios de los años noventa, se adoptó —como un modelo de mercado— el esquema de la empresa estatal verticalmente integrada. Dicho esquema, que en un comienzo respondía a la realidad

⁴ En particular, la competencia podría centrarse solo en atributos que en una competencia efectiva en precios.

propia del país, al final de su época presentaba algunas de las siguientes características:

La oferta de energía sólo cubría el 74% de la demanda y las pérdidas de distribución superaban el 20%.

El coeficiente de electrificación alcanzaba sólo el 45% de la población, en ese entonces, uno de los más bajos de América Latina.

Las tarifas eléctricas eran fijadas con criterios políticos, inclusive por debajo de sus costos de operación (sólo cubrían un 23%).

Se produjeron pérdidas significativas en las empresas eléctricas del sector, que en el año 1989 se estimaron en US\$ 426 millones.

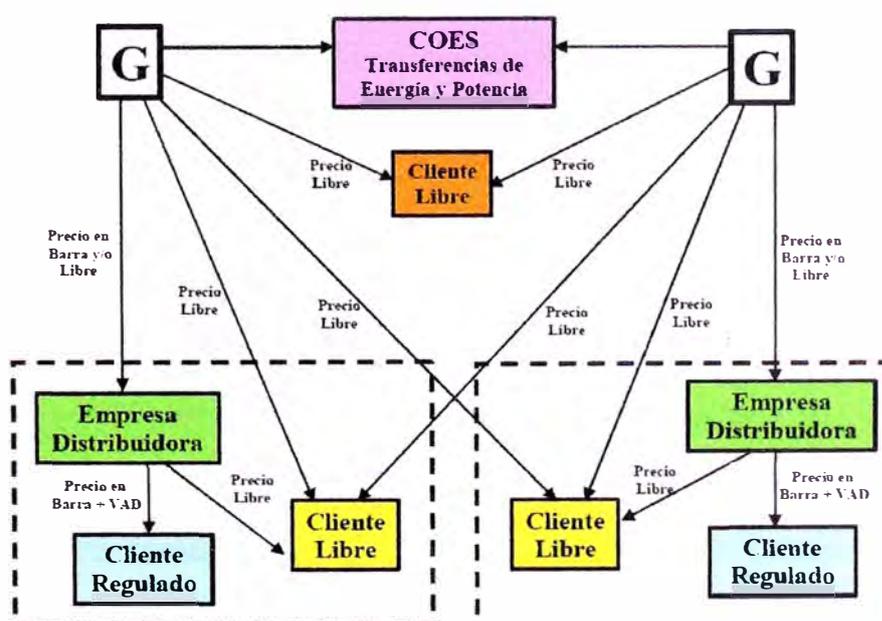
Se contaba con más de 15,000 empleados en el sector, más del doble que de la actualidad.

A raíz de esta situación, en el año 1992 se promulga la Ley de Concesiones Eléctricas, que implementó un nuevo diseño de mercado. Este consistía en la separación de las actividades de generación, transmisión y distribución, y así mismo la adaptación de cada una de éstas a un tipo de modelo en particular. Por ejemplo, para la actividad de generación se ha adoptado el modelo de mercado mayorista; este modelo se ha caracterizado por dar libre entrada a cualquier inversionista y por basar el diseño de su sistema tarifario en los principios marginalistas (los criterios del modelo "Peak Load Pricing"). A su vez, el abastecimiento del mercado mayorista se realiza de forma centralizada a través de un Ente que en la actualidad está conformado por las empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras y clientes libres, y que tiene el encargo de minimizar el costo de abastecimiento. Si bien todas las transacciones pasan por esta entidad y no

existen “contratos bilaterales físicos”, sí se permite la firma de “contratos financieros” entre generadores y distribuidoras o clientes no regulados. Sin embargo, el despacho es independiente de estos contratos, por lo que los generadores que no cubran la demanda de sus clientes deben comprar energía en este mercado spot al “costo marginal instantáneo”. Por su parte, las actividades de transmisión y distribución tienen características de monopolio, con la particularidad de que existe un ente regulador que define los precios y las tarifas para las transacciones. En la actividad de distribución, el monopolio está referido específicamente a: i) la porción geográfica que la empresa distribuidora tenga como concesión y, ii) la prioridad que ésta posee de suministrar a los consumidores que ahí se ubiquen, con la excepción de aquellos que por su demanda tienen la opción de elegir entre un generador y un distribuidor.

A continuación se presenta la Figura N° 2.5, en la cual puede observarse las transacciones existentes en el modelo peruano.

Figura N° 2.5: Transacciones en el Mercado Eléctrico Peruano



2.1.2 Mercado Eléctrico Peruano

a. Antecedentes

Durante la década de los sesenta, la generación eléctrica en el Perú se encontraba en manos del sector privado; las empresas de generación de la época trabajaban mediante concesiones temporales y con una limitada capacidad de abastecimiento la cual impedía que el servicio llegara a las localidades más alejadas del país. En dicha época, la actividad del sector eléctrico estuvo a cargo de empresas estatales con características monopólicas, a través de las cuales se canalizaron importantes flujos de inversión pública. En el año 1972 se creó Electroperú como la primera empresa de generación eléctrica de propiedad del Estado. Como resultado de la fuerte inversión estatal en este rubro, a lo largo de la década de los setenta se incrementó de manera significativa la capacidad de generación a través de proyectos de gran envergadura. Sin embargo, aspectos como las deficiencias en la estructura tarifaria y su consiguiente retraso, así como otras ineficiencias administrativas ubicaron al Perú entre los países latinoamericanos con menores indicadores de consumo de electricidad per cápita. En el año 1992 entró en vigencia la Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844 (la cual rige hasta el día de hoy), con la cual se implementaron las primeras reformas en el sector. Estas reformas incluyeron la eliminación del monopolio que ejercía el gobierno sobre la totalidad de la actividad de generación y venta de energía, descomponiéndola en tres pilares básicos: la generación, transmisión y distribución. Del mismo modo, se buscó otorgar incentivos para fomentar la participación de capitales privados en estas actividades, creándose adicionalmente una institución reguladora denominada OSINERG (ahora OSINERGMIN) encargada de regular la

estructura tarifaria. Con la finalidad de ordenar el proceso de generación—transmisión—distribución, se establecieron dos mercados diferentes, el de clientes libres y el de transferencia entre generadoras, este último regulado por el Comité de Operación Económica (COES). A partir de la entrada en vigencia de la ley antes mencionada se ha reservado para el Estado una labor básicamente normativa, supervisora y de fijación de tarifas.

b. Organización y Participantes

Como ya se mencionó anteriormente, el Sector Eléctrico peruano se encuentra regulado por la ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844) la cual a su vez se encuentra reglamentada por el Decreto Supremo N° 009-93-EM y modificatorias. Mediante esta ley, se establecieron las normas para desarrollar las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, todo ello con el objetivo de asegurar las condiciones para mantener la eficiencia del mercado, permitiendo un régimen de libre fijación de precios por parte de las generadoras (definido por la libre competencia), y el establecimiento de un sistema de precios regulados para aquellos actores que por la naturaleza de su actividad así lo requieran por constituir monopolios naturales.

Con la finalidad de regular las actividades del sector, la Ley de Concesiones Eléctricas contempló la creación de un Sistema Supervisor de la Inversión de Energía, en el cual se incluyeron tres entidades directamente ligadas a la actividad, todo esto con la finalidad de establecer lineamientos claros para el otorgamiento de concesiones, fijación de tarifas y la supervisión y fiscalización de los actores del sector.

Dentro del sector eléctrico se llevan a cabo actividades que tienen una relación vertical muy estrecha entre sí. En cuanto a su estructura, el sector se encuentra conformado por cinco actores principales:

Empresas Eléctricas: estas se encuentran orientadas a las actividades de generación, transmisión y distribución. (Actualmente son 22 las empresas generadoras, 7 empresas de transmisión y 10 empresas de distribución)⁵;

Clientes: divididos a su vez en clientes libres y clientes regulados;

Comité de Operación Económica del Sistema (COES): se encuentra conformado por los titulares de las empresas de generación, transmisión y distribución eléctrica, así como clientes libres, que se encuentran interconectados al sistema nacional. Este organismo tiene como finalidad coordinar las operaciones al mínimo costo, garantizando la seguridad en el abastecimiento; su labor es de naturaleza técnica;

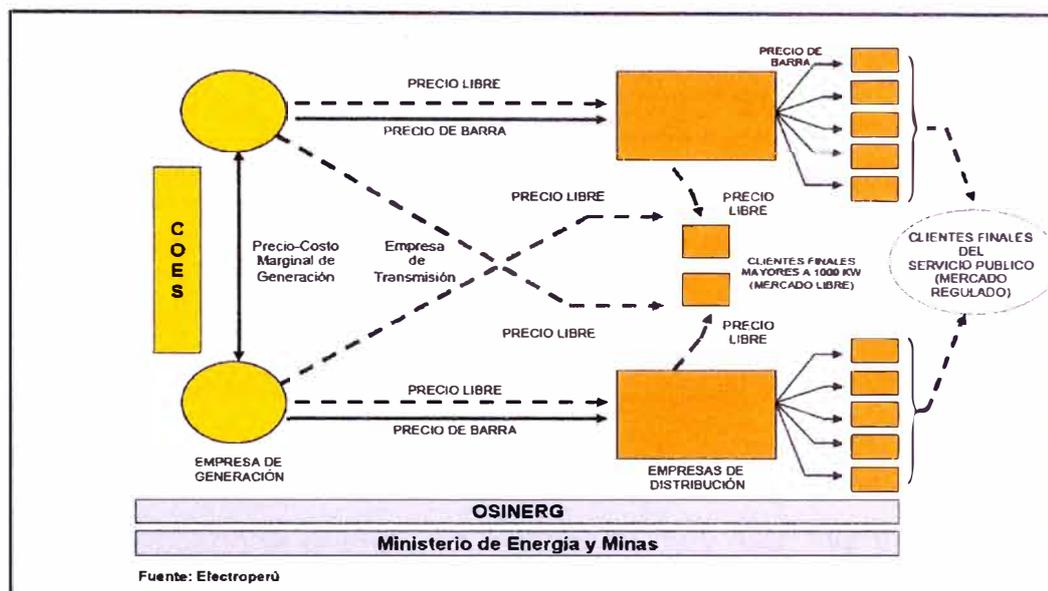
Ministerio de Energía y Minas: Es la entidad encargada de la representación del estado peruano a través de la Dirección General de Electricidad, este organismo cumple con labores normativas y es el responsable del otorgamiento de concesiones y autorizaciones;

Organismo Supervisor de la Inversión de la Energía (OSINERGMIN): organismo que cumple el rol fiscalizador de las actividades del sector, junto con INDECOPI, institución encargada de regular la libre competencia tanto en el sector eléctrico como en el de hidrocarburos.

⁵ Información tomada del Anuario COES 2009.

La siguiente figura muestra a los actores del mercado eléctrico peruano, así la relación existente entre todos ellos.

Figura N° 2.6: Actores del Sector Eléctrico Peruano



c. Actividades

Tomando como referencia modelos exitosos aplicados a países de Latinoamérica y Europa, la Ley de Concesiones Eléctricas permitió establecer la separación de las actividades del sector en tres grandes grupos:

Generación: actualmente esta actividad es llevada a cabo por empresas de capital privado y estatal. Las generadoras son las responsables de la producción y planificación de la capacidad de abastecimiento de energía, utilizando para ello diversas fuentes, siendo las de mayor utilización en nuestro país la hídrica y la térmica.

Este mercado es de libre competencia, donde la entrada y salida de participantes se encuentra condicionada únicamente por los altos

niveles de inversión requeridos para la puesta en marcha de una central⁶, ya sea térmica o hídrica.

Dentro de este grupo, existe una actividad adicional denominada “comercialización”, la cual es potestativa y se da entre empresas de generación y clientes libres o regulados. Esta actividad considera que un generador asume el retiro de un determinado cliente, lo cual significa que toda la energía consumida por éste es comprada por el generador en el mercado spot, para posteriormente ser vendido al precio pactado en los contratos.

Transmisión: Esta actividad se realiza mediante un conjunto de redes que transporta energía en niveles de muy alta, alta y media tensión. La transmisión tiene como finalidad lograr la transferencia de energía desde las generadoras hacia los centros de consumos, haciendo uso para tales fines de las líneas de transmisión, subestaciones y equipos de compensación reactiva. Para cubrir los costos de conexión se establece una tarifa peaje la cual debe ser pagada por las generadoras y clientes libres y regulados a los operadores de sistemas de transmisión. Cabe resaltar que la transmisión es considerada un monopolio natural al presentar economías de alcance, escala y densidad.

Distribución: la actividad de distribución se realiza a través de las redes de media y baja tensión, las empresas distribuidoras son las encargadas de recibir la energía eléctrica de las generadoras o transmisoras en el punto de entrega, en bloque y entregarla a los

⁶ Tanto para recursos hídricos como geotérmicos con capacidades de generación superiores a los 10 MW se requiere de una concesión especial del Ministerio de Energía y Minas.

usuarios finales (ya sean consumidores industriales, comerciales o residenciales).

d. Tipos de Negocio para la Generación

Dentro del negocio de la generación eléctrica, en el Perú existen dos tipos de mercado, cada uno de ellos con sus características particulares.

Esta división se da bajo el criterio del período de determinación de los precios a los cuales se realizan las transacciones en el mercado; son los siguientes:

Mercado de Corto Plazo: en este mercado los precios se establecen en forma rápida, cuasi-instantánea, es decir tiene poca durabilidad; los precios varían rápida e inclusive drásticamente en el tiempo. Este mercado que también conocido como “mercado spot” refiere básicamente a la generación que las centrales efectúan y por las cuales reciben el costo marginal, es decir las generadoras poseen un “contrato” con el sistema, por lo que cuando éstas generen, el sistema les pagará el precio que en ese instante corresponda, caso contrario, no recibirían nada. Como se dijo, su característica principal es que los precios son demasiado volátiles y no es posible efectuar un control sobre los mismos.

Mercado de Contratos: en este mercado, a diferencia del anterior, los precios son establecidos en forma lenta, tiene duración en el tiempo y no varían ni drástica ni rápidamente. En este mercado, las generadoras efectúan contratos de suministro de energía con determinados consumidores que pasan a ser sus clientes y que tienen la opción de negociar su abastecimiento directamente con un

generador. Los precios son pactados en forma conjunta, así como su variación en el tiempo. Estos contratos generalmente son de períodos anuales, haciendo que el generador responda por los retiros de sus clientes en el mercado, teniendo que comprar su energía consumida, para así poder vendérsela todo el tiempo que esté en vigencia el contrato.

e. Ingresos económicos en la actividad de Generación

En el marco de la ley peruana, todas las empresas de generación son remuneradas por dos conceptos: potencia y energía.

Por la potencia: el pago que reciben las generadoras por su potencia inyectada al sistema, en la actualidad está dividido en dos partes. La primera, denominada “Ingreso Garantizado por Potencia Firme (IPGF), está referida a compensar la capacidad instalada y su aporte como parte constitutiva del sistema; la segunda parte, es la compensación por la operación efectiva dentro del sistema, denominada “Ingreso Adicional por Potencia Generada”, la cual según el D.S. 057-2009-EM, tendrá vigencia hasta el 30 de junio de 2011. Este pago o tarifa recibida, es resultado de

Para el caso del mercado de contratos, la remuneración de la potencia está en función de lo que se estipula en cada contrato, pudiendo remunerarse, la máxima potencia mensual, la potencia coincidente con la máxima demanda del SEIN, etc.

Por la energía: el pago que las generadoras reciben por entregar su energía al sistema, es el costo marginal en el momento de la entrega. Dicho costo marginal está referido al de la barra o sub-estación en la

cual el generador inyecta su energía. Para el caso del mercado de contratos, en forma similar la manera cómo se remunera depende de cada contrato, separando a la energía principalmente en dos bloques horarios (horas punta y horas fuera de punta).

2.2 Definición de Margen Variable

El margen variable se define como la diferencia entre los ingresos y los costos asociados a la operación y comercialización (egresos) de la potencia y la energía de una empresa de generación. Tal como se describió en los alcances, el presente estudio únicamente se centrará en el margen variable referido a la energía, por lo que toda descripción y referencia futura de este concepto irá asociada a dicha variable física. Por lo otro lado, se había mencionado también que las empresas de generación poseen dos facultades que originan dos tipos de negocio: el operativo y el comercial, por ello, con la finalidad de diferenciar correctamente ambos negocios, se ha de dividir al margen variable en dos partes: i) el margen variable operacional y; ii) el margen variable comercial.

Representado en una ecuación, el margen variable (MV) de una empresa es como se muestra a continuación:

$$MV = MV_{Operacional} + MV_{Comercial} \quad (2.1)$$

2.2.1 Margen Variable Operacional

Este margen proviene de la actividad de generación que posee la empresa eléctrica, y resulta de la diferencia de los ingresos resultado del despacho efectuado por la central generadora y los costos de operación asociados a dicha generación. Presenta las siguientes componentes:

- a. Ingresos por Inyección de energía al mercado spot

Considera las cantidades físicas inyectadas al sistema en cada instante, durante un período de tiempo definido, y los respectivos precios de valorización de dicha energía. La energía inyectada corresponde a la generación neta de las unidades pertenecientes a la empresa, mientras que los precios de valorización corresponden a los costos marginales en cada una de las barras en las cuales las unidades inyectan su energía al sistema. La ecuación 2.2 muestra lo anteriormente dicho:

$$IVeS = \sum_{i=1}^n EP_i \times CMg_i \quad (2.2)$$

donde:

$IVeS$: Ingresos por inyección de energía al mercado spot;

EP_i : Energía producida por la central "i";

CMg_i : Costo marginal de la barra de inyección de la central "i";

n : Número de centrales de la empresa eléctrica.

b. Costo Variable de producción de energía

Corresponde al costo variable incurrido por la empresa por la producción de energía eléctrica en un período de tiempo definido; dicha energía corresponde a la efectivamente inyectada al sistema. El costo total se obtiene valorizando la energía producida por cada unidad generadora y el costo variable de producción que posee cada una de las centrales, según se muestra en la ecuación 2.3:

$$CvP = \sum_{i=1}^n EP_i \times CV_i \quad (2.3)$$

donde:

CvP : Costo variable de producción de energía;

- EP_i : Energía producida por la central "i";
 CV_i : Costo variable de la central "i";
 n : Número de centrales de la empresa eléctrica.

Uniendo las dos definiciones anteriormente, la expresión para el Margen Variable Operacional queda como sigue:

$$MV_{Operacional} = IVeS - CvP \quad (2.4)$$

donde:

- $IVeS$: Ingresos por ventas de energía al mercado spot;
 CvP : Costo Variable de producción de energía.

2.2.2 Margen Variable Comercial

Este margen variable proviene de la actividad comercial que tiene toda empresa generadora; comprende los ingresos por ventas de energía a clientes, resultado de los compromisos contractuales, y los egresos los cuales corresponden a las compras de energía en el mercado spot que se le asigna al generador por los retiros efectuados de sus clientes. Presenta las siguientes componentes:

- a. Ingresos por Inyección de energía al mercado spot

Considera la cantidad física de energía suministrada por la empresa generadora a sus respectivos clientes en un periodo de tiempo determinado, y los respectivos precios de energía vigentes en dicho periodo y establecidos en los correspondientes contratos de venta de energía; la energía suministrada corresponde al consumo efectivo de los clientes (libres y/o regulados) en una barra específica en la cual están referidos los precios. En su mayoría estos precios de venta a clientes libres son definidos, en función de proyecciones futuras de los costos variables de abastecimiento

de energía de los clientes (principalmente el precio spot aplicado a los retiros de energía).

$$IVeC = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m EC_i \times PEn_j^i \quad (2.5)$$

donde:

$IVeC$: Ingresos por ventas de energía a clientes;

EC_i : Energía consumida por el cliente "i";

PEn_j^i : Precio de venta de energía en la barra "j" para el cliente "i";

n : Número de clientes de la empresa eléctrica.

b. Compras de energía en el mercado spot

Considera las cantidades físicas de energía retiradas del sistema en un determinado periodo, y los respectivos precios de valorización o de compra de dicha energía. La energía retirada corresponde al consumo efectivo de los clientes de la empresa de generación en una determinada barra denominada "barra de transferencia de energía". La ecuación 2.6 resume lo anteriormente expuesto:

$$CeS = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m EC_j^i \times CMg_j^i \quad (2.6)$$

donde:

CeS : Compras de energía consumida por los clientes en el mercado spot;

EC_j^i : Energía comprada en el mercado spot en la barra "j" para atender al cliente "i";

CMg_j^i : Costo marginal de la barra "j" donde retira el cliente "i";

n : Número de clientes de la empresa eléctrica.

Uniendo las dos definiciones anteriores, la expresión para el Margen Variable Comercial queda como sigue:

$$MV_{Comercial} = IVeC - CeS \quad (2.7)$$

donde:

IVeC Ingresos por ventas de energía clientes;

CeS Costo por retiro de energía en el mercado spot.

2.3 Teoría del Riesgo

2.3.1 Definición y Componentes del Riesgo

La Real Academia de la Lengua Española (RAE) define a la palabra riesgo de la siguiente manera: “contingencia o proximidad a un daño”. Una definición cercana a referida por la RAE, y que comúnmente es utilizada en el análisis financiero, nos dice que el riesgo es: “la dispersión de los flujos monetarios no esperados en una empresa”.

En base a los dos conceptos mencionados anteriormente, y teniendo en consideración que para la administración del riesgo es importante el evaluar aquella dispersión con efectos desfavorables, entenderemos por riesgo a: “la posibilidad o probabilidad de sufrir una pérdida en relación al valor esperado de los ingresos de una empresa”. En virtud de ello, podemos mencionar que las empresas, independientemente del negocio que posean, están expuestas, entre otros, principalmente a tres tipos de riesgos:

- a. Los riesgos de negocio u operativos: son aquellos riesgos que las empresas están dispuestas a enfrentar una vez que es concretada su participación en el mercado. Estos riesgos están directamente relacionados con el mercado del producto, y comprende por ejemplo: innovaciones tecnológicas, innovación de producto, mercado de los

insumos, regulación del mercado, formas de comercialización y estructura de costos, entre otros.

- b. Los riesgos estratégicos: estos riesgos corresponden a los efectos que generan los cambios trascendentes en la economía o el entorno político en el que se ubica una empresa, por ejemplo: nuevas leyes, un cambio de política económica, cambio en la regulación, etc., y que son asumidos por los distintos mercados existentes en una economía de país. El estar no afecto a estos riesgos es realmente difícil, por lo que la diversificación en distintos mercados a través de distintas líneas de negocios o la participación en mercados del mismo producto en distintos países, es una manera de conseguirlo.
- c. Los riesgos financieros: son aquellos riesgos que están relacionados con las posibles pérdidas en los mercados exclusivamente financieros en los que pudiese estar participando una empresa paralelamente a su mercado principal, a través, por ejemplo, de la participación en la bolsa de valores, comprando acciones de otras empresas. Estos riesgos comprenden fluctuaciones en las tasas de interés, tasas de cambio, valor de las acciones y precio de los commodities.

El presente informe se centrará únicamente en aquellos riesgos asociados al negocio de la empresa, por lo que, como la central hidroeléctrica objeto de estudio, se relaciona a una compañía de generación y comercialización eléctrica, se procederá a identificar y a describir algunos de los riesgos que componen el vinculado al negocio de la generación. Estos son:

El riesgo de mercado: es la posibilidad de sufrir una pérdida como resultado de cambios producidos en las condiciones del mercado de electricidad. Estos cambios, a manera de ejemplos pueden ser originados por: i) la aleatoriedad que presenta la hidrología, que en mercados hidrotérmicos, influye directamente en la capacidad de generación de las plantas eléctricas y, consecuentemente en los precios a los cuales la energía es producida y vendida en el mercado de corto plazo (precios spot); ii) fluctuaciones en el precio de los combustibles utilizados por las plantas térmicas en la producción de su energía; iii) restricciones en el abastecimiento de dichos combustibles, que generaría desajustes o fuertes modificaciones en el programa de operación; iv) desviaciones importantes en el consumo de la demanda de energía eléctrica, que afecta directamente la operación planificada, así como los ingresos esperados por las ventas de energía. Los efectos de estos riesgos son bastante notorios en el denominado margen variable de la empresa.

El riesgo de crédito: es la probabilidad de sufrir una pérdida cuando una de las contrapartes no cumpla o esté imposibilitada de cumplir sus obligaciones contractuales. Estos incumplimientos pueden ser originados por una situación de perjuicio financiero que esté experimentando un cliente que compra energía a la empresa. Su efecto se mide por el costo de reposición de los flujos de efectivo si la otra parte no cumple con su compromiso.

El riesgo modelo: es la posibilidad de sufrir una pérdida asociada al uso de una determinada metodología o técnica de modelación para

la toma de decisiones. Existen dos orígenes para el riesgo modelo: i) errores en la propia configuración del modelo (uniembalse, uninodal, etc), y ii) errores en las premisas de modelación, que se refiere a la estimación inapropiada de los parámetros de mercado, que provoca una mala estimación de las variables del mercado.

El riesgo regulatorio: es la posibilidad de sufrir una pérdida que resulta de los cambios en el marco regulatorio de las actividades de la industria eléctrica, o de la comprensión imperfecta de las regulaciones por parte del personal que negocia. Este riesgo es hoy en día de mucha importancia en los mercados eléctricos latinoamericanos.

Habiendo descrito en forma breve los componentes del riesgo relacionado al negocio de generación, ahora nos introduciremos a estudiar únicamente el riesgo de mercado, para lo cual identificaremos (en el mercado de generación) cuáles sus respectivos factores y cómo estos influyen sobre él.

Factores de riesgo de Mercado

Es sabido que los riesgos son inherentes a todo negocio, por lo que el mercado, y por lo tanto las empresas, no están exentas de ellos. A pesar que algunos riesgos son inevitables, su identificación a tiempo y su adecuada gestión, permitirá a las empresas disminuir sus posibilidades de ocurrencia, así como los perjuicios que éstos puedan generar sobre ellas.

Por ello, la descripción de los factores de riesgo de mercado parte de la necesidad de identificar cuáles son aquellos que tienen mayor impacto o mayor repercusión en los ingresos de una empresa, de tal manera que

pueda medirse su efecto y así se gestione correctamente su mitigación. En vista de ello, se han escogido los siguientes factores de riesgo; estos son:

Mercado de los combustibles

Condición hidrológica y;

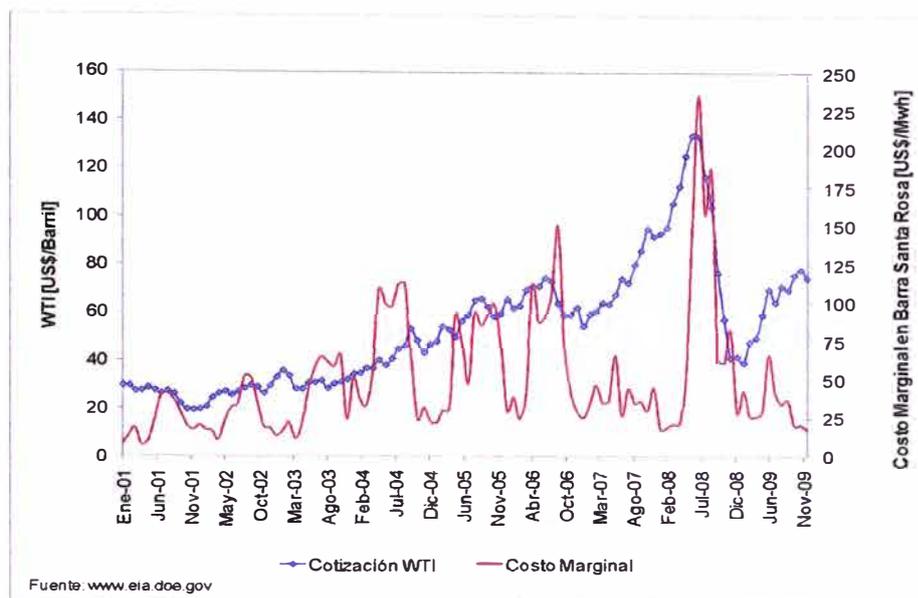
Consumo de energía.

A continuación se procederá a describir brevemente cada uno de ellos:

a. Mercado de los Combustibles

El comportamiento del mercado eléctrico, principalmente en aquellos con tecnología hidrotérmica, es influenciado por el mercado de combustibles, debido a la existencia de plantas eléctricas que emplean dichos recursos para su producción de energía. Como el mercado eléctrico peruano es hidrotérmico y la demanda eléctrica no puede ser cubierta, en la mayoría de casos, únicamente con la producción de las centrales hidráulicas, el costo marginal viene determinado por el costo variable de una unidad térmica, es decir por su costo de producción, el cual posee una relación directa con el precio de combustible.

En el gráfico N° 2.1, se puede observar el efecto que tiene el combustible (WTI) en el precio de generación de las unidades térmicas que utilizan este combustible como insumo, manifestado en su costo variable, y reflejado en el costo marginal del sistema por la presencia de unidades térmicas que entran a despachar y/o marginan. Para el periodo comprendido a partir del año 2009, dada la fuerte presencia del gas como combustible, se observa que la tendencia si bien se mantiene similar a los años anteriores, en valores presenta un descenso considerable.

Gráfico N° 2.1: Precio del WTI vs. Costo Marginal

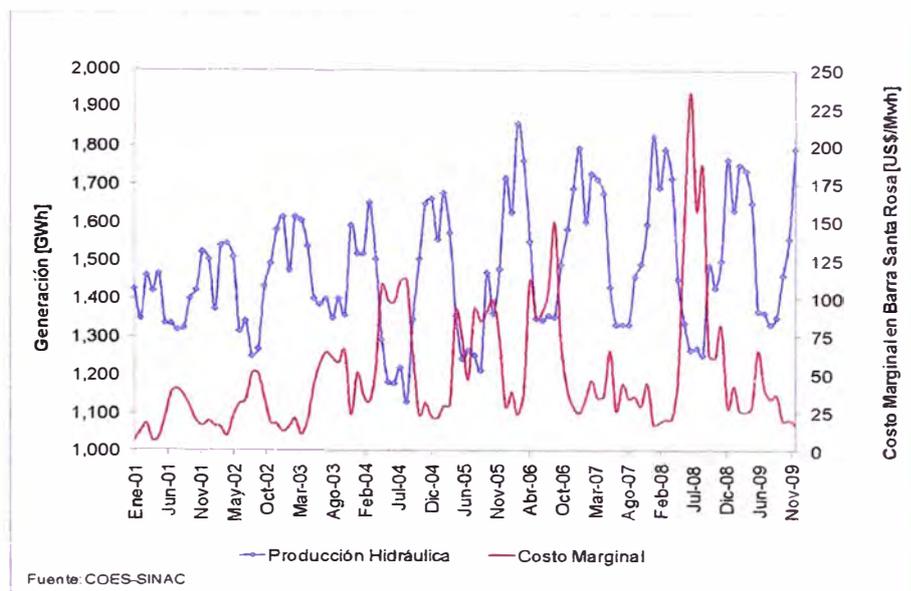
b. Condición Hidrológica

Del conocimiento que se tiene de los mercados eléctricos hidrotérmicos, el factor fundamental que define la operación, y con ello los resultados económicos de las empresas participantes, es la condición hidrológica. De esta condición es que dependen fuertemente, en complemento con los precios de los combustibles, los costos marginales. Situaciones de hidrología húmeda, altas reservas de agua en los embalses del sistema, permiten asegurar precios spot inferiores a los costos variables de las centrales térmicas más eficientes, e incluso valores de precios spot cero (valor agua) en situaciones de bajo consumo, por ejemplo en las madrugadas.

Como se aprecia en el gráfico N° 2.2, existe una relación directa entre la condición hidrológica (mayor o menor hidrología), que se manifiesta directamente en los aportes de energía suministrados por las centrales hidroeléctricas, y el respectivo precio del sistema o también llamado costo marginal. A menor hidrología, como es el caso de las épocas de estiaje, el

costo marginal se incrementa por la presencia de unidades térmicas que entran a despachar a fin de cubrir la demanda respectiva.

Gráfico N° 2.2: Producción hidroeléctrica vs. Costo Marginal



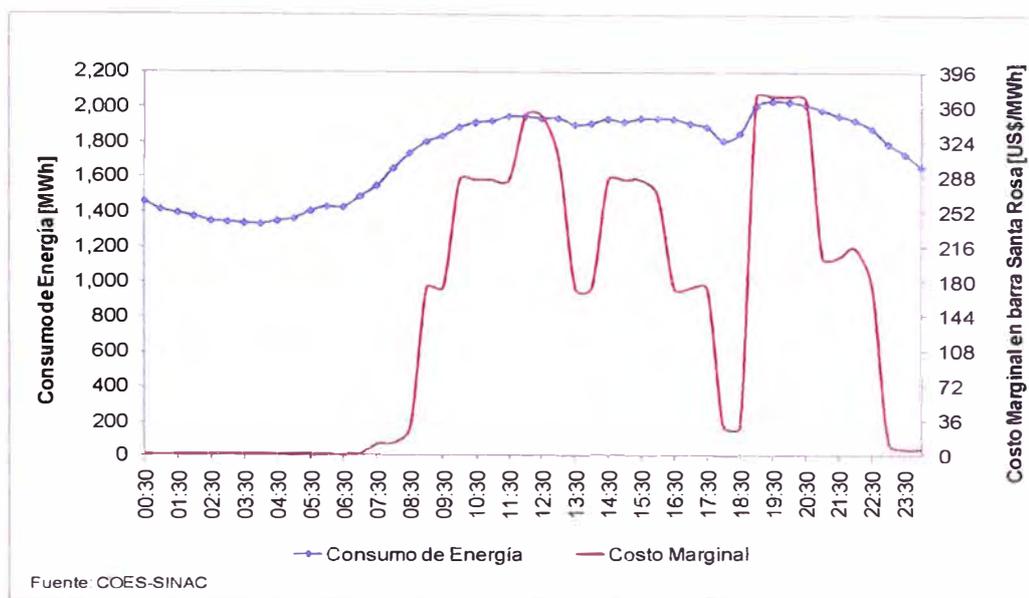
En la actualidad, la hidrología es el factor de riesgo que ha centrado el mayor interés en las empresas que actúan en mercados eléctricos con parque generador hidrotérmico, dado que al ser una variable aleatoria resulta prácticamente imposible predecir su comportamiento futuro. En razón de ello en el presente informe, se tomará a dicho factor como única variable para analizar el riesgo asociado a la contratación de energía.

c. Consumo de energía eléctrica

El consumo de energía eléctrica es una de las variables relevantes que define básicamente los ingresos y costos comerciales, así como el comportamiento de los precios spot de la energía, que influye en el resultado operacional de la empresa. En el gráfico N° 2.3 se muestra el comportamiento del consumo de energía eléctrica en un día cualquiera del período de avenida (donde el costo marginal en las horas de madrugada llega a valores de valor agua) y el resultado en el precio spot de la energía.

Consiguientemente se puede deducir un efecto en los ingresos de generación y retiro producto de la variación de los precios spot debido a las fluctuaciones del consumo total del sistema.

Gráfico N° 2.3: Consumo de energía vs. Costo Marginal



De esta manera, hemos indicado los factores de riesgo relevantes para el análisis de riesgo de nuestra empresa de generación y comercialización de energía. De todos ellos, únicamente nos centraremos en el relacionado a las condiciones hidrológicas, tomando a la hidrología como variable de riesgo, con la finalidad de medir su impacto en el margen variable.

2.3.2 Medición del Riesgo

La medición del riesgo tiene por objetivo entregar una señal simple y objetiva de la condición de riesgo a la que está sometida una empresa con cada operación que realiza, y a la vez, ser un parámetro que le indique qué gestión tomar a fin de reducir el efecto del mismo de acuerdo al costo del impacto que genere.

Como se definió, el riesgo es la posibilidad que tiene la empresa de sufrir una pérdida económica, por lo que su medición debe consistir en determinar dicha pérdida y su posibilidad o probabilidad de ocurrencia. La medida del riesgo debe ser tal que además de asignarle un valor al riesgo, debe proporcionarnos una medida comparativa para orientar las distintas decisiones de la empresa, que pueden ser: aumento o disminución del volumen de energía comprometida con clientes, instalación de nuevas unidades de generación con distinta tecnología, contratación de seguros y/o compra-venta de instrumentos financieros si existiesen en el mercado eléctrico, entre otras. Dado que los distintos factores de riesgo y la combinación de los valores que éstos puedan presentar en un determinado momento definen el resultado operacional de la empresa, la medición del riesgo pasará por determinar, a través de simulaciones, el margen variable de la empresa en cada escenario definido por los factores de riesgo, conociendo o estimando la probabilidad de ocurrencia que tiene cada uno de estos escenarios. Como se dijo, para el presente informe, dicho factor de riesgo será la condición hidrológica del sistema.

Técnicas de medición

Existen diferentes formas para medir el riesgo de mercado, sin embargo para nuestro caso particular abordaremos únicamente dos de ellas: i) mediante el parámetro conocido como desviación estándar (σ) y, ii) mediante el Valor en Riesgo (VaR por sus siglas en inglés).

a. Desviación Estándar

El índice de medición de riesgo utilizado universalmente en la evaluación y control de portafolios de inversión, es la denominada desviación estándar.

La desviación estándar, que es definida como la raíz cuadrada de la varianza, es una medida que informa respecto a las distancias que tienen los datos respecto de su media aritmética, vale decir, cuánta variación existe de los datos respecto de su valor promedio.

De esta manera, la expresión algebraica para la desviación estándar se muestra en las ecuaciones (2.8) y (2.9).

$$\sigma^2 = \sum_{i=1}^n \frac{(x_i - \mu)^2}{n - 1} \quad (2.8)$$

$$\sigma = \sqrt{\sigma^2} \quad (2.9)$$

donde:

- σ^2 : Varianza del conjunto de datos;
- x_i : Cada una de los datos;
- μ : Media del conjunto de datos;
- n : Número de datos;
- σ : Desviación estándar del conjunto de datos;

En la práctica, si bien la desviación estándar representa la dispersión con respecto al valor medio o más genéricamente al valor esperado, no ofrece una descripción completa del riesgo en los términos que hemos adoptado, por lo que en adición a ésta herramienta emplearemos el Valor en Riesgo.

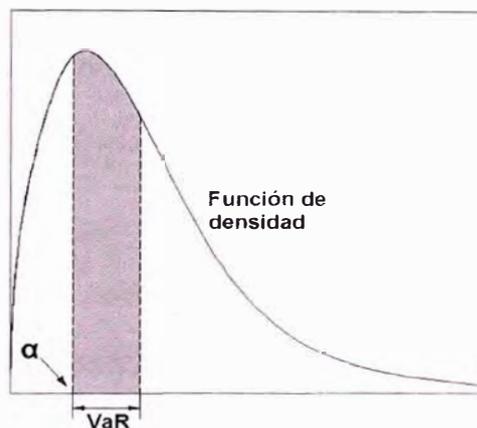
b. Valor en Riesgo

El Valor en Riesgo (VaR por sus siglas en inglés) mide la posible pérdida máxima esperada durante un determinado intervalo de tiempo, bajo condiciones normales del mercado y dentro de un nivel de confianza establecido. Dado que el VaR es una forma de medir el riesgo,

corresponderá tratar un procedimiento para su estimación, una metodología del cálculo y un enfoque para el control y dirección del riesgo.

Matemáticamente, el VaR es el $(1-\alpha)$ -cuantil de una determinada distribución, es decir, satisface la relación: $P[v(w) \leq \text{VaR}] = 1-\alpha$ donde $v(w)$ denota el cambio en el valor de la cartera e implica que $v(0)=0$, teniendo como cuestión importante que el valor de α sea un nivel de confianza adecuado. En la figura N° 2.4, puede observarse gráficamente el VaR para una distribución cualquiera.

Figura N° 2.4: Valor en Riesgo



A efectos de dirección de una empresa el VaR es una propuesta muy interesante por las siguientes razones:

- Valora los riesgos de las operaciones de mercado y de inversión;
- Proporciona información a los accionistas respecto a los riesgos financieros de su empresa;
- Puede utilizarse para determinar límites posicionales de los operadores y para la asignación de los recursos escasos de capital;
- Es utilizado por los inversionistas para controlar lo mejor posible los riesgos financieros;

- Posee una metodología para hacer frente al riesgo permitiendo evitar posibles desastres financieros;
- Da a conocer la posible pérdida máxima en un horizonte temporal dentro de un determinado intervalo de confianza.

Existen distintos métodos para medir el VaR, sin embargo para el presente informe, se han identificado 4 principales, los cuales se mencionan a continuación:

- Método matemático-estadístico;
- Método de simulación histórica;
- Método de Montecarlo;
- Método Delta-Normal.

De los 4 métodos expuestos, nos centraremos en los dos primeros, los cuales procederemos a desarrollar con mayor detalle.

i. Método matemático-estadístico

Este método supone que, teniendo un conjunto de posibles valores que tomaría una determinada variable, éstos pueden aproximarse a un tipo de distribución (generalmente la más empleada es la distribución normal). A partir de ahí, definiendo un cierto nivel de confianza $c\%$ se halla empleando, herramientas estadísticas y matemáticas, el valor que posee dicha probabilidad "1-c". La diferencia el valor esperado o promedio del conjunto de datos con el valor hallado de probabilidad "1-c" resulta el Valor en Riesgo.

ii. Método de simulación histórica

Este método supone que el comportamiento pasado, con respecto a las variaciones de los factores de riesgo, se repite en el futuro; de esta

manera se utiliza la matriz histórica de las variaciones para proyectar el comportamiento futuro del valor actual, del factor o los factores de riesgo, que son simulados por este método. En este método, la elección del período muestral es determinante en los resultados, por lo que períodos mayores incrementan la precisión en la estimación; sin embargo se debe tener presente que también podría estarse incorporando datos irrelevantes u omitiendo cambios importantes del corto plazo. Así mismo, esta técnica de simulación se basa en el comportamiento observado de las variables, lo que permite representar cualquier tipo de dependencia entre los factores de riesgo y otras variables externas así como también distintos comportamientos estadísticos de estos factores de riesgo; además, no se fundamenta en supuestos específicos acerca de los métodos de valorización o de la estructura estocástica de los factores de riesgo.

Por otro lado, la técnica supone que el pasado representa acertadamente el futuro inmediato, por lo que no considera la variación del comportamiento estocástico de los factores de riesgo en el tiempo. Además fija la misma ponderación a todas las observaciones contenidas en la muestra, incluyendo los puntos de datos antiguos, el resultado de la simulación de los factores de riesgo puede cambiar significativamente después que una observación antigua haya sido desechada de la muestra.

2.3.3 Aplicación al Informe

Con la finalidad de orientar la teoría de medición del riesgo (descrita anteriormente) al presente informe, y efectuar así un análisis de riesgo resultado de evaluar la magnitud de la energía de contratación que debe asumir una central hidroeléctrica —objeto de nuestro estudio—, y que le genere el menor riesgo comercial, procederemos a describir lo siguiente:

Valor del Margen y Margen en Riesgo

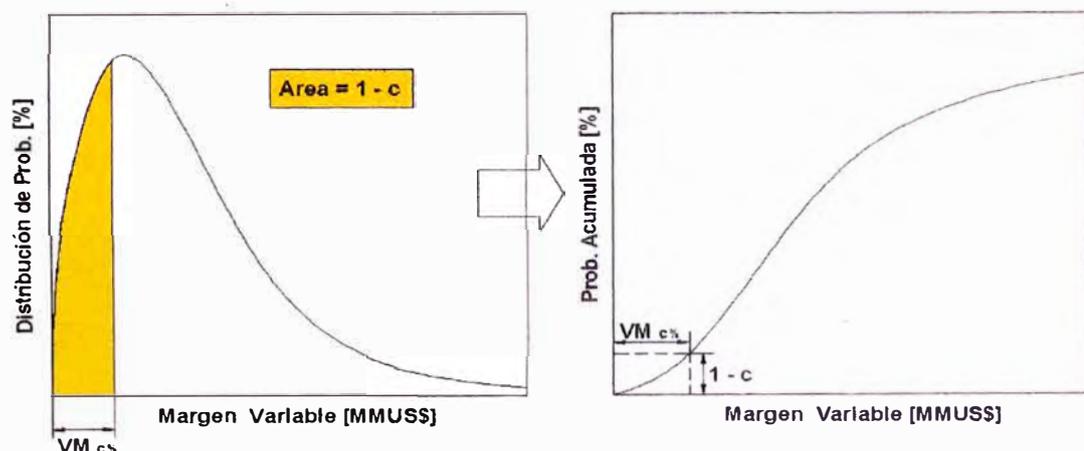
El Valor del Margen ($VM_{c\%}$) es un índice que nos permite medir el mínimo valor esperado del margen variable a lo largo de un período de tiempo, a un determinado nivel de confianza ($c\%$). Conociendo la distribución de probabilidades del margen variable, el cálculo del valor del $VM_{c\%}$ es siguiendo la siguiente expresión:

$$P(x < VM_{c\%}) = 1 - c = \int_{-\infty}^{VM_{c\%}} f(x) dx \quad (2.10)$$

- $P_{(x < VM_{c\%})}$: Probabilidad que "x" sea menor que $VM_{c\%}$;
- x : Margen Variable de la empresa (variable aleatoria);
- $f(x)$: Función de distribución de probabilidad del margen variable;
- c : Nivel de confianza;

La figura N° 2.5 nos muestra gráficamente el $VM_{c\%}$ utilizando indistintamente las funciones de distribución de probabilidades y de probabilidades acumuladas, para cualquier tipo de distribución.

Figura N° 2.5: Representación del $VM_{c\%}$ para un nivel de confianza "c".

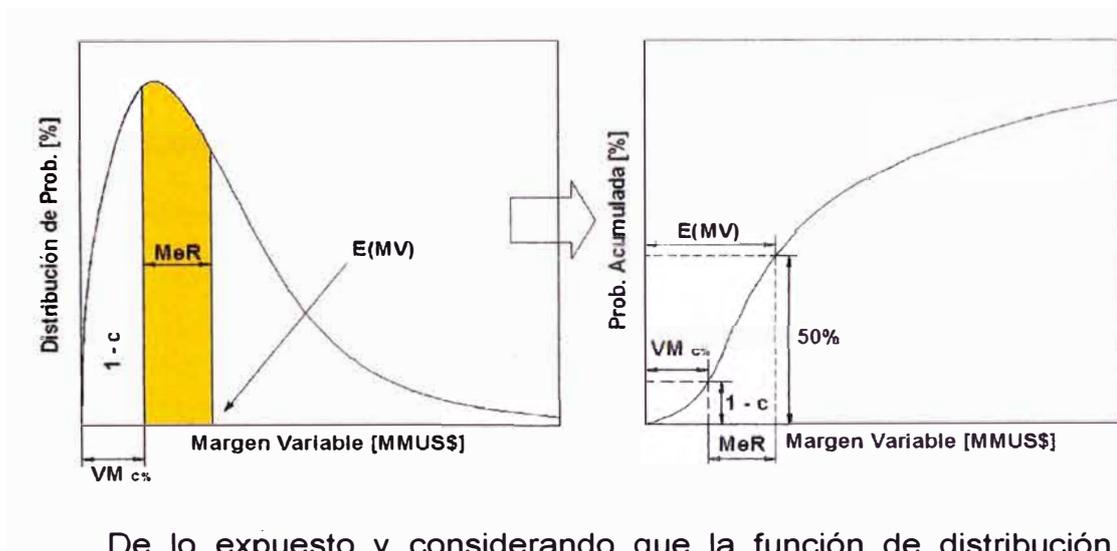


Sin embargo, el propio valor que entrega el $VM_{c\%}$ no resulta suficiente para indicarnos el riesgo al que se está exponiendo una empresa, por lo que se requiere definir un nuevo índice, uno que nos precise cuál

sería con un cierto nivel de confianza la máxima pérdida que tendría una empresa. Dicho índice es denominado Valor en Riesgo, que para el presente informe y nuestro análisis lo denominaremos Margen en Riesgo (MeR); éste es definido como la diferencia entre el valor esperado del margen variable y el $VM_{c\%}$.

La definición e interpretación del MeR se ajusta precisamente a la definición de riesgo que se adoptó al inicio del presente capítulo; su interpretación gráfica se muestra en la figura N° 2.6.

Figura N° 2.6: Representación del MeR



De lo expuesto y considerando que la función de distribución de probabilidad del margen variable de la empresa rara vez se ajustará a una distribución Normal, para la medición de riesgo se utilizará la construcción de la función de probabilidad acumulada y el cálculo del MeR.

CAPITULO III

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

3.1 Descripción del problema

Una característica principal del mercado eléctrico peruano es la fuerte dependencia que éste tiene de la generación hidráulica. La producción de energía empleando el recurso hídrico, a lo largo de los años ha evidenciado tener una participación superior al 50% de la producción total. Como puede observarse en el Cuadro N° 3.1, entre los años 2000-2009, la participación de las unidades hidráulicas en la producción total supera el valor de 50%.

Cuadro N° 3.1: Producción de energía por fuente de generación

AÑO	PRODUCCIÓN [GWh]			PARTICIPACIÓN [%]	
	TOTAL	HIDRAULICA	TÉRMICA	HIDRAULICA	TÉRMICA
2000	17,633.67	15,409.93	2,223.74	87.39%	12.61%
2001	18,465.82	16,807.05	1,658.77	91.02%	8.98%
2002	19,657.86	17,224.47	2,433.39	87.62%	12.38%
2003	20,688.56	17,731.92	2,956.64	85.71%	14.29%
2004	21,903.09	16,693.00	5,210.09	76.21%	23.79%
2005	23,001.49	17,100.84	5,900.65	74.35%	25.65%
2006	24,762.78	18,670.71	6,092.07	75.40%	24.60%
2007	27,254.94	18,588.46	8,666.48	68.20%	31.80%
2008	29,558.71	18,010.23	11,548.48	60.93%	39.07%
2009	29,807.25	18,751.67	11,055.58	62.91%	37.09%

3.2 Importancia del análisis en las empresas de generación eléctrica

Se mencionó en capítulos anteriores que una facultad que posee toda empresa de generación, es la comercialización; en dicha actividad la generadora responde por los consumos o retiros efectuados por aquellas cargas que se han convertido mediante un contrato de venta de energía en clientes suyos, vale decir,

la generadora compra la energía consumida por ellos del mercado spot, al precio del sistema o costo marginal, para finalmente venderla al precio debidamente pactado entre ambos. El margen que se desprende de esta actividad proviene de la diferencia existente entre el precio de venta que cada generadora pacta, con el costo marginal en el instante de la compra al sistema.

Por otro lado, como se vio en el Capítulo II, un riesgo asociado del mercado eléctrico es la variabilidad que presenta el costo marginal, y la fuerte dependencia que éste tiene con la condición hidrológica existente. El gráfico N° 2.2 nos mostró que a mayor hidrología, reflejado en mayor generación hidráulica (en condiciones normales)⁷ el costo marginal presenta valores pequeños; caso contrario, como ocurre en períodos de estiaje, donde la disponibilidad del recurso hídrico disminuye fuertemente, se manifiestan altos precios spot, por la presencia de unidades térmicas caras que entran a despachar para cubrir los requerimientos de energía de la demanda.

Uniendo las dos ideas expuestas anteriormente, podemos concluir que para definir la estrategia de negocio de una empresa de generación en el mercado de contratos, en nuestro caso una central hidroeléctrica, corresponderá calcular y analizar los distintos márgenes variables que resultarán al ir considerando la ocurrencia de determinadas condiciones de hidrología, las cuales serán tomadas de años anteriores, y así mediante el análisis de riesgo, definir cuánta energía está dispuesta a comprometer la central para obtener el mayor margen al menor riesgo.

Adicionalmente, podemos identificar que otra importancia en el análisis de la energía de contratación “óptima” en las empresas de generación, radica en que el resultado que se obtiene, es un margen que estadísticamente tiene alta probabilidad de ocurrencia aún en situaciones de variación de la hidrología, o dicho

⁷ Alta disponibilidad de las centrales hidroeléctricas; no considera que éstas puedan presentar fallas o salidas forzadas.

de otra forma, frente a fluctuaciones de la condición hidrológica, no presenta demasiada desviación frente al valor promedio esperado, lo cual garantiza un flujo constante en caja, que a su vez permite acceder en cuanto se requiera a financiamientos, emisión de bonos, cotización en bolsa, etc.

CAPITULO IV

METODOLOGÍA DE ANÁLISIS

En el presente capítulo se ha de presentar la metodología a seguir para la determinación del nivel óptimo de contratación de una central hidroeléctrica, la que a su vez se desarrollará bajo los siguientes pasos:

- i. Desarrollo de una proyección de despacho y de costos marginales;
- ii. Cálculo del Margen Variable por hidrología y nivel de contratación; y
- iii. Análisis de Riesgo empleando el método VaR (Valor en Riesgo).

A continuación se procederá a desarrollar cada uno de los pasos antes mencionados.

4.1 Desarrollo de una proyección de despacho y de costos marginales

Para la proyección de despacho y de costos marginales, datos necesarios para la obtención del margen variable, se tomará en cuenta los siguientes puntos:

4.1.1 Definición del período u horizonte de estudio

El horizonte de estudio será definido en períodos anuales. La razón de ello radica en que, bajo dicha modalidad, se abarcan las condiciones hidrológicas extremas de avenida y estiaje (hidrologías húmeda y seca respectivamente), lográndose visualizar el comportamiento diferenciado de los costos marginales y despacho de las centrales, en ambas situaciones. Adicionalmente, en periodos anuales se logra realizar el balance entre la

energía firme de la(s) unidad(es) generadora(s) y las ventas comprometidas que esta(s) tiene(n) en el mercado de contratos. Para el presente informe, el horizonte de estudio abarcará los años del 2016 al 2018.

4.1.2 Definición de las premisas básicas para la proyección del mercado

Dado que las proyecciones del mercado se dirigen a la obtención de los costos marginales y el despacho de las unidades generadoras *a posteriori*, es de suma importancia definir en forma correcta y objetiva las premisas o supuestos que regirán dicha proyección.

Estas premisas, que usualmente son definidas por cada empresa generadora al momento de proyectar y que pueden ser para el corto, mediano o largo plazo, consideran o parten de las características actuales del mercado, y se dividen principalmente en los siguientes puntos:

1. Proyección de la demanda a nivel generación;
2. Parque de generación existente;
3. Proyectos de generación;
4. Proyectos de transmisión;
5. Proyección de precios de combustibles;
6. Periodo de la estadística hidrológica;

A continuación se procederá a la descripción de cada punto:

1. Proyección de la demanda a nivel generación

La proyección de la demanda está basada en los resultados obtenidos a partir de un modelo econométrico que, empleando la información histórica, explica el comportamiento de las ventas de energía eléctrica a través del crecimiento de la población, el desenvolvimiento de la

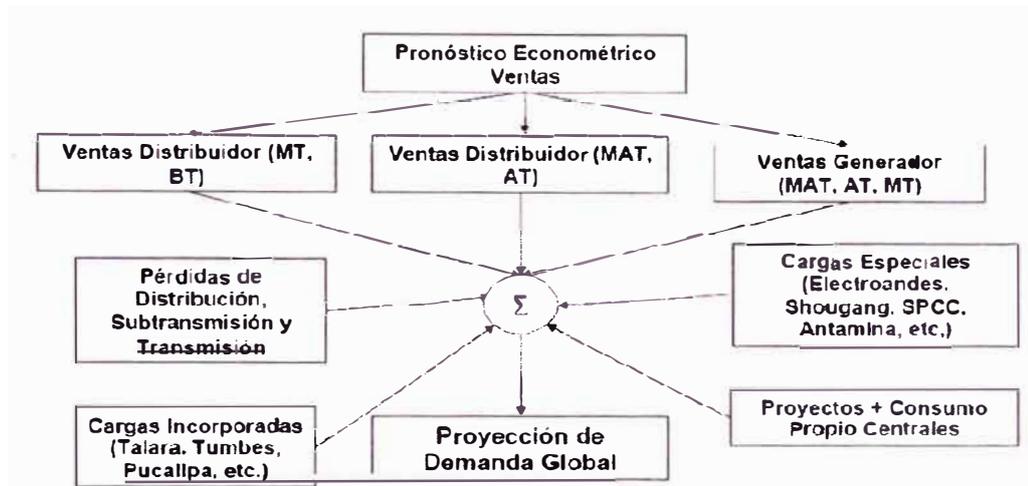
economía reflejado en el Producto Bruto Interno (PBI) y el precio la energía eléctrica.

La metodología a seguir para su obtención, será la misma que viene siendo utilizada desde el año 2000 tanto por el COES como por el OSINERGMIN, la cual separa la demanda en cuatro componentes: a) la primera corresponde al pronóstico econométrico de las ventas de energía (proyección de la demanda vegetativa), para lo cual se emplea un modelo que proyecta el consumo residencial y comercial; b) la segunda refiere a las pérdidas de transmisión, transformación y distribución; c) la tercera es una proyección de cargas especiales y/o incorporadas, futuros proyectos y ampliación de importantes cargas ya existentes, todas ellas basadas en información que éstas hayan referido al OSINERGMIN sobre su consumo eléctrico futuro y que fueron empleados en la actual fijación de tarifas y; d) la cuarta es el consumo propio de las centrales.

Una vez obtenidos los resultados de cada componente, se procede a sumarlas obteniéndose la proyección de la demanda global, tal como lo muestra la figura N° 4.1.

Debido a que el modelo matemático de simulación del despacho de SEIN que será utilizado en el presente informe es de naturaleza multimodal, resulta necesario distribuir la demanda del sistema en cada una de sus barras de carga, para lo cual se habrá de utilizar los factores de distribución de carga desarrollados por el OSINERGMIN, y que empleados en la obtención de los precios en barra.

Figura N° 4.1: Proyección de la Demanda Global



A continuación se procederá a describir una a una las referidas componentes:

a. Pronóstico econométrico de las ventas de energía

Esta parte del cálculo es la que posee la mayor dificultad, por lo que la metodología empleada será la misma que el OSINERGMIN viene empleando desde el año 2000, es decir utilizando el modelo econométrico denominado ARIMA.

Los pronósticos del crecimiento poblacional y de los precios de la energía son relativamente más sencillos de efectuar; el crecimiento poblacional proviene de las cifras estudiadas y presentadas por el INEI y los precios de la energía se toman tanto de los datos históricos, como de los valores actuales.

El modelo económico utilizado para calcular la demanda eléctrica futura, cuenta con dos correlaciones: i) la ecuación del error y ii) la ecuación de la corrección del error.

a.1. Ecuación del error

Sus variables explicativas son el PBI (Producto Bruto Interno), la población y las tarifas de electricidad, como puede observarse en la ecuación 4.1

$$\ln(V) = c_0 + m_1 \cdot \ln(Pob) + m_2 \cdot \ln(PBI) + m_3 \cdot \ln(Tar) \quad (4.1)$$

donde:

V : Ventas

Pob : Población

Tar : Tarifas

$\ln(V)$: Logaritmo natural de las ventas.

$\ln(Pob)$: Logaritmo natural de la población.

$\ln(PBI)$: Logaritmo natural del PBI.

$\ln(Tar)$: Logaritmo natural de las tarifas de Energía.

c_0 : -15.3509

m_1 : 1.6359

m_{12} : 0.7238

m_3 : 0.0794

a.2. Ecuaciones de corrección de error

Estas se aprecian en la fórmula 4.2 y 4.3

$$d\ln(V) = d_0 + k_1 \cdot d\ln(Pob) + k_2 \cdot d\ln(V_{-2}) + k_3 \cdot \ln(\varepsilon_{-1}) + k_3 \cdot d(D_{92}) \quad (4.2)$$

$$\ln(\varepsilon) = \ln(V) - [c_0 + m_1 \cdot \ln(Pob) + m_2 \cdot \ln(PBI) + m_3 \cdot \ln(Tar)] \quad (4.3)$$

donde:

V : Ventas

Tar : Tarifas

$d\ln(V)$: Primera diferencia del logaritmo natural de las ventas.

$d\ln(PBI)$: Primera diferencia del logaritmo natural del PBI.

$d\ln(V_{-2})$: Segunda diferencia del logaritmo natural de las ventas.

$\ln(\varepsilon_{-1})$: Logaritmo natural del error₍₋₁₎.

$d(D_{92})$: Primera diferencia de la variable ficticia Dummy 1992.

$Ln(\varepsilon)$: Logaritmo natural del error.

d_0 : 0.0362

k_1 : 0.5882

k_2 : -0.1629

k_3 : -0.4697

k_4 : -0.0916

La proyección del PBI, empleada para la obtención de las ventas de energía y así, obtener la demanda a nivel generación se presenta en el Cuadro N° 4.1. Dichos valores han sido obtenidos tomando como fuentes las proyecciones realizadas por el Ministerio de Economía y Finanzas, el Banco Central de Reserva, otros bancos y empresas consultoras. De toda la muestra de datos, se ha optado por escoger el valor promedio.

Cuadro N° 4.1: Proyección del PBI

AÑO	PBI
2011	5.5%
2012	5.8%
2013	6.0%
2014	6.0%
2015	6.0%
2016	6.0%
2017	6.0%
2018	6.0%

A partir de los valores proyectados del PBI y siguiendo la metodología descrita, el Cuadro N° 4.2 muestra los valores de ventas de energía eléctrica, obtenidos del modelo econométrico. Respecto a los valores de población y precio de energía histórico, se ha considerado los mismos que fueron empleados por el OSINERGMIN para la obtención de las tarifas en barra vigentes, es decir correspondientes al período Mayo 2010 – Abril 2011.

Cuadro N° 4.2: Proyección de las Ventas de Energía

Año	POBLACION	PBI	TARIFAS	Ventas	%	%	%
	Mio	Millones de S/.	Ctvs US\$/kWh	GWh	ΔPob.	ΔPBI	ΔVentas
1981	16.322	88.731	4.54	5.679			
1982	16.700	88.440	4.93	5.947	2.32%	-0.3%	4.7%
1983	17.077	79.801	3.91	5.756	2.26%	-9.8%	-3.2%
1984	17.454	82.908	4.37	6.114	2.21%	3.9%	6.2%
1985	17.832	84.853	4.23	6.498	2.17%	2.3%	6.3%
1986	18.213	95.573	4.15	7.030	2.14%	12.6%	8.2%
1987	18.596	103.328	4.15	7.674	2.10%	8.1%	9.2%
1988	18.978	93.160	2.93	7.762	2.05%	-9.8%	1.1%
1989	19.354	80.428	2.40	7.180	1.98%	-13.7%	-7.5%
1990	19.719	76.089	4.90	7.126	1.89%	-5.4%	-0.8%
1991	20.070	78.123	4.71	7.667	1.78%	2.7%	7.6%
1992	20.410	77.848	6.43	6.806	1.69%	-0.4%	-11.2%
1993	20.744	81.447	5.59	7.794	1.64%	4.6%	14.5%
1994	21.078	92.343	7.61	8.805	1.61%	13.4%	13.0%
1995	21.420	100.281	8.37	9.193	1.62%	8.6%	4.4%
1996	21.768	102.765	8.66	9.448	1.62%	2.5%	2.8%
1997	22.120	109.859	8.20	9.940	1.62%	6.9%	5.2%
1998	22.474	108.722	7.04	10.575	1.60%	-1.0%	6.4%
1999	22.829	109.769	6.85	10.950	1.58%	1.0%	3.5%
2000	23.185	113.022	7.16	11.775	1.56%	3.0%	7.5%
2001	23.541	113.262	7.02	12.019	1.54%	0.2%	2.1%
2002	23.898	119.102	6.60	12.592	1.52%	5.2%	4.8%
2003	24.256	123.748	6.64	13.286	1.50%	3.9%	5.5%
2004	24.614	130.207	7.04	14.120	1.48%	5.2%	6.3%
2005	24.972	138.605	7.61	15.043	1.45%	6.4%	6.5%
2006	25.330	149.139	7.58	16.452	1.43%	7.6%	9.4%
2007	25.688	162.547	7.41	17.860	1.41%	9.0%	8.6%
2008	26.046	178.476	8.08	19.660	1.39%	9.8%	10.1%
2009	26.403	180.082	8.23	20.064	1.37%	0.9%	2.1%
2010	26.760	191.788	8.23	21.310	1.35%	6.5%	6.2%
2011	27.117	202.336	8.23	22.832	1.33%	5.5%	7.1%
2012	27.473	214.072	8.23	24.227	1.31%	5.8%	6.1%
2013	27.828	226.916	8.23	25.751	1.29%	6.0%	6.3%
2014	28.183	240.531	8.23	27.452	1.27%	6.0%	6.6%
2015	28.536	254.963	8.23	29.226	1.25%	6.0%	6.5%
2016	28.888	270.260	8.23	31.091	1.23%	6.0%	6.4%
2017	29.238	286.476	8.23	33.083	1.21%	6.0%	6.4%
2018	29.587	303.665	8.23	35.194	1.19%	6.0%	6.4%

b. Pérdidas de transmisión, transformación y Distribución

A fin de obtener el valor de las pérdidas por transmisión, transformación y distribución, el valor de la V (ventas) se procederá a distribuir de la siguiente manera:

- Ventas de Distribuidores en baja y media tensión: $VBM = F1 * V$;
- Ventas de Distribuidores en alta y muy alta tensión: $VAM = F2 * V$;
- Ventas de Generadores en alta y muy alta tensión: $VG = F3 * V$.

Donde los factores F1, F2 y F3 son valores históricos calculados por el OSINERGMIN los cuales cumplen la siguiente condición: $F1+F2+F3 = 1$.

Las pérdidas se determinan mediante las ecuaciones 4.4, 4.5 y 4.6

$$PBM = \frac{VBM \cdot FP1}{1 - FP1} \quad (4.4)$$

$$PTT = \left[\frac{FP2}{1 - FP2} \right] \cdot \left[\frac{VBM}{1 - FP1} \right] + VAM \quad (4.5)$$

$$PTT = \left[\frac{FP3}{1 - FP3} \right] \cdot \left[\frac{E_1 + VAM}{1 - FP2} \right] + VG \quad (4.6)$$

donde:

PBM : Pérdidas de distribución.

PTT : Pérdidas de transformación del nivel transmisión a distribución.

PT : Pérdidas de transmisión.

FP1 : Factor de pérdidas de distribución.

FP2 : Factor de pérdidas de transformación.

FP3 : Factor de pérdidas de transmisión.

Los factores de pérdidas de transmisión, transformación y distribución (*FP1*, *FP2* y *FP3*) empleados en la presente proyección corresponden a las tasas de pérdida calculadas por el OSINERGMIN basados en valores históricos, los cuales son utilizados en la determinación de los precios en barra.

c. Proyección de la demanda de las Cargas Especiales, Incorporadas y Nuevos Proyectos

Para realizar la proyección del consumo de energía futuro de las cargas presentes y de las que entrarán al sistema, se toma como fuente datos presentados por el COES, OSINERGMIN, MINEM, etc.

c.1. Cargas especiales

Se caracterizan por ser, en su mayoría, cargas mineras con un alto factor de carga.

c.2. Cargas incorporadas

Son aquellos sistemas eléctricos que antes operaban en forma aislada y se han incorporado progresivamente al SEIN. Dado que en su mayoría estas cargas son de naturaleza residencial, se ha supuesto que poseen tasas de crecimiento idénticas a las de la demanda vegetativa.

c.3. Grandes proyectos

Son aquellas nuevas cargas que corresponden principalmente a grandes proyectos mineros o ampliaciones significativas de las actuales empresas mineras que demandarían cantidades significativas de energía eléctrica del sistema.

d. Consumo propio de centrales

Representa el consumo de los sistemas auxiliares y los equipos necesarios para la operación de la central, y se calcula multiplicando el factor de consumo propio (calculado por el OSINERGMIN) por la demanda total de energía del SEIN.

A continuación se presentan los resultados de la proyección de la demanda a nivel generación, que se han obtenido empleando la metodología descrita previamente en la presente sección.

El Cuadro N° 4.3 muestra en forma resumida los valores de máxima demanda (potencia) y energía anual correspondientes al período que abarca la proyección del mercado, mientras que los Cuadros N° 4.4 y N° 4.5 muestran los mismos valores de potencia y energía proyectados hasta el año 2018, pero disgregados en cada una de sus componentes, con la finalidad de observar lo descrito y mencionado en los puntos (b), (c) y (d) de la presente sección.

Cuadro N° 4.3: Proyección de Demanda 2011 – 2018

AÑO	POTENCIA		ENERGÍA	
	[MW]	[%]	[GWh]	[%]
2011	4,931	8.9%	34,480	7.4%
2012	5,300	7.5%	36,907	7.0%
2013	5,717	7.9%	39,956	8.3%
2014	6,235	9.1%	43,682	9.3%
2015	6,713	7.7%	47,147	7.9%
2016	7,153	6.5%	50,239	6.6%
2017	7,599	6.2%	53,378	6.2%
2018	8,079	6.3%	56,751	6.3%

Cuadro N° 4.4: Proyección de Demanda de Energía 2011 – 2018

Energía en GWh		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Pronóstico Econométrico		20,064	21,310	22,832	24,227	25,751	27,452	29,226	31,091	33,083	35,194
Venta del Distribuidor MT y BT		15,719	16,694	17,886	18,980	20,173	21,506	22,896	24,357	25,918	27,571
Pérdidas de Distribución	[%]	7.75%	7.57%	7.40%	7.22%	7.22%	7.22%	7.22%	7.22%	7.22%	7.22%
	[GWh]	1,321	1,368	1,429	1,477	1,570	1,673	1,782	1,895	2,017	2,145
Energía Entregada a Distribución (MT y BT)		17,039	18,062	19,315	20,457	21,743	23,179	24,677	26,252	27,934	29,716
Venta Facturada Distribuidor (MAT y AT)		381	405	434	460	489	522	555	591	629	669
Energía Entregada a Distribución		17,421	18,467	19,749	20,917	22,232	23,701	25,233	26,843	28,563	30,385
Pérdidas Transform Transmis Distribuidor	[%]	1.96%	1.96%	1.96%	1.96%	1.96%	1.96%	1.96%	1.96%	1.96%	1.96%
	[GWh]	348	369	395	418	444	474	504	537	571	607
Entrada al Nivel de Distribución		17,769	18,836	20,144	21,335	22,677	24,174	25,737	27,380	29,134	30,993
Venta Facturada Generador (MAT, AT y MT)		3,965	4,211	4,512	4,787	5,088	5,424	5,775	6,144	6,537	6,954
Salida del Nivel de Transmisión		21,734	23,047	24,655	26,122	27,765	29,599	31,512	33,523	35,671	37,947
Pérdidas de Transmisión	[%]	5.86%	5.86%	5.86%	5.86%	5.86%	5.86%	5.86%	5.86%	5.86%	5.86%
	[GWh]	1,353	1,435	1,535	1,626	1,728	1,842	1,962	2,087	2,220	2,362
Entrada al Nivel de Transmisión		23,086	24,481	26,190	27,748	29,493	31,441	33,474	35,610	37,892	40,309
Cargas Especiales											
ELECTROANDES		887	823	1,358	1,358	1,358	1,358	1,358	1,358	1,358	1,358
SHOUGESA		252	319	428	428	428	428	428	428	428	428
ANTAMIÑA		652	707	707	707	707	707	707	707	707	707
SOUTHERN		1,613	1,630	1,630	1,630	1,630	1,630	1,630	1,630	1,630	1,630
CERRO VERDE		252	307	307	307	307	307	307	307	307	307
TINTAYA BHP		245	266	266	266	266	266	266	266	266	266
SAN RAFAEL (MINSUR - AZANGARO 60)		105	108	108	109	109	110	111	111	112	113
CALLALI		99	99	123	123	124	124	125	125	126	127
CEMENTOS YURA		114	114	114	114	114	114	114	114	114	114
YANACocha (nuevo)		485	485	485	485	485	485	485	485	485	485
HUARON		47	72	72	72	72	72	72	72	72	72
CERRO VERDE (socabaya)		842	987	987	987	987	987	987	987	987	987
CERRO CORONA (Soc. Minera Corona-Cajamarca)		154	123	123	123	123	123	123	123	123	123
AMPLIACION DE ACEROS AREQUIPA		66	166	192	220	220	220	220	220	220	220
Total Cargas Especiales		5,814	6,207	6,901	6,929	6,931	6,932	6,933	6,934	6,936	6,937
Cargas Incorporadas											
Talara		110	113	116	119	122	125	128	131	134	137
Tumbes		131	134	137	139	142	145	148	151	154	157
Yura-Cachimayo		163	183	183	183	183	183	183	183	183	183
Joya San Camilo y Siguan (Arequipa)		39	39	39	39	39	39	39	39	39	39
Pucallpa		175	181	186	192	198	203	210	216	222	229
Bagua - Jaen		12	12	12	13	13	13	13	13	13	13
Tarapoto- Moyobamba y Bellavista					170	164	170	180	191	202	215
Puerto Maldonado		28	36	39	39	41	43	46	49	52	55
Total Cargas Incorporadas		658	697	711	894	901	922	946	972	999	1,027
Total Industrias y Proyectos Nuevos		-	564.9	715	1,337	2,587	4,288	5,644	6,526	7,309	8,186
Consumo Propio Centrales		415	479	518	554	599	654	705	751	797	847
Interconexión Perú-Ecuador		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Disminución de Pérdidas REP		-13	-13	-13	-13	-13	-13	-13	-13	-13	-13
TOTAL		29,960	32,417	35,022	37,448	40,498	44,224	47,689	50,780	53,920	57,293
Descontado de la Demanda		-420	-792	-1,059							
TOTAL SEIN sin autoproduktores		29,869	32,212	34,602	37,029	40,078	43,804	47,269	50,361	53,500	56,873
TOTAL MOOSEM		29,540	31,625	33,963	36,389	39,439	43,165	46,630	49,721	52,860	56,234
DEMANDA COES		29,748	32,090	34,480	36,907	39,956	43,682	47,147	50,239	53,378	56,751

Cuadro N° 4.5: Proyección de Demanda de Potencia 2011 – 2018

Potencia en MW	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Entrada a nivel de Transmisión	23,086	24,481	26,190	27,748	29,493	31,441	33,474	35,610	37,892	40,309
Factor de carga	75.3%	74.8%	75.0%	75.0%	75.0%	75.0%	75.0%	75.0%	75.0%	75.0%
Potencia	3,500	3,735	3,986	4,223	4,489	4,786	5,095	5,420	5,767	6,135
Cargas Especiales e Incorporadas										
ELECTROANDES	89	89	163	163	163	163	163	163	163	163
SHOUGESA	38	46	70	80	80	80	80	80	80	80
ANTAMINA	82	82	95	95	95	95	95	95	95	95
SOUTHERN	188	188	207	207	207	207	207	207	207	207
CERRO VERDE	48	46	45	45	45	45	45	45	45	45
TINTAYA BHP	29	40	40	40	40	40	40	40	40	40
SAN RAFAEL (MINSUR - AZANGARO 60)	9	13	15	15	15	15	15	15	15	15
CALLALI	22	25	25	25	25	25	25	25	25	25
CEMENTOS YURA	12	20	20	20	20	20	20	20	20	20
YANACocha	62	72	72	72	72	72	72	72	72	72
HUARON	6	9	9	9	9	9	9	9	9	9
CERRO VERDE (NUEVO)	115	115	125	125	125	125	125	125	125	125
CERRO CORONA (Soc. Minera Corona-Cajamarca)	19	16	17	17	17	17	17	17	17	17
AMPLIACION DE ACEROS AREQUIPA	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Talara	19	23	24	24	24	24	24	24	24	24
Tumbes	20	20	20	21	21	22	22	23	23	23
Yura-Cachimayo	9	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Joya, Santa Rita y Siguras (Arequipa)	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Pucallpa	25	25	26	26	26	26	26	26	26	26
Bagua - Jaen	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Tarapoto- Moyobamba y Bellavista				37	37	37	37	37	37	37
Puerto Maldonado	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Total Cargas Espec. e Incorporadas	821	867	1,012	1,061	1,062	1,062	1,063	1,063	1,063	1,064
Total Industrias y Proyectos Nuevos	-	50	65	157	316	549	728	847	948	1,062
Factor de simultaneidad	90.5%	90.5%	90.5%	90.5%	90.5%	90.5%	90.5%	90.5%	90.5%	90.5%
Consumo Propio Centrales	63	73	79	84	91	100	107	114	121	129
Interconexión Perú-Ecuador	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Disminución de Pérdidas REP	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
TOTAL	4,305	4,638	5,040	5,408	5,825	6,343	6,822	7,261	7,708	8,187
Descontado de la Demanda	-86	-183								
TOTAL SEIN sin autoprodutores	4,219	4,455	4,857	5,225	5,643	6,160	6,639	7,078	7,525	8,004
TOTAL MOOSEM	4,219	4,455	4,857	5,225	5,643	6,160	6,639	7,078	7,525	8,004
Factor de Carga COES	79.6%	80.9%	79.8%	79.5%	79.8%	80.0%	80.2%	80.2%	80.2%	80.2%
DEMANDA COES	4,264	4,529	4,931	5,300	5,717	6,235	6,713	7,153	7,599	8,079

2. Parque de generación existente

Son aquellas unidades generadoras térmicas e hidroeléctricas ya presentes en el sistema. Sus principales datos y características son tomados de la información que maneja y publica el COES respecto de las mismas, mientras que para su inserción en el modelo computacional, empleado en el presente informe y descrito en los alcances, se requerirán los siguientes puntos:

Para las centrales térmicas

- Potencia Efectiva (MW);
- Tasa de indisponibilidad fortuita (%);
- Consumo específico (Ton/MWh; MMBTU/MWh);
- Precio de combustible (US\$/Ton, US\$/MMBTU);
- Costo variable no combustible (US\$/MWh);
- Barra de inyección.

Para las centrales hidroeléctricas:

En el MOOSEM las centrales hidroeléctricas son modeladas de acuerdo a las siguientes variantes.

- a. Aquellas que pertenecen a la cuenca del río Mantaro, que son modeladas con un único embalse (lago Junín):

Potencia máxima (MW);

Rendimiento (MW-s/m³);

Caudal máximo de aducción (m³/s);

Tasa de indisponibilidad fortuita (%);

Barra de inyección.

- b. Para el resto de centrales hidroeléctricas, que son modeladas con sus respectivos:

Potencia máxima (MW);

Matriz de potencias generables pre-operadas (MW);

Tasa de indisponibilidad fortuita (%);

Barra de inyección.

A continuación se presenta la lista de centrales existentes. El Cuadro N° 4.6 muestra la relación de centrales hidroeléctricas, mientras que el Cuadro N° 4.7 la correspondiente a las centrales termoeléctricas. La información ha sido tomada de la base de datos del COES.

Cuadro N° 4.6: Centrales Hidroeléctricas Existentes

Central	Empresa Propietaria	Potencia Efectiva [MW]	Rendimiento [kWh/m³]
Cahua	SN POWER PERU ⁽⁷⁾	43.1	0.524
Cañon del Pato	DEIEGENOR	263.5	0.951
Carhuaquero	DEIEGENOR	105.1	1.269
Caña Brava	DEIEGENOR	5.7	0.081
Mantaro	ELECTROPERU	670.7	1.785
Restitución	ELECTROPERU	215.4	0.598
Callahuanca ⁽¹⁾	EDEGEL	80.4	1.089
Huampaní	EDEGEL	30.2	0.453
Huinco	EDEGEL	247.3	2.748
Matucana	EDEGEL	128.6	2.414
Moyopampa	EDEGEL	64.7	1.027
Yanango	CHINANGO ⁽⁵⁾	42.6	0.592
Chimay	CHINANGO ⁽⁶⁾	150.9	0.511
Malpaso	SN POWER PERU ⁽⁷⁾	48.0	0.188
Oroya	SN POWER PERU ⁽⁷⁾	9.5	0.409
Pachachaca	SN POWER PERU ⁽⁷⁾	9.6	0.407
Yaupi	SN POWER PERU ⁽⁷⁾	110.2	1.090
Gallito Ciego	SN POWER PERU ⁽⁷⁾	38.1	0.236
Pariac	SN POWER PERU ⁽⁷⁾	5.0	0.625
Huanchor	S. MINERA CORONA	19.6	0.544
Misapuquio	SN POWER PERU ⁽⁷⁾	3.9	0.542
San Antonio	SN POWER PERU ⁽⁷⁾	0.6	0.059
San Ignacio	SN POWER PERU ⁽⁷⁾	0.4	0.044
Huayllacho	SN POWER PERU ⁽⁷⁾	0.2	0.370
Yuncán	ENERSUR	136.8	1.285
Santa Rosa I	SINERSA ⁽⁴⁾	1.0	0.051
Santa Rosa II	SINERSA ⁽⁴⁾	1.7	0.094
Curumuy	SINERSA ⁽⁴⁾	12.5	0.096
Poechos I	SINERSA ⁽⁴⁾	15.4	0.095
Poechos II	SINERSA ⁽⁴⁾	10.0	0.046
Charcani I	EGASA	1.7	0.063
Charcani II	EGASA	0.6	0.028
Charcani III	EGASA	4.6	0.127
Charcani IV	EGASA	15.3	0.283
Charcani V	EGASA	144.6	1.613
Charcani VI	EGASA	8.9	0.166
Aricota I	EGESUR	22.5	1.359
Aricota II	EGESUR	12.4	0.749
Machupicchu	EGEMSA	88.8	0.8
San Gabán	SAN GABAN	113.1	1.654
Total		2 883.2	

Notas :

- (1) Potencia efectiva después del repotenciamiento del año 2009.
- (2) empresas señaladas, no siendo sin embargo dichas centrales de su propiedad.
- (3) Centrales en proceso de incorporación al COE S-SINAC.
- (4) Esta empresa no forma parte del COE S-SINAC.
- (5) Por Resolución 037-2009 - E.M se les transfirió la concesión de C.H. Yanango.
- (6) Por Resolución 032-2009 - E.M se les transfirió la concesión de C.H. Chimay.
- (7) De acuerdo a Oficio SNPPSA-GG-040-2010 del 15.03.10.
- (8) Valores de Potencia, Caudal y Rendimiento, proporcionados por el COE S-SINAC. La Energía de las Centrales Hidráulicas determinadas según el Plan Referencial y ajustadas con los Datos y Resultados del Modelo PE RSE O.

Cuadro N° 4.7: Centrales Termoeléctricas Existentes

Central	Propietario	Potencia Efectiva [MW]	Combustible	Consumo Especifico [Und./kWh]
Turbo Gas Natural Malacas 1	EEPSA	15.0	Gas Natural	16 120
Turbo Gas Natural Malacas 2	EEPSA	15.0	Gas Natural	15 810
Turbo Gas Diesel Malacas 2 (C / ISC)	EEPSA	15.0	Diesel N° 2	0 354
Turbo Gas Natural Malacas 4 A	EEPSA	90.3	Gas Natural	12 416
Turbo Gas de Chimbote	DEIEGENOR	41.2	Diesel N° 2	0 353
Turbo Gas de Chimbote (C / ISC)	DEIEGENOR	41.2	Diesel N° 2	0 353
Turbo Gas de Trujillo	DEIEGENOR	20.4	Diesel N° 2	0 342
Turbo Gas de Trujillo (C / ISC)	DEIEGENOR	20.4	Diesel N° 2	0 342
Turbo Gas de Piura con R6	DEIEGENOR	18.6	Residual N° 6	0 349
Grupos Diesel de Piura (Sin MAN)	DEIEGENOR	12.4	Residual N° 6	0 248
Grupos Diesel de Chiclayo	DEIEGENOR	24.4	Residual N° 6	0 254
Grupos Diesel de Sullana	DEIEGENOR	8.6	Diesel N° 2	0 251
Grupos Diesel de Sullana (Sin ALCO 4)	DEIEGENOR	6.4	Diesel N° 2	0 243
Grupos Diesel de Sullana (Sin ALCO 4) (C / ISC)	DEIEGENOR	6.4	Diesel N° 2	0 243
Grupos Diesel de Paña	DEIEGENOR	5.8	Diesel N° 2	0 244
Grupos Diesel de Paña (Sin EMD3)	DEIEGENOR	3.7	Diesel N° 2	0 248
Grupos Diesel de Paña (Sin EMD3) (C / ISC)	DEIEGENOR	3.7	Diesel N° 2	0 248
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-6	EDEGEL	52.6	Gas Natural	12 620
Turbo Gas Diesel Santa Rosa UTI-6 (C / ISC)	EDEGEL	52.5	Diesel N° 2	0 279
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-5	EDEGEL	53.4	Gas Natural	12 740
Turbo Gas Diesel Santa Rosa UTI-5 (C / ISC)	EDEGEL	51.7	Diesel N° 2	0 286
Turbo Gas Natural Santa Rosa WTG (con inyección)	EDEGEL	123.9	Gas Natural	11 595
Turbo Gas Natural Santa Rosa WTG (sin inyección)	EDEGEL	109.1	Gas Natural	11 194
Turbo Gas Diesel Santa Rosa WTG (con inyección)	EDEGEL	112.0	Diesel N° 2	0 256
Turbo Vapor de Shougesa	SHOUGESA	63.1	Residual N° 500	0 320
G. Diesel Shougesa	SHOUGESA	1.2	Diesel N° 2	0 220
G. Diesel Shougesa (C / ISC)	SHOUGESA	1.2	Diesel N° 2	0 220
Turbo Gas Natural Aguaytia TG-1	TERMOSELVA	87.6	Gas Natural	11 664
Turbo Gas Natural Aguaytia TG-2	TERMOSELVA	88.1	Gas Natural	11 340
G. Diesel Tumbes Nueva 1	ELECTROPERU	9.2	Residual N° 6	0 220
G. Diesel Tumbes Nueva 2	ELECTROPERU	8.1	Residual N° 6	0 220
G. Diesel Pucallpa Wartsila	ELECTRO UCAYALI	24.5	Residual N° 6	0 231
Turbo Gas Natural Ventanilla 3 (sin inyección de	EDEGEL	159.2	Gas Natural	10 150
Turbo Gas Natural Ventanilla 4 (sin inyección de	EDEGEL	156.1	Gas Natural	10 113
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (sin fuego	EDEGEL	225.1	Gas Natural	6 798
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (con fuego	EDEGEL	13.7	Gas Natural	7 145
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (sin fuego	EDEGEL	228.0	Gas Natural	6 763
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (con fuego	EDEGEL	18.4	Gas Natural	7 038
Turbo Gas Natural Chilca TG1	ENERSUR	176.0	Gas Natural	9 795
Turbo Gas Natural Chilca TG2	ENERSUR	174.5	Gas Natural	9 893
Turbo Gas Natural Chilca TG3	ENERSUR	194.2	Gas Natural	10 282
Turbo Gas Natural Kallpa TG1	KALLPA	174.4	Gas Natural	10 237
Turbo Gas Natural Kallpa TG2	KALLPA	193.5	Gas Natural	10 154
Turbo Gas Natural Kallpa TG3	KALLPA	192.4	Gas Natural	10 215
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG8	EDEGEL	199.8	Gas Natural	9 879
Turbo Gas Natural Las Flores	EGENOR	192.5	Gas Natural	10 696
Grupos Diesel Emergencia 1	ELECTROPERU	62.1	Diesel N° 2	0 220
Grupos Diesel Emergencia 1 (C / ISC)	ELECTROPERU	62.1	Diesel N° 2	0 220
Turbo Gas Natural El Faro	SHOUGESA	170.0	Gas Natural	9 360
Turbo Gas Diesel El Faro (C / ISC)	SHOUGESA	171.7	Diesel N° 2	0 244
Grupos Diesel Tarapoto (C / ISC)	ELECTRO ORIENTE	12.0	Residual N° 6	0 224
Grupos Diesel Bellavista (C / ISC)	ELECTRO ORIENTE	3.2	Diesel N° 2	0 265
Grupo Diesel Moyobamba (C / ISC)	ELECTRO ORIENTE	2.0	Diesel N° 2	0 270
Grupo Diesel Puerto Maldonado	ELECTROSURESTE	8.2	Diesel N° 2	0 237
Grupo Diesel Puerto Maldonado (C / ISC)	ELECTROSURESTE	8.2	Diesel N° 2	0 237
Taparachi GD N° 1 al N° 4	SAN GABAN	4.9	Diesel N° 2	0 233
Taparachi GD N° 1 al N° 4 (C / ISC)	SAN GABAN	4.9	Diesel N° 2	0 233
Bellavista GD N° 1 al N° 2	SAN GABAN	3.5	Diesel N° 2	0 242
Bellavista GD N° 1 al N° 2 (C / ISC)	SAN GABAN	3.5	Diesel N° 2	0 242
Chilina GD N° 1 y N° 2	EGASA	10.4	Mezcla2 R500.D2	0 212
Chilina GD N° 1 y N° 2 (C / ISC)	EGASA	10.4	Mezcla2 R500.D2	0 212
Chilina Ciclo Combinado	EGASA	16.7	Diesel N° 2	0 278
Chilina Ciclo Combinado (C / ISC)	EGASA	16.7	Diesel N° 2	0 278
Chilina TV N° 2	EGASA	6.2	Residual N° 500	0 398
Chilina TV N° 3	EGASA	9.9	Residual N° 500	0 435
Mollendo I GD	EGASA	32.0	Residual N° 500	0 207
Mollendo II TG	EGASA	73.2	Diesel N° 2	0 264
Calana GD	EGESUR	25.5	Residual N° 6	0 217
Ilo 1 TV N° 2	ENERSUR	0.0	Residual N° 500	0 319
Ilo 1 TV N° 3	ENERSUR	69.5	Vapor-Res N° 500	0 198
Ilo 1 TV N° 4	ENERSUR	66.5	Residual N° 500	0 297
Ilo 1 TG N° 1	ENERSUR	34.7	Diesel N° 2	0 271
Ilo 1 TG N° 1 (C / ISC)	ENERSUR	34.7	Diesel N° 2	0 271
Ilo 1 TG N° 2	ENERSUR	32.5	Diesel N° 2	0 255
Ilo 1 TG N° 2 (C / ISC)	ENERSUR	32.5	Diesel N° 2	0 255
Ilo 1 GD N° 1	ENERSUR	3.3	Diesel N° 2	0 200
Ilo 1 GD N° 1 (C / ISC)	ENERSUR	3.3	Diesel N° 2	0 200
Ilo 2 TV Carbón N° 1	ENERSUR	141.9	Carbón	0 361
Total		3 177.5		

Notas:

GD : Grupos Diesel.

TV : Turbinas a Vapor.

TG : Turbinas de Gas operando con Diesel N° 2.

Und. : Kg. para el Diesel N° 2 y el PLAV. MBtu para el Gas Natural.

Mezcla2 R500.D : Composición de Residual N° 500 (90%) y Diesel N° 2 (10%).

Cuadro N° 4.8: Centrales Renovables Existentes

CENTRAL	TIPO	POTENCIA [MW]	FECHA DE INGRESO	EMPRESA
La Joya ^(*)	Hidroeléctrica	10	Dic-09	GEPSA
Carhuaquero IV	Hidroeléctrica	10	May-08	Duke Energy
Caña Brava	Hidroeléctrica	6	Feb-09	Duke Energy
Santa Cruz I	Hidroeléctrica	6	May-09	Hidroeléctrica Santa Cruz
Poechos II	Hidroeléctrica	10	May-09	SINERSA
Paramonga ^(*)	Biomasa	23	Ene-10	Agro Industrial Paramonga

3. Proyectos de Generación

Se considerarán aquellos proyectos de generación que tengan gran posibilidad y certeza de ingresar en operación comercial en el horizonte de estudio, es decir aquellos que se encuentren en etapa de construcción y que cuenten con compromisos sustentados. Esta información es tomada de estudios principalmente del COES, OSINERGMIN y MINEM.

El Cuadro N° 4.9 muestra los proyectos de generación incluidos en la proyección del mercado.

Cuadro N° 4.9: Plan de Obras de generación

CENTRAL	POTENCIA [MW]	FECHA DE INGRESO	EMPRESA
Central Térmica Pisco	73	Sep-10	EGASA
Central Térmica Independencia	23	Nov-10	EGESUR
Central Hidroeléctrica Pías 1 ⁽¹⁾	13	Dic-10	AGUAS Y ENERGIA
Ampliación de Central Hidroeléctrica Machupicchu	102	Feb-12	EGEMSA
Central Hidroeléctrica Huanza	86	Jul-12	CONENHUA
Central Termoeléctrica Santo Domingo de los Olleros ⁽²⁾	200	Sep-12	TERMOCHILCA
Central Termoeléctrica Kallpa - Ciclo Combinado (TV)	280	Sep-12	KALLPA GENERACIÓN
Central Termoeléctrica Fénix ⁽³⁾	326	Dic-12	FÉNIX
Central Termoeléctrica Ilo (Reserva Fría)	400	Ene-13	En licitación
Central Termoeléctrica Trujillo (Reserva Fría)	200	Ene-13	En licitación
Central Termoeléctrica Talara (Reserva Fría)	200	Ene-13	En licitación
Central Termoeléctrica Chilca 1 - CC	270	Jul-13	ENERSUR
Central Hidroeléctrica Quitaracsa	112	Oct-14	ENERSUR
Central Hidroeléctrica Cheves	168	Jul-14	SNPOWER
Central Termoeléctrica Fénix ⁽³⁾	194	Jun-14	FÉNIX
Central Hidroeléctrica Santa Teresa ⁽⁴⁾	90.7	Jul-14	LUZ DEL SUR
Central Hidroeléctrica Cerro del Aguila (M3)	402	Jul-15	KALLPA GENERACIÓN
Central Hidroeléctrica Chaglla	360	Ene-17	Generación Huallaga
Central Hidroeléctrica Pucará	130	Ene-17	EGECUSCO

(1) Descontado de la demanda.

(2) Termochilca despachará a partir de Septiembre 2012 por la ampliación del ducto de gas.

(3) Se ha asumido que entrará en operación en Dic-12 con dos turbinas, y 18 meses después se convertirá a ciclo combinado.

(4) Cierre de Licitación Jul-10 + 42 meses de construcción + 6 meses de los contratos y financiamiento.

El Cuadro N° 4.10 muestra los proyectos de generación que emplean recursos renovables para su generación, incluidos en la proyección del mercado.

Cuadro N° 4.10: Plan de Obras de generación

CENTRAL	TIPO	POTENCIA [MW]	FECHA DE INGRESO	EMPRESA
Santa Cruz II	Hidroeléctrica	6.5	Jul-10	Hidroeléctrica Santa Cruz
Roncador	Hidroeléctrica	3.8	Dic-10	MAJA ENERGÍA
Biomasa Huaycoloro	Biomasa	4	Jul-11	Petramás
Purmacana	Hidroeléctrica	1.8	Jul-11	Eléctrica Santa Rosa
Nuevo Imperial	Hidroeléctrica	4	May-12	Hidrocañete
Central Eólica Talara	Eólica	30	Jun-12	Energía Eólica
Panamericana Solar 20TS	Solar	20	Jun-12	Consortio Panamericana
Majes Solar 20T	Solar	20	Jun-12	Grupo T-Solar Global
Reparticion Solar 20T	Solar	20	Jun-12	Grupo T-Solar Global
Tacna Solar 20TS	Solar	20	Jun-12	Consortio Tacna Solar
Cupisnique	Eólica	80	Jun-12	Energía Eólica
Shima	Hidroeléctrica	5	Sep-12	Energoret
Huasahuasi	Hidroeléctrica	15.9	Oct-12	Hidroeléctrica Santa Cruz
Yanapampa	Hidroeléctrica	4.1	Dic-12	Eléctrica Yanapampa
Chancay	Hidroeléctrica	19.2	Dic-12	Sindicato Energético
Angel	Hidroeléctrica	60	Dic-12	GEPSA

4. Proyectos de transmisión

Al igual que los proyectos de generación, los proyectos referidos a incrementar y reforzar la infraestructura en el Sistema de Transmisión serán aquellos que tienen gran probabilidad y certeza de su ingreso en operación dentro del horizonte de estudio, es decir se ha considerado a aquellos que se encuentren en etapa de construcción o que cuenten con compromisos debidamente sustentados. Adicionalmente se han tomado en cuenta aquellos que se encuentren incluidos en el Plan de Transmisión. Esta información tendrá como fuente a estudios del COES, OSINERGMIN y MINEM.

El Cuadro N° 4.11 muestra los proyectos de generación incluidos en la proyección del mercado.

Cuadro N° 4.11: Plan de Obras de Transmisión

INSTALACIÓN	TENSIÓN [kV]	CAPACIDAD [MVA]	FECHA DE INGRESO	LONGITUD [Km]
L.T. Chilca - La Planicie - Zapallal (Doble Terna)	220	700	Set-10	93
L.T. Carhuamayo - Paragsha - Conococha	220	240	Nov-10	216
L.T. Chilca - Zapallal (Terna Simple)	500	1.400	Mar-11	93
L.T. Independencia - Ica (Segunda Terna)	220	180	Abr-11	55
L.T. Conococha - Huallanca - Cajamarca	220	240	May-11	395
L.T. Mantaro - Socabaya (Reforzamiento)	220	505	Jul-11	609
L.T. Chiclayo - Piura (Segundo Circuito)	220	152	Ago-11	ND
L.T. Talara - Piura (Segundo Circuito)	220	152	Ago-12	104
L.T. Zapallal - Chimbote - Trujillo	500	830	Ago-12	515
L.T. Pomacocha - Carhuamayo	220	180	Sep-12	109
L.T. La Planicie - Los Industriales	220	ND	Oct-12	ND
L.T. Chilca - San Juan (Cuarta Terna) ⁽¹⁾	220	360	Ene-13	49
L.T. Tintaya - Socabaya (2 ternas)	220	400	Feb-13	228
L.T. Chilca - Marcona - Montalvo ⁽²⁾	500	1.000	Jun-13	876
L.T. Mantaro - Caravelí - Montalvo ⁽³⁾	500	1.000	Jun-14	742
L.T. Machupicchu - Abancay - Cotaruse (2 ternas)	220	500	Ago-13	204
L.T. Trujillo - Chiclayo ⁽⁴⁾	500	ND	Ene-14	ND

(1) Según REP, esta terma entraría en operación en 2013.

(2) En Abril de 2010 se adjudicó la Buena Pro a la empresa ASA Iberoamérica. Se considera: Fecha de cierre en Junio 2010 mas 36 meses de construcción.

(3) REP considera que entraría en operación a finales del 2012, aún cuando no están haciendo nada para ejecutar la obra, ya que está incluida en el Plan Transitorio (MINEM le habría ampliado el plazo por 18 meses). Se asume fecha de ingreso un año después a la fecha de L.T. Chilca - Marcona - Montalvo en 500kV.

(4) Recientemente incluida en el Plan Transitorio. Se considera: Fecha de Cierre de Licitación Ene-11 + 36 meses de construcción.

5. Proyección de precios de combustibles

Para una mejor descripción se dividirá de la siguiente manera:

El gas natural;

Los combustibles líquidos y el carbón.

La metodología seguida para proyectar sus respectivos precios son descritos a continuación:

a. Precio del Gas Natural

Las actividades relacionadas con el gas natural de Camisea son el suministro, transporte y distribución. Todas estas actividades determinan la tarifa del mismo, por lo que será necesario describir la metodología empleada en cada una de ellas para obtener su proyección. Adicionalmente, un aspecto importante en el tema del gas natural, asociado a las empresas que lo utilizan como fuente energética, es la declaración del precio de gas

que éstas realizan a efectos del orden en el despacho, por lo que también se procederá a describir las consideraciones para su proyección:

a.1. Precio de Suministro del Gas Natural

Los contratos de suministro del gas natural de Camisea que están vigentes a la fecha señalan que el precio de realización —o precio en boca de pozo— entre los generadores y el productor es el mismo independientemente del contrato, y que este debe ser indexado a la inflación de maquinaria en campos petrolíferos (WPS1191) y al aumento de los precios de los combustibles en los Estados Unidos (WPU05), en una proporción del 60% y 40% respectivamente. Asimismo, dichos contratos establecen que hasta el 2013, el incremento acumulado anual del precio de realización no podrá ser superior al 5%, mientras que durante los 5 años siguientes al 2013, el incremento no podrá superar el 7%.

A continuación se indica la secuencia empleada para la proyección del precio del Gas Natural en boca de pozo:

Se define la proyección de la inflación americana;

Se proyecta el precio de petróleo internacional (WTI);

Se proyecta el índice WPU05 correlacionándolo con el WTI;

Se proyecta el índice WPS1191 correlacionándolo con el índice CUUR0000SA0;

Se calcula el factor de ajuste para cada año presente en el horizonte de estudio:

$$Fan = 60\% \cdot \left[\frac{I_{1n}}{I_{10}} \right] + 40\% \cdot \left[\frac{I_{2n}}{I_{20}} \right] \quad (4.7)$$

donde:

I_{1n} : corresponde al promedio del índice WPS1191 de los últimos 12 meses anteriores a la fecha de actualización;

I_{1o} : corresponde al promedio del índice WPS1191 de los 12 meses anteriores a la fecha de fijación del precio base;

I_{2n} : corresponde al promedio del índice WPU05 de los últimos 12 meses anteriores a la fecha de actualización;

I_{2o} : corresponde al promedio del índice WPU05 de los 12 meses anteriores a la fecha de la fijación del precio base.

Se calcula el factor de ajuste máximo anual de la siguiente manera:

$$FMax_n = PGN_{-1} \cdot (1 + Fim) \quad (4.8)$$

PGN_{-1} : Precio del Gas Natural en boca de pozo del año anterior;

Fim : Factor de incremento máximo anual, que hasta el 2013 no podrá ser mayor al 5%, mientras que durante los 5 años siguientes, el incremento no podrá superar el 7%.

Se calcula el Factor de ajuste adoptado para el año “n” como el menor entre el factor de ajuste y el factor de ajuste máximo para dicho año:

$$FAD_n = \min(FAn; FMax_n) \quad (4.9)$$

Se calcula el precio del Gas Natural en boca de pozo (PBp) para el año n como el producto entre el precio y el factor de ajuste adoptado:

$$FBp_n = (Precio Base) \cdot FAD_n \quad (4.10)$$

El precio base corresponde a 1USD/MMBTU

Finalmente, para obtener los precios de suministro de gas natural propios de cada central térmica, se procederá a multiplicar el precio en boca de pozo haya anteriormente, por sus respectivos factores de descuentos los cuales a diferencia del precio de realización, sí varían dependiendo de cada contrato.

a.2. Precio de Transporte del Gas Natural

El precio del transporte del gas de Camisea refiere a la Tarifa Base de Red Principal, cuyo valor en la actualidad es de 31.4384 USD/millar m³. Este valor, tendrá una indexación que dependerá del índice PPI WPSSOP3500 (últimos valores publicados en su sitio web) para dos fechas: será el primer día de marzo de cada año; y el otro al primer día de marzo del año que se ofertó el costo del servicio.

El Precio de Transporte de Gas Natural (PT_n) se calculará de la siguiente manera:

$$PT_n = TRP \cdot FAT_n \quad (4.11)$$

$$FAT_n = \frac{PPI_n}{PPI_0} \quad (4.12)$$

donde:

PT_n : Precio de Transporte de Gas Natural en el año n;

TRP : Tarifa de Red Principal;

FAT_n : Factor de actualización de precio de transporte del año n;

PPI_n : Valor del índice PPI en el año n;

PPI_0 : Valor del índice PPI en el año inicial.

Por otro lado, las centrales térmicas que utilizan gas natural poseen contratos que según su naturaleza son de dos tipos:

- a. Por servicio firme; y
- b. Por servicio interrumpible de gas natural.

El precio de servicio firme es el mencionado arriba como PT_n , mientras que el precio por servicio interrumpible (PTI) se calcula como sigue:

$$PTI_n = \frac{PT_n}{0.9} \quad (4.13)$$

a.3. Precio de Distribución de Gas Natural

Actualmente sólo las centrales de generación que se encuentran dentro de la ciudad de Lima tienen contrato con la empresa Distribuidora de Gas Natural; estas centrales son la C.T. Ventanilla y la C.T. Santa Rosa, y el precio corresponde al Precio Base de Red Principal de distribución, el cual es igual a 5.1755 USD/millar m³, actualizado de la misma forma que el precio de transporte de gas natural.

a.4. Declaración de Precios de Gas Natural para el despacho

La regulación vigente permite que los generadores declaren anualmente precios distintos a los que se establecen en sus contrato de suministro, transporte y distribución de gas natural, sin embargo el COES se encarga de verificar que dicho precio único (declarado) no supere el valor máximo definido como el precio total que efectivamente paga la central por suministro, transporte y distribución de gas natural.

De esta manera, el precio efectivamente considerado para el despacho, es el que resulte menor entre el precio de realización y el precio declarado.

En cuanto a las centrales que utilizan el gas de Camisea, se puede observar que tienden a declarar como precio total, solo el precio de

suministro. Esto se debe a que en el contrato de transporte firme existe una cláusula de “Ship or Pay”, en la cual se indica que el generador pagará mensualmente como mínimo la Capacidad Reservada Diaria (CRD) aun lo utilice o no.

La declaración de precios de gas natural se realiza anualmente, de acuerdo al Procedimiento COES N° 31, en el mes de junio, entrando en vigencia a partir del primer día de julio de cada año. Para efectos del presente informe se ha asumido que los generadores declararán solo el precio de suministro.

b. Precio de Combustible Líquidos y Carbón

En lo referente a los combustibles líquidos, el precio de éstos se correlaciona con el WTI. Para los precios del carbón utilizado para producir energía en la Central Térmica Ilo2, se ha utilizado el precio actual para el año 2010, y se estima un valor para el horizonte de estudio de acuerdo a estimaciones internacionales.

El Cuadro N° 4.12 muestra los precios de combustibles utilizados en la proyección del mercado. A su vez, el Cuadro N° 4.13 muestra los precios de gas declarados por las empresas para el despacho, para el período 2011-2018.

Cuadro N° 4.12: Proyección de precios de combustibles

PRECIOS	UNIDAD	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Suministro Gas Natural ⁽¹⁾	[US\$/MMBTU]	1 433	1.433	1.433	1.433	1.515	1.515
Transporte Gas Natural ⁽¹⁾	[US\$/MMBTU]	0 858	0.858	0.858	0.858	1.366	1.366
Distribución Gas Natural ⁽²⁾	[US\$/MMBTU]	0	0	0	0	0.372	0.372
FO Diesel ⁽³⁾	[US\$/BBL]	114.8	114.8	114.8	114.8	114.8	114.8
FO Residual ⁽³⁾	[US\$/BBL]	84.3	84.3	84.3	84.3	84.3	84.3
FO R500 ⁽³⁾	[US\$/BBL]	87.2	87.2	87.2	87.2	87.2	87.2
Carbón	[US\$/Tm]	78.3 ⁽⁴⁾	100.0 ⁽⁵⁾	100	100	100	100

(1) Precios aplicados a Kalipa.

(2) El precio de distribución de gas corresponde a 14.24 US\$/Mm3 (TUDGN).

(3) El precio de FO Diesel corresponde a la TG7 de Edegel, el FO Residual a la CT Piura de Egenor y el FO R500 a la TV4 Ilo de Enersur

(4) El precio del Carbón corresponde a la central Ilo 2

(5) Corresponde a 80 US\$/Tm (Referencia Internacional) + 20 US\$/Tm (Flete).

Cuadro N° 4.13: Proyección de la declaración de gas natural

MES	Kallpa	Enersur	Santa Rosa (UTI - TG7)	Sta Rosa TG 8	CC Ventanilla	TGN Aguaytía	TGN Malacas 1 & 2	TGN Malacas 4	TG Las Flores	Calana EGESUR	Mollendo II EGASA	Máq Expansión	Termochilca Félix
Jul-10	0.72	1.28	1.43	1.43	1.36	2.60	7.97	5.02	2.52	2.27	1.45	0.00	0.00
Jul-11	0.00	0.00	1.43	1.43	1.36	2.60	7.97	5.02	2.52	2.27	1.45	0.00	0.00
Jul-12	1.43	1.43	1.43	1.43	1.36	2.60	7.97	5.02	1.43	1.49	1.45	0.00	1.43
Jul-13	1.43	1.43	1.43	1.43	1.36	2.60	7.97	5.02	1.43	1.49	1.45	1.43	1.43
Jul-14	1.52	1.52	1.52	1.52	1.44	2.60	7.97	5.02	3.00	1.58	1.53	1.52	1.52
Jul-15	1.52	1.52	1.52	1.52	1.44	2.60	7.97	5.02	3.00	1.58	1.53	1.52	1.52
Jul-16	1.52	1.52	1.52	1.52	1.44	2.60	7.97	5.02	3.00	1.58	1.53	1.52	1.52
Jul-17	1.52	1.52	1.52	1.52	1.44	2.60	7.97	5.02	3.00	1.58	1.53	1.52	1.52
Jul-18	1.52	1.52	1.52	1.52	1.44	2.60	7.97	5.02	3.00	1.58	1.53	1.52	1.52

6. Período de la estadística hidrológica

Se definirá la cantidad de años de la estadística hidrológica que será utilizada en el modelo matemático, la cual está disponible desde el año 1965. Para el caso particular del modelo empleado en el presente estudio, el mismo simula la secuencia de las hidrológicas aleatoriamente, haciendo combinaciones con cada año de la estadística hidrológica definida y formando así secuencias hidrológicas; para lo cual será necesario definir un determinado factor de secuencias. La cantidad de secuencias hidrológicas será igual al producto de la cantidad de años de la estadística y el factor de secuencias.

4.1.3 Simulación del despacho económico de las centrales

Una vez definidas todas las premisas para la proyección, lo siguiente a realizar es efectuar la simulación del despacho económico; dicha simulación partirá desde el año 2011 y abarcará hasta el 2018, a fin de tomar la información debida para analizar el horizonte de estudio.

El modelo matemático que se utilizará para efectuar la simulación del despacho será el denominado MOOSEM (Modelo de Operación Económica Óptima de Sistemas Eléctricos y de Mercado), el cual simula la operación del sistema hidrotérmico multi-nodal y multi-embalse peruano, minimizando los costos de operación.

La información descrita en el numeral 4.1.2 se ingresa al modelo MOOSEM en sus respectivos archivos de entrada.

El modelo matemático procesa la información y arroja resultados en el horizonte de estudio establecido. Estos resultados son: i) El costo marginal esperado en cada barra simulada y ii) la generación esperada en cada unidad de generación simulada. El modelo matemático procesa la información y obtiene los resultados para el horizonte de estudio que se le ha indicado. Los resultados que se obtienen son:

- Costo marginal esperado en cada barra simulada en el modelo, para cada bloque horario y secuencia hidrológica;
- Despacho proyectado de cada unidad de generación simulada en el modelo, para cada bloque horario y secuencia hidrológica;

4.2 Cálculo del Margen Variable por hidrología y Nivel de Contratación

Como se mencionó en el Capítulo II, el margen variable está compuesto por:

- i) Margen Variable Operacional, que cual contiene los ingresos provenientes de la venta de energía en el mercado spot, y los costos asociados a dicha generación, y
- ii) Margen Variable Comercial, el cual comprende los ingresos por ventas de energía a clientes, y las compras de energía que el generador efectúa para satisfacer el consumo de sus clientes.

A continuación se describirá la metodología seguida en el presente informe a fin de determinar el margen variable por hidrología y por nivel de contratación:

- a. Determinación de Ingresos por ventas de energía al Mercado Spot;
- b. Determinación de Costos Variables de producción de energía;
- c. Determinación de Ventas de Energía clientes;

- d. Determinación de Compras de Energía en el Mercado Spot;
- e. Determinación del Margen Variable por hidrología y por nivel de contratación.

4.2.1 Ingresos por Ventas de Energía en el Mercado Spot

La venta de energía al mercado spot corresponderá al pago que irá a recibir la central por la energía que inyecte al sistema. Para hallar este ingreso, con los resultados obtenidos del modelo computacional (generación y costo marginal), se efectuará el producto de la energía generada por la central y el costo marginal en la barra de inyección, ambos en el mismo bloque horario y mismo mes; posteriormente se procederá a sumarlos, por lo que:

$$IVeS = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m EP_j^i \times CMgBI_j^i \quad (2.2)$$

donde:

EP_j^i : Energía producida por la central en el bloque horario "j" del mes "i";

$CMgBI_j^i$: Costo marginal en la barra de inyección en el bloque horario "j" del mes "i";

n : Número de meses ($n = 12$);

m : Número bloques horarios ($m = 3$).

Para la central hidroeléctrica, objeto de nuestro estudio, se ha dispuesto, dada su ubicación geográfica que su correspondiente barra de inyección sea la sub-estación Mantaro 220 kV.

4.2.2 Costos Variables de producción de energía

Refiere al costo variable incurrido por la empresa de generación al producir la energía. Para centrales térmicas, dicho costo variable está en función del consumo de combustible empleado en la producción, pero para centrales hidroeléctricas dicho costo variable es considerado como nulo. Dicha consideración será tomada para los cálculos de márgenes variables, por lo que:

$$CvP = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m EP_j^i \times CV_{CH} \quad (2.2)$$

donde:

EP_j^i : Energía producida por la central en el bloque horario “j” del mes “i”;

CV_{CH} : Costo variable de la central hidroeléctrica (valor nulo);

n : Número de meses ($n = 12$);

m : Número bloques horarios ($m = 3$).

4.2.3 Ventas de Energía a clientes

Para determinar las ventas por contratos de energía será necesario conocer dos aspectos: i) el precio de venta de energía, y ii) la energía consumida por el cliente.

Como nuestro horizonte de estudio abarca el largo plazo, tomaremos la consideración que los precios de venta de energía a clientes (libres o regulados) para los años 2016, 2017 y 2018 serán similares a los precios resultantes de las licitaciones de largo plazo efectuadas por algunas distribuidoras en el presente año. Así mismo, a fin de analizar el impacto en el margen variable del nivel de contratación, se considerará que todos los clientes serán representados por uno solo, el cual irá tomando distintos

niveles de consumo, que serán fracción de la energía firme que la central irá a poseer. Precisamente, dicho nivel de consumo que resulte óptimo, es decir, genere el mejor margen variable al menor riesgo, será el que habrá de determinarse. Por lo tanto:

$$VeC = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m EvC_j^i \times PVe_j^i \quad (2.2)$$

donde:

- EvC_j^i : Energía vendida al cliente en el bloque horario "j" del mes "i";
- PVe_j^i : Precio de venta de energía al cliente en el bloque horario "j" del mes "i";
- n : Número de meses ($n = 12$);
- m : Número bloques horarios ($m = 3$).

4.2.4 Compras de Energía en el Mercado Spot

La compra de energía en el mercado spot, corresponde al costo de la energía retirada por el cliente, y se calculará de la siguiente manera:

$$CeS = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m ErC_j^i \times CMgBR_j^i \quad (2.2)$$

donde:

- ErC_j^i : Energía retirada por el cliente en bloque horario "j" del mes "i";
- $CMgBR_j^i$: Costo marginal en la barra de retiro del cliente en el bloque horario "j" del mes "i";
- n : Número de meses ($n = 12$);
- m : Número bloques horarios ($m = 3$).

Como se dijo en el punto

4.2.5 Determinación del Margen Variable por hidrología y por nivel de contratación

Teniendo en claro que la variable determinante en el cálculo del margen de la empresa, y que adicionalmente fue elegida como factor principal de riesgo es la hidrología, procederemos a determinar los valores del margen variable para cada una de las secuencias hidrológicas. Dado que el modelo computacional utilizado ya nos arroja el despacho (generación de las centrales) y los costos marginales por secuencia hidrológica, es importante indicar en forma resumida que una secuencia hidrológica corresponde a la sucesión de hidrologías que ocurren en forma aleatoria durante el período de estudio, es decir, es una posible trayectoria hidrológica futura que el modelo considerará para simular el sistema eléctrico. Cada trayectoria o secuencia hidrológica es construida utilizando las siguientes reglas básicas:

Los años hidrológicos comienzan en enero de cada año y terminan en diciembre;

Hay independencia hidrológica anual (es decir, se puede dar cualquier combinación de años hidrológicos hacia el futuro).

El modelo construye las secuencias hidrológicas de manera aleatoria, es decir, para cada año la probabilidad que ocurra cualquier hidrología de la estadística es la misma.

El número de secuencias hidrológicas entonces resulta del producto de: i) el número de hidrologías, que para nuestro caso corresponde a la data de los últimos 20 años, y ii) el factor de secuencias o también llamado según el modelo computacional "número de tiradas"; este es el número de simulaciones que el modelo efectúa por cada hidrología. El valor

recomendado por el diseñador del modelo, para el factor de secuencias es 10, por lo que haciendo caso de su recomendación, para el presente informe, el número de secuencias hidrológicas resultará ser de 200.

Para efectuar los valores del margen variable por cada nivel de contratos, se tendrá en cuenta lo siguiente:

Cada nivel de contratos corresponderá a una fracción o porcentaje de la energía firme calculada para la central hidráulica, siendo la energía firme según la Ley de Concesiones, aquella energía eléctrica que puede producir una central hidroeléctrica en condiciones de hidrología seca.

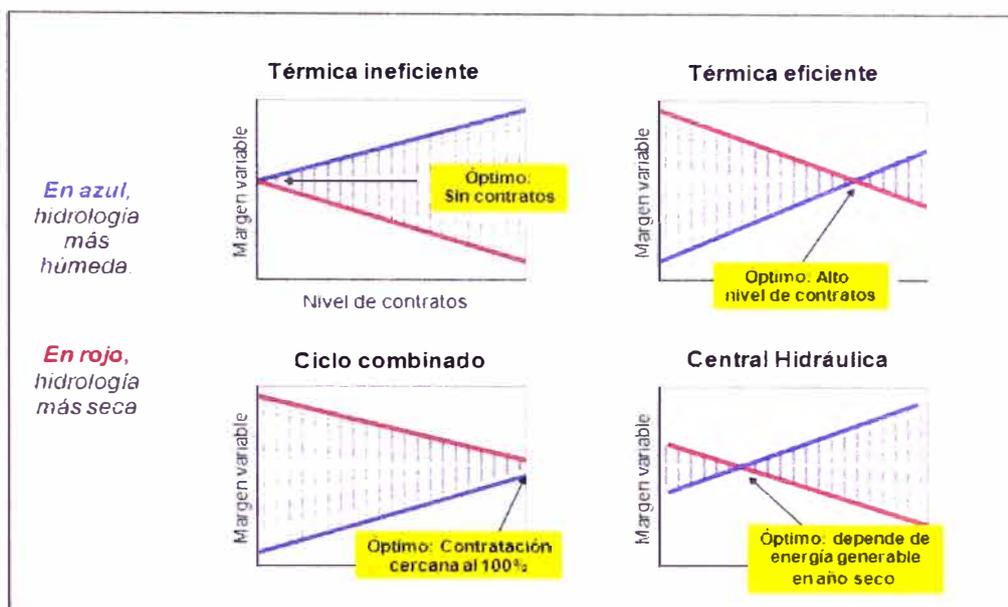
Se definirá que cada incremento corresponderá a un 2% de la energía firme de la central, por cada nivel de contratación.

Respecto a la energía firme de la central, es preciso mencionar que, a solicitud de la empresa propietaria de la central y que ha colaborado proporcionando la información y autorizando la evaluación respectiva, se ha tenido a bien mantener en reserva los valores y consideraciones empleadas en la determinación de dichos valores, por lo que únicamente el presente informe se limitará a indicar que dicha metodología, se basa en el Procedimiento COES N°13: Determinación de la Energía Firme de las Unidades Generadoras de las Empresas Integrantes del COES, el cual se detalla en el Anexo A.

Uniando los valores para cada nivel de contratación y secuencia hidrológica, se procederá a graficarlo.

En forma aproximada, se puede exponer que por tipo de tecnología, la tendencia del margen variable por hidrología y por nivel de contratos, es como sigue:

Figura N° 4.2: Energía de Contratación Óptima por tipo de tecnología



En el eje de las abscisas de cada gráfico, se encuentran los distintos niveles de contratación, mientras que en el eje de las ordenadas los valores de margen variable. Cada punto dentro de una misma vertical representa el margen variable de una determinada secuencia hidrológica.

Se puede observar así mismo que los valores del margen variable de una determinada secuencia hidrológica forman una recta; de este modo se ha resaltado aquellas rectas que representan las condiciones de hidrología extrema, es decir la más húmeda y la más seca, siendo el punto de intersección el lugar donde se da la menor variabilidad de los datos.

En general, los cuatro gráficos muestran una tendencia: su punto de intersección tiene mucha relación con el factor de planta de la central, por lo que este será un referente para efectuar el análisis sobre dónde se ubica la magnitud de energía de contratación "óptima". Por ejemplo, para una central térmica eficiente (llámese a gas natural), su nivel de energía de contratación resulta superior al 50%, dado por su operación con un factor de planta aproximadamente de dicho, resultaría conveniente destinar dicha magnitud

de energía hacia la venta en el mercado de contratos. En forma similar, una central a ciclo combinado, operando en base y generando prácticamente todo el día, tiene un factor de planta cercano al 100%, teniendo así mismo una energía de contratación “óptima” también cercana a dicho valor.

Para el caso particular de una central hidráulica, tal como lo muestra el gráfico, su energía de contratación está en relación directa con su factor de planta, por lo que se analizará su operación en el período de estudio a efectos de comparar con el resultado de su energía de contratación que resulte óptimo.

4.3 Análisis de Riesgo

El análisis de riesgo que se efectuará en el presente informe, en base a lo expuesto en el punto 2.3.3, referente a la medición del riesgo, tendrá las siguientes partes:

Obtención de la curva de probabilidades para el nivel de contratación obtenido gráficamente en el punto 4.2.5;

Determinación de los valores del $VM_{C\%}$ y MeR.

4.3.1 Obtención de la curva de probabilidades

El punto 4.2.5. nos permitió obtener el conjunto de valores de margen variable por cada una de las secuencias hidrológicas consideradas en el modelo. Como la magnitud de la energía de contratación que genera el mínimo riesgo o la menor variabilidad, es aquella que posee la menor desviación estándar, una vez identificado dicho nivel de contratación, se procederá a realizar lo siguiente:

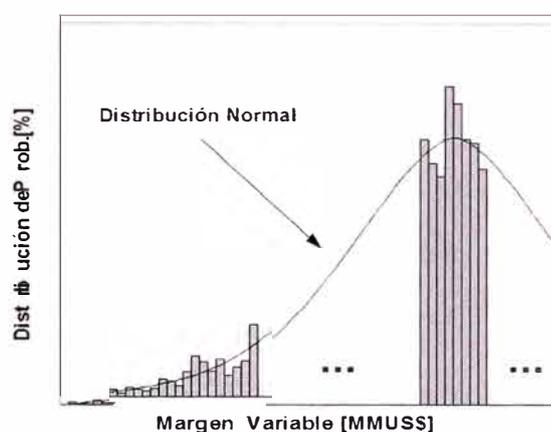
Se ordenará de menor a mayor los valores de margen variable para el nivel de contratación identificado como “óptimo”;

Una vez ordenada la data, y obtenida su media “ μ ” y desviación estándar “ σ ”, se aproximará a una distribución normal, empleando la siguiente expresión:

$$f(x, \mu, \sigma) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}}$$

Gráficamente, dicho proceso, se apreciará de acuerdo al gráfico mostrado a continuación:

Figura N° 4.3: Aproximación de datos a una Distribución Normal



4.3.2 Determinación del $VM_{C\%}$ y MeR

Una vez obtenida la distribución de probabilidades, se procederá a calcular el $VM_{C\%}$, que como se mencionó en el Capítulo II, es el margen mínimo esperado considerando un cierto nivel de confianza, en un período de tiempo. Dado que el valor del nivel de confianza ($C\%$), generalmente es definido por cada empresa, para el presente informe consideramos los valores de 95%, 97% y de peor hidrología, los cuales son utilizados frecuentemente al evaluar niveles de riesgo.

Ya teniendo el valor del $VM_{C\%}$ se procederá a obtener mediante la diferencia con el valor esperado o valor promedio de márgenes variables, el Margen en Riesgo (MeR).

CAPITULO V

RESULTADOS

5.1 Resultados de Costos Marginales y Despacho

A continuación procederemos a presentar los resultados obtenidos del modelo matemático MOOSEM.

Los cuadros N° 5.1 y N° 5.2 muestran los costos marginales anuales promedio obtenidos para los años 2011 al 2018, correspondiente a las subestaciones Santa Rosa 220 kV y Mantaro 220 kV.

Cuadro N° 5.1: Costos Marginales en la barra Santa Rosa 220 kV

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom.
2011	17.7	17.0	26.5	21.8	20.6	21.6	25.0	32.1	26.3	23.4	21.6	24.0	23.1
2012	22.9	24.6	23.2	27.4	33.0	53.7	52.1	57.8	38.2	35.0	27.5	24.7	35.0
2013	21.2	23.4	31.8	24.0	24.3	30.5	25.0	45.4	29.2	25.4	20.8	26.6	27.3
2014	14.7	23.8	34.0	16.3	21.3	21.6	22.6	26.4	24.6	30.0	18.3	16.0	22.5
2015	14.3	20.2	16.6	39.1	18.6	22.5	22.9	26.0	25.1	30.0	20.2	19.2	22.9
2016	14.2	22.0	18.6	36.0	20.9	24.4	33.4	38.0	34.6	32.8	44.7	23.0	28.6
2017	14.4	19.6	18.5	40.4	20.4	30.9	42.4	48.5	43.5	34.3	48.6	26.4	32.3
2018	16.5	36.4	28.5	46.9	32.3	51.1	64.6	51.0	46.6	39.6	50.0	25.1	40.7

Cuadro N° 5.2: Costos Marginales en la barra Mantaro 220 kV

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom.
2011	16.5	15.8	25.2	20.6	19.6	20.7	24.0	30.9	25.3	22.4	20.4	22.9	22.0
2012	20.5	21.7	20.4	24.5	30.9	51.9	50.4	56.0	37.3	33.7	26.6	23.6	33.1
2013	20.3	22.4	30.9	23.1	23.6	29.1	23.8	43.6	27.8	24.1	19.5	25.0	26.1
2014	13.2	21.8	32.2	14.7	19.5	19.8	21.1	24.1	22.8	28.6	17.2	15.1	20.8
2015	13.8	19.5	16.2	37.5	18.2	22.0	21.7	24.9	23.9	28.5	18.9	18.0	21.9
2016	12.7	20.0	17.6	33.5	19.9	23.5	32.4	36.9	33.6	31.5	42.9	21.7	27.2
2017	13.6	18.5	17.9	37.8	19.6	30.0	41.2	47.2	42.2	33.2	46.4	25.2	31.1
2018	15.5	34.3	27.6	43.9	30.9	49.3	62.3	49.4	45.1	38.2	47.6	24.0	39.0

5.2 Resultado del Precio de Venta al Cliente

A continuación se muestra, mediante el Cuadro N° 5.3 los precios de venta de energía en horas punta y fuera de punta, que la central hidroeléctrica recibirá y que serán empleados en la determinación del margen variable de la empresa.

Cuadro N° 5.3: Precio de Venta de Energía

AÑO	EHP	EHFP	Prom.
	[USD/MWh]		
2016	45.49	36.46	38.34
2017	45.49	36.46	38.34
2018	45.49	36.46	38.34

Se puede observar al comparar el Cuadro N° 5.2 y Cuadro N° 5.3 que el precio promedio de venta de energía es mayor (exceptuando el año 2018) al costo marginal en la barra Mantaro 220kV, lo que a priori nos haría concluir que el nivel de contratación que se ha de obtener deberá ser alto (mayor al 50%).

Cuadro N° 5.4: Despacho de la Central y Factor de Planta

Concepto	Hidrología		
	Más Seca	Promedio	Más Húmeda
Energía Producida [GWh]	5,353.6	7,459.0	8,617.6
Factor de Planta [%]	50.7%	70.6%	81.6%

El Cuadro N° 5.4 muestra que el factor de planta promedio de la central es 70.6%, razón por la cual se ha de esperar que el nivel de contratación que resulte para la central hidroeléctrica, que le genere el menor riesgo habrá de estar en ese orden.

5.3 Resultado de la Energía Firme

El cálculo de la energía firme de una central se ha realizado tomando como base el Procedimiento COES N° 13, el cual señala que, de los caudales naturales y aportes debido a descargas de embalse o los embalses, se tome una probabilidad de excedencia del 95%. A continuación el Cuadro N° 5.4 muestra el resultado de la energía firme mensual que tendrá la central a un 95% de nivel de excedencia. A partir de dichos valores, considerando que en los tres años de estudio, sigue la

misma secuencia mensual de consumo, se tomarán porciones con una razón del 2% para el cálculo de los niveles de contratación.

Cuadro N° 5.5: Energía Firme de la Central

Bloque	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Punta	50.25	48.24	54.27	46.23	52.26	50.25	48.24	52.26	52.26	52.26	50.25	48.24
Media	66.57	89.67	128.85	58.91	28.07	24.67	22.99	20.57	19.15	21.36	25.64	22.20
Base	59.91	80.71	115.97	53.02	25.26	22.20	20.69	18.51	17.23	19.22	23.08	19.98

5.4 Resultado del Margen Variable por hidrología y Nivel de Contratación

A continuación se muestra, a través del gráfico N° 5.1, los valores del margen variable para las distintas secuencias hidrológicas y distintos niveles de contratación.

Por otro lado, el gráfico N° 5.2 nos muestra el comportamiento de la desviación estándar con el nivel de contratación, indicando éste que la menor variabilidad de los resultados de margen variable se dan a un nivel de contratación del 76%. Este valor concuerda con lo que se mencionaba en punto 4.2.5. dado que al ser, según el Cuadro N° 5.4 el factor de planta de la central, 70.6%, confirma que el nivel de contratación tiene una relación bastante directa con el factor de planta de la central que se está estudiando. Una vez identificado el nivel de contratación que nos arroja el mínimo riesgo comercial, se ha procedido a la evaluación del respectivo análisis de riesgo.

Gráfico N° 5.1: Margen Variable por Nivel de Contratación

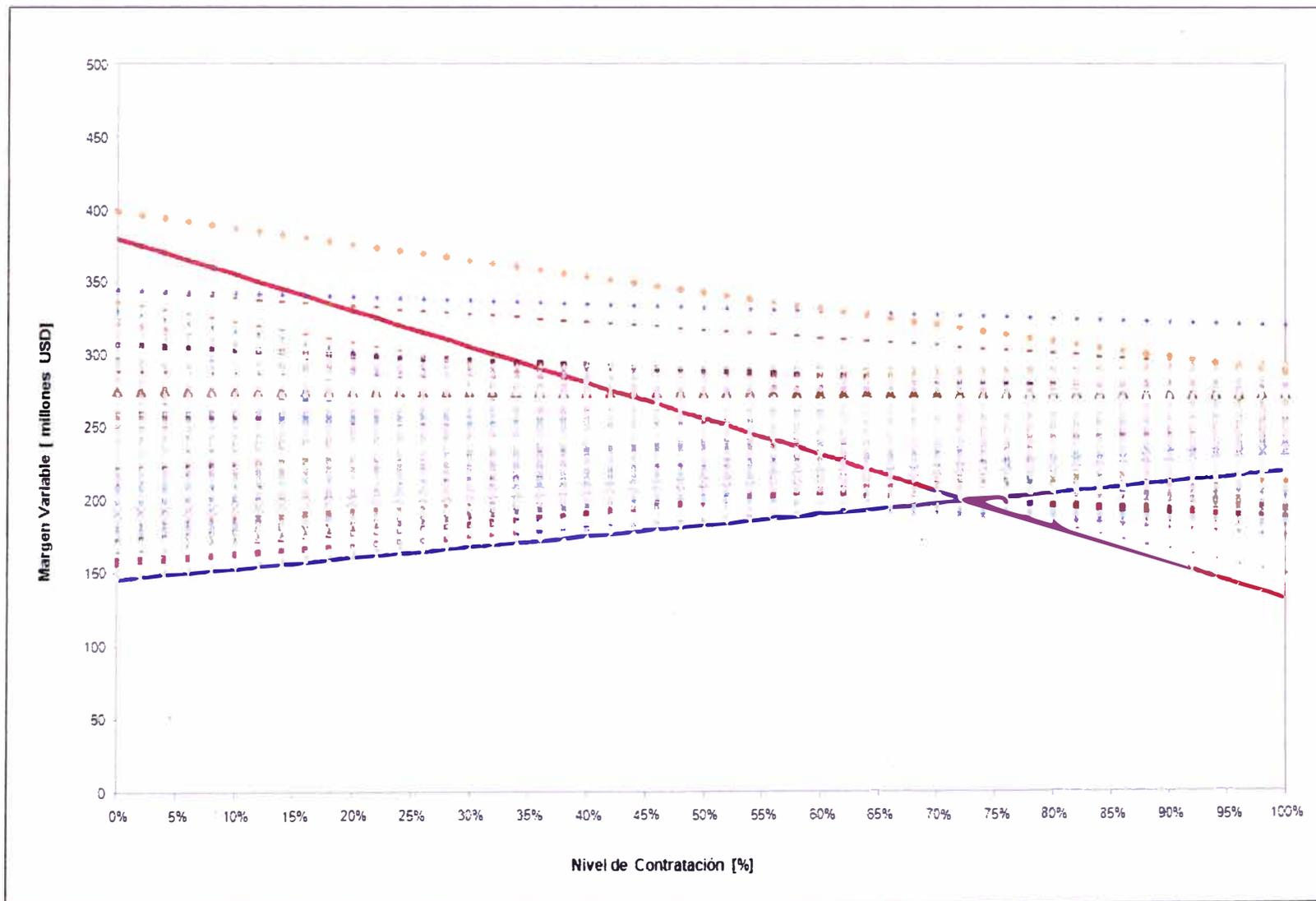
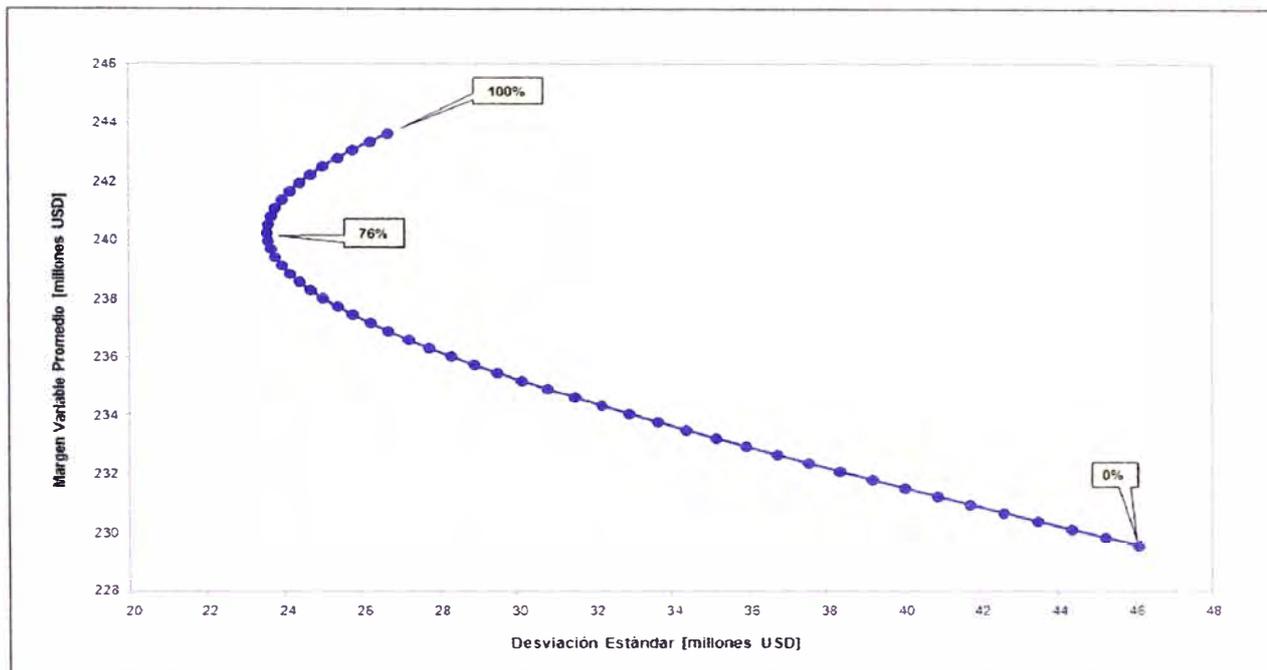


Gráfico N° 5.2: Desviación Estándar vs. Nivel de Contratación**Gráfico N° 5.3:** Energía de Contratación

Energía de Contratación	
[%]	76%
[GWh]	3,669.57

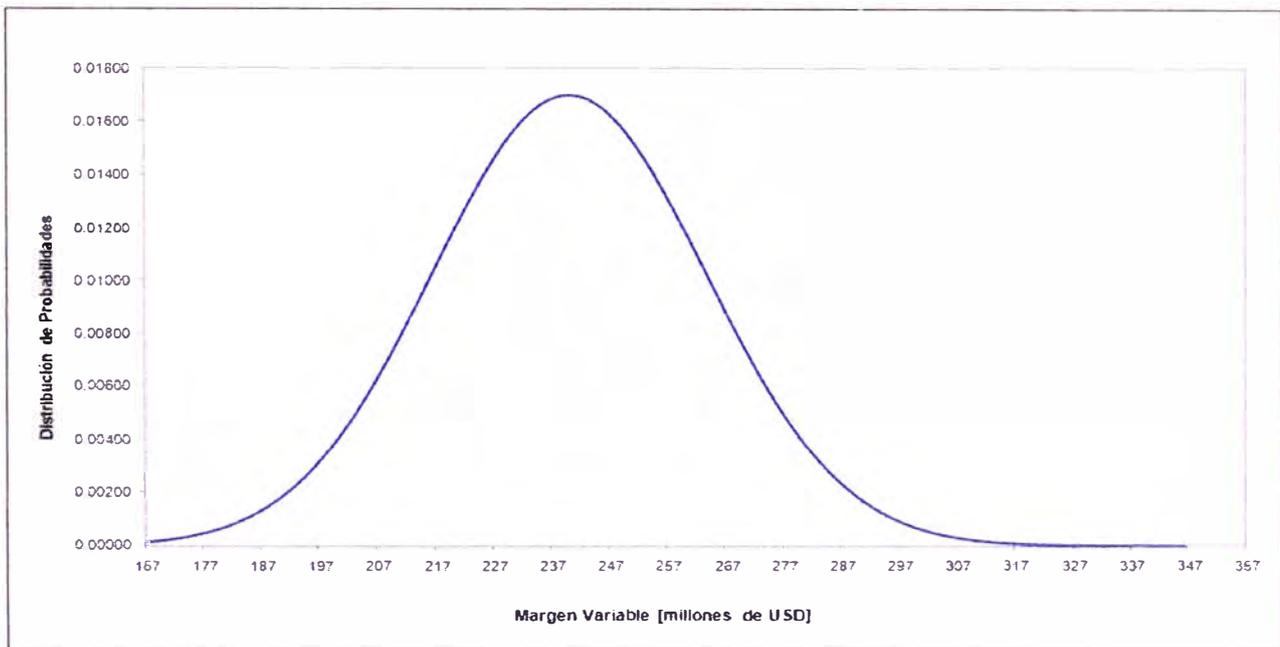
Gráfico N° 5.4: Media y Desviación Estándar para el nivel de contratación de 76%

Concepto	[millones USD]
Media	240.24
Desv. Estándar	23.51

5.5 Resultado del Análisis de Riesgo

A continuación, con los valores presentados en el Cuadro N° 5.4 se muestra el gráfico N° 5.5, el mismo que muestra la distribución normal de probabilidades obtenida a partir del nivel de contratación de 76%.

Gráfico N° 5.5: Distribución Probabilística para el Nivel de Contratación de 76%



Seguidamente, mediante en el Cuadro N° 5.5 se podrá apreciar los valores de $VM_{C\%}$ para los niveles de confianza de 95%, 97%, el margen variable esperado (promedio) y el VM para la peor hidrología. Así mismo, el Cuadro N° 5.6 nos presenta, para los mismos niveles de confianza de 95% y 97% y para la peor hidrología, los valores del Margen en Riesgo (MeR) que resultan del 76% de nivel de contratación.

Cuadro N° 5.5: Valores de $VM_{C\%}$ para el nivel de contratación de 76%

Concepto	[millones USD]
VM_{Esperado}	240.24
$VM_{95\%}$	201.58
$VM_{97\%}$	196.03
$VM_{\text{peor hidrología}}$	167.02

Cuadro N° 5.6: Valores del MeR para el nivel de contratación de 76%

Concepto	[millones USD]
$MeR_{95\%}$	38.67
$MeR_{97\%}$	44.21
$MeR_{\text{peor hidrología}}$	73.23

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La energía de contratación, que asegura el menor riesgo comercial a la empresa generadora, dueña de la central hidroeléctrica objeto de nuestro estudio entre los años 2016 y 2018, resulta el valor de 3,669.57 GWh, que equivale a un 76% respecto de su energía firme. Dicho de otra manera, el nivel de contratación óptimo resulta del 76%.

Dado que los valores del factor de planta promedio de la central, y del nivel de contratación óptimo resultaron cercanos y superiores al 70%, se confirma que entre ellos existe una relación directa, lo cual resulta económicamente coherente, dado que en la práctica toda la producción de la central estaría orientándose a abastecer su mercado de contratos, dejándole como margen de ganancia (por unidad de energía) el precio establecido en los contratos, el cual a su vez permanece “constante” en el tiempo, y generando un flujo de caja estable.

Debido a que el precio de venta de energía, en el período de estudio, resultó mayor al costo marginal de la barra de inyección de la central, se concluye que resulta conveniente establecer un nivel de contratación alto, como se puede corroborar con el resultado obtenido del 76%, respecto de la energía firme d central.

Luego de efectuar el análisis de riesgo para el nivel de contratación de 76%, ha resultado que el menor valor de margen variable que la central hidroeléctrica podría obtener, considerando la variabilidad hidrológica y con un nivel de confianza del 95%, es de 201.6 millones de USD. En forma similar, para un nivel de confianza de 97% y para el escenario de peor hidrología, los márgenes variables que se esperarían tener como mínimo son de 196.0 y 167.0 millones de USD.

El MeR, que representa la máxima pérdida, en relación con el margen variable esperado, que se daría en nivel de contratación del 76% y con un nivel de confianza del 95% ha resultado el valor de 38.7 millones de USD. Es decir, dentro de todos los posibles valores de margen variable que resultarían considerando un nivel de contratación de 76%, existiría una posible máxima dispersión o máxima pérdida (respecto al valor que la central espera obtener de margen variable) de 38.7 millones de USD.

Se recomendaría efectuar el ajuste de los valores de margen variable, a una distribución distinta de la empleada en el presente informe, es decir, una distribución normal, de tal modo que se hagan comparaciones sobre cuál de ellas se aproxima con mayor exactitud a los datos obtenidos.

Los valores obtenidos deben ser considerados como punto de partida en las estrategias comerciales, por lo que dependiendo de las políticas que cada empresa en particular tiene frente al riesgo, corresponderá seguirlos o no "al pie de la letra".

ANEXOS

ANEXO A: Determinación de la Energía Firme de la Central

La siguiente metodología está basada en el Procedimiento COES N° 13: Determinación de la Energía Firme de las Unidades Generadoras de las Empresas Integrantes del COES, el cual establece en su numeral 8.1 lo siguiente:

8.1 Centrales Hidráulicas

La Energía Firme está conformada por los aportes de los caudales naturales de pasada de la cuenca entre el (los) embalse(s) y la(s) central(es), y por los aportes debidos a la(s) descarga(s) del (los) embalse(s).

Para la determinación de la energía anual se seguirá el siguiente proceso:

8.1.1. Para la probabilidad de excedencia mensual que fija el Reglamento se determina los caudales naturales afluentes al embalse y los caudales naturales de pasada de la cuenca considerada, de la serie hidrológica disponible (la utilizada en la última Fijación Tarifaria).

8.1.2. Se determina el volumen útil inicial del año de los embalses estacionales como el promedio de los volúmenes útiles históricos de inicio del año de la serie hidrológica disponible. En caso que la cantidad de volúmenes históricos disponibles sea inferior a la cantidad de años de la serie hidrológica disponible, para los años con información faltante el volumen medio del embalse (50% de capacidad útil) será el volumen inicial del año.

8.1.3. Se procede a simular para los doce meses del año la operación de la(s) central(es); teniendo como objetivo maximizar su generación acumulada y considerando lo siguiente:

Mantenimiento mayor de las unidades hidráulicas.

Restricciones por riego y/o agua potable.

Capacidades máximas de túneles, canales, compuertas, etc.

Volumen final del año de los embalses considerados.

Volúmenes mínimos de los embalses en los meses de simulación.

Pérdidas por filtración y evaporación.

Volúmenes de los vasos de regulación horaria.

Cada cuenca será representada considerando sus características propias. En el Anexo A se presenta un ejemplo sencillo de un embalse y una central hidráulica, a fin de ilustrar cómo se determina la energía generable una vez determinada la descarga de un mes.

La Energía Firme de la(s) central(es) del año, será igual a la suma de las energías mensuales obtenidas en el proceso de simulación afectadas por su Disponibilidad Fortuita Mensual (1-Indisponibilidad Fortuita).

$$EF = \sum_{k=1}^{K=12} \{Eg_k \cdot X(1 - IF_k)\}$$

EF: Energía Firme

Egk: Energía generable mensual k

IFK: Indisponibilidad Fortuita de mes k

La Indisponibilidad Fortuita de mes k se determina con la siguiente expresión:

$$IF_k = HIF / T_k$$

Donde:

HIF: horas de indisponibilidad fortuita durante el mes, por causas atribuibles a las centrales de generación en evaluación.

La Indisponibilidad Fortuita Mensual promedio a aplicarse al cálculo de la Energía Firme será el promedio de las indisponibilidades mensuales de los 5 últimos años. En caso de que no disponga de suficiente información se deberá de usar las Indisponibilidades de unidades similares del SINAC o de fuentes especializadas

**ANEXO B: Valores de Margen Variable por Secuencia Hidrológica para el Nivel de
Contratación de 76%**

Sec.	Millones de USD]						
1	240.20	51	220.04	101	240.00	151	230.70
2	252.25	52	248.59	102	289.17	152	250.14
3	230.16	53	247.21	103	251.97	153	221.82
4	283.53	54	228.89	104	234.14	154	273.80
5	227.08	55	232.09	105	259.07	155	254.64
6	191.73	56	241.67	106	213.20	156	291.30
7	244.94	57	257.44	107	233.75	157	260.90
8	224.18	58	221.01	108	240.23	158	247.24
9	222.63	59	223.98	109	222.23	159	282.96
10	247.85	60	255.11	110	203.89	160	207.80
11	254.23	61	232.19	111	256.27	161	226.06
12	273.68	62	226.37	112	236.66	162	239.34
13	223.92	63	230.88	113	222.69	163	259.70
14	239.85	64	325.93	114	313.79	164	263.86
15	218.64	65	236.34	115	245.38	165	265.67
16	236.75	66	274.32	116	191.22	166	249.97
17	210.27	67	250.48	117	255.35	167	224.67
18	227.72	68	254.19	118	236.04	168	264.65
19	227.63	69	221.08	119	248.50	169	232.16
20	279.81	70	189.22	120	239.86	170	258.58
21	256.89	71	231.45	121	269.72	171	271.87
22	232.30	72	216.34	122	242.40	172	256.25
23	263.74	73	238.58	123	271.86	173	240.55
24	246.58	74	198.18	124	253.19	174	249.32
25	271.84	75	235.68	125	228.26	175	260.03
26	267.52	76	256.19	126	221.93	176	221.38
27	290.20	77	262.40	127	233.28	177	244.33
28	269.03	78	223.06	128	248.01	178	241.54
29	215.50	79	253.54	129	233.56	179	208.14
30	225.03	80	249.22	130	217.71	180	216.77
31	245.89	81	234.06	131	230.69	181	265.86
32	206.38	82	221.59	132	256.26	182	240.39
33	221.50	83	217.50	133	224.23	183	246.60
34	240.18	84	238.73	134	235.84	184	237.70
35	239.95	85	248.16	135	231.47	185	207.20
36	303.24	86	243.60	136	278.35	186	220.14
37	256.42	87	212.05	137	192.65	187	265.02
38	223.17	88	225.97	138	241.87	188	202.31
39	260.61	89	254.09	139	231.93	189	261.99
40	189.17	90	229.80	140	257.29	190	216.41
41	221.60	91	241.92	141	250.93	191	269.13
42	220.55	92	218.43	142	238.05	192	253.14
43	239.23	93	239.97	143	213.32	193	223.14
44	223.00	94	236.97	144	229.89	194	167.02
45	199.81	95	261.55	145	250.06	195	262.33
46	228.22	96	221.53	146	277.14	196	233.14
47	248.91	97	228.63	147	287.01	197	237.30
48	212.82	98	276.82	148	223.23	198	277.62
49	246.81	99	235.70	149	230.42	199	231.39
50	241.07	100	235.87	150	207.75	200	204.35

ANEXO C: Valores de Probabilidad obtenidos de la aproximación de los Márgenes

Variables a una Distribución Normal para el nivel de contratación de 76%

Secuencia	[Millones de USD]	Probabilidad	Secuencia	[Millones de USD]	Probabilidad
1	240.20	0.8319796	51	220.04	0.0168296
2	252.25	0.9889961	52	248.59	0.9712560
3	230.16	0.2611986	53	247.21	0.9520627
4	283.53	0.9999890	54	228.89	0.2245698
5	227.08	0.1607839	55	232.09	0.3866473
6	191.73	0.0009651	56	241.67	0.8842314
7	244.94	0.9237562	57	257.44	0.9984333
8	224.18	0.1029899	58	221.01	0.0223783
9	222.63	0.0530165	59	223.98	0.0961573
10	247.85	0.9593612	60	255.11	0.9953761
11	254.23	0.9942089	61	232.19	0.4168582
12	273.68	0.9999503	62	226.37	0.1514331
13	223.92	0.0896639	63	230.88	0.3144081
14	239.85	0.7665789	64	325.93	0.9999969
15	218.64	0.0152630	65	236.34	0.6171139
16	236.75	0.6465564	66	274.32	0.9999641
17	210.27	0.0042445	67	250.48	0.9851113
18	227.72	0.1805921	68	254.19	0.9935326
19	227.63	0.1705039	69	221.08	0.0245415
20	279.81	0.9999845	70	189.22	0.0007392
21	256.89	0.9979876	71	231.45	0.3426419
22	232.30	0.4321620	72	216.34	0.0082517
23	263.74	0.9996429	73	238.58	0.7161242
24	246.58	0.9391883	74	198.18	0.0012529
25	271.84	0.9999199	75	235.68	0.5408533
26	267.52	0.9998518	76	256.19	0.9963286
27	290.20	0.9999935	77	262.40	0.9995886
28	269.03	0.9998727	78	223.06	0.0669253
29	215.50	0.0074120	79	253.54	0.9919674
30	225.03	0.1255871	80	249.22	0.9760194
31	245.89	0.9343417	81	234.06	0.5097545
32	206.38	0.0023471	82	221.59	0.0350232
33	221.50	0.0293964	83	217.50	0.0112922
34	240.18	0.8219840	84	238.73	0.7292119
35	239.95	0.7898085	85	248.16	0.9657309
36	303.24	0.9999955	86	243.60	0.9119194
37	256.42	0.9977241	87	212.05	0.0047583
38	223.17	0.0776645	88	225.97	0.1338366
39	260.61	0.9991827	89	254.09	0.9927873
40	189.17	0.0006455	90	229.80	0.2364450
41	221.60	0.0381521	91	241.92	0.8987638
42	220.55	0.0203781	92	218.43	0.0138234
43	239.23	0.7419912	93	239.97	0.8008949
44	223.00	0.0620055	94	236.97	0.6609675
45	199.81	0.0014246	95	261.55	0.9993763
46	228.22	0.1910467	96	221.53	0.0321082
47	248.91	0.9737278	97	228.63	0.2130406
48	212.82	0.0053270	98	276.82	0.9999695
49	246.81	0.9480385	99	235.70	0.5563214
50	241.07	0.8682759	100	235.87	0.5869785

Secuencia	[Millones de USD]	Probabilidad	Secuencia	[Millones de USD]	Probabilidad
101	240.00	0.8116215	151	230.70	0.3006754
102	289.17	0.9999923	152	250.14	0.9835775
103	251.97	0.9878126	153	221.82	0.0415052
104	234.14	0.5253232	154	273.80	0.9999577
105	259.07	0.9987872	155	254.64	0.9948217
106	213.20	0.0059553	156	291.30	0.9999946
107	233.75	0.4941710	157	260.90	0.9992855
108	240.23	0.8416066	158	247.24	0.9558334
109	222.23	0.0489268	159	282.96	0.9999869
110	203.89	0.0018337	160	207.80	0.0033631
111	256.27	0.9974296	161	226.06	0.1424511
112	236.66	0.6319321	162	239.34	0.7544503
113	222.69	0.0573726	163	259.70	0.9989352
114	313.79	0.9999962	164	263.86	0.9996905
115	245.38	0.9292008	165	265.67	0.9998002
116	191.22	0.0008452	166	249.97	0.9801012
117	255.35	0.9958769	167	224.67	0.1176992
118	236.04	0.6021224	168	264.65	0.9997321
119	248.50	0.9685938	169	232.16	0.4016793
120	239.86	0.7783676	170	258.58	0.9986206
121	269.72	0.9999064	171	271.87	0.9999416
122	242.40	0.9055103	172	256.25	0.9967354
123	271.86	0.9999316	173	240.55	0.8597536
124	253.19	0.9910665	174	249.32	0.9781406
125	228.26	0.2018644	175	260.03	0.9990665
126	221.93	0.0450933	176	221.38	0.0268775
127	233.28	0.4630542	177	244.33	0.9179986
128	248.01	0.9626569	178	241.54	0.8764340
129	233.56	0.4785963	179	208.14	0.0037808
130	217.71	0.0125025	180	216.77	0.0101851
131	230.69	0.2872201	181	265.86	0.9998278
132	256.26	0.9971012	182	240.39	0.8508644
133	224.23	0.1101686	183	246.60	0.9437505
134	235.84	0.5717040	184	237.70	0.6890769
135	231.47	0.3571085	185	207.20	0.0026498
136	278.35	0.9999816	186	220.14	0.0185317
137	192.65	0.0011004	187	265.02	0.9997685
138	241.87	0.8916729	188	202.31	0.0016174
139	231.93	0.3717836	189	261.99	0.9994563
140	257.29	0.9982231	190	216.41	0.0091739
141	250.93	0.9865202	191	269.13	0.9998907
142	238.05	0.7027411	192	253.14	0.9900784
143	213.32	0.0066484	193	223.14	0.0721418
144	229.89	0.2486577	194	167.02	0.0005629
145	250.06	0.9819104	195	262.33	0.9995267
146	277.14	0.9999742	196	233.14	0.4475684
147	287.01	0.9999908	197	237.30	0.6751469
148	223.23	0.0835023	198	277.62	0.9999782
149	230.42	0.2740568	199	231.39	0.3284025
150	207.75	0.0029873	200	204.35	0.0020760

BIBLIOGRAFIA

Comité de Operación Económica del Sistema (COES-SINAC)

1995 Procedimiento COES N° 13, Determinación de la Energía Firme de las Unidades Generadoras de las Empresas Integrantes del COES.

1999 Procedimiento COES N° 26, Cálculo de la Potencia Firme.

Dammert Alfredo, García Raúl y Molinelli Fiorella

2008 Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico. Fondo Editorial Pontificia Universidad Católica del Perú.

Hunt, Sally

2002 Making Competition Work in Electricity. Nueva York: John Wiley & Sons, Inc.

Hunt, Sally y Graham Shuttleworth

1996 Competition and Choice in Electricity. National Economic Research Associates (Nera), John Wiley & Sons, Inc.

Kirschen Daniel y Strbac Goran

2004 Power System Economics. University of Manchester Institute of Science & Technology (UMIST), UK, John Wiley & Sons, Inc.