



Pontificia Universidad Católica del Perú

Aplicación de Derechos Financieros al Sistema de Transmisión de Perú como Cobertura contra Riesgos derivados de la Congestión

Raúl Cornelio Bastidas Traverso

Tesis para optar el grado de Magíster en
Regulación de los Servicios Públicos

Profesor Asesor
Dr. Alfredo Dammert

Lima – Perú – Agosto de 2009



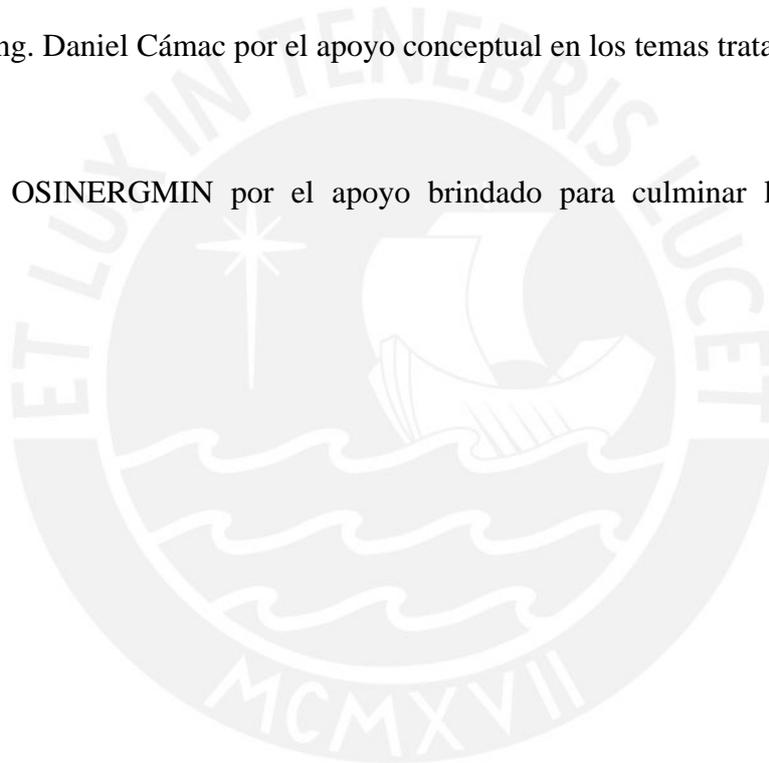
A mis padres que me dieron orientación, a mi esposa Virginia que me dio invaluable apoyo y a mi pequeño Raúl que me da nuevas fuerzas.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a todas las personas que con sus comentarios contribuyeron al logro del presente trabajo.

Especialmente, agradezco al Dr. Alfredo Dammert por su orientación en la culminación del trabajo y al Ing. Daniel Cámac por el apoyo conceptual en los temas tratados.

Agradezco a OSINERGMIN por el apoyo brindado para culminar los estudios de esta maestría.



RESUMEN EJECUTIVO

El diseño actual del mercado eléctrico peruano, que tuvo su origen en la primera reforma a inicios de los años noventa y fue complementado con una segunda reforma el año 2006, se soporta entre otros aspectos, en un sistema de contratos de largo plazo entre generadores y distribuidores y en un mercado de corto plazo donde las transacciones se realizan con base en precios nodales (precios marginales locales). En vista que los precios nodales de corto plazo consideran los efectos de las congestiones en la red de transmisión y dado que estas congestiones son imprevistas, se produce volatilidad en los precios nodales lo mismo que se traduce en el denominado riesgo de congestión. Ello motiva que los generadores trasladen este riesgo a los usuarios a través de los contratos de largo plazo, con lo cual el diseño pierde eficiencia y sostenibilidad.

Para solucionar esta problemática, en diversos mercados basados en precios nodales, se ha implementado sistemas de derechos financieros de transmisión (DFT) en sus diversas modalidades, como un medio de cobertura contra tal riesgo de congestión. Cabe señalar, que los DFT también son utilizados en diversos diseños de mercado eléctrico como un mecanismo para generar recursos financieros destinados a la expansión del sistema de transmisión eléctrico; no obstante, el presente trabajo no se enfoca en dicha aplicación, debido a que en el Perú este problema se ha enfrentado mediante la planificación centralizada de la expansión a través de un Plan de Transmisión que se elabora cada dos años.

En ese orden de ideas, el objetivo del presente trabajo es determinar si es económicamente viable implementar el esquema de derechos financieros de transmisión dentro del mercado eléctrico del Perú, como mecanismo de cobertura contra riesgos debido a congestiones de corto plazo dadas las características de la industria y de la topología del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional. Este análisis es necesario pues en algunos mercados, el nivel de riesgo de las transacciones de corto plazo puede ser pequeño debido a diversos motivos, tales como la predictibilidad de la oferta, un reducido volumen de las transacciones, la configuración robusta de la red, entre otros, lo cual no justificaría la implementación de un sistema de DFT. En ese sentido, la importancia de este trabajo radica en que muestra por

primera vez mediante simulaciones del comportamiento del sistema eléctrico peruano, los beneficios de implementar este esquema y con ello complementar el sistema de precios nodales establecido en el actual marco regulatorio de transmisión.

En primer lugar, en la tesis se hace una introducción al marco conceptual del sistema de precios nodales y su comparación con el sistema de precios zonales. Como parte de este marco conceptual, se repasa también los efectos económicos de la congestión en un sistema de precios nodales y se presentan los diferentes tipos de derechos financieros de transmisión. Asimismo, mediante un ejemplo sencillo se muestra cómo es que su aplicación mitiga el riesgo de congestión.

Seguidamente, se analiza la viabilidad de la aplicación del sistema de DFT al sistema eléctrico peruano. La metodología empleada para ello consiste en determinar la relación beneficio / costo derivada de la implementación de este sistema. Con el fin de determinar los beneficios, se simula la operación del sistema con los datos de demanda, oferta y contingencias de transmisión del año 2006, así como, diversos escenarios de hidrología y precios de combustible, también se realiza una sensibilidad con la demanda del año 2008. Por otra parte, también se identifican los costos asociados a la implementación de los DFT. Con base a dichos resultados, se encuentra que la aplicación del sistema de derechos financieros resulta viable, dado que los beneficios que se obtienen de la aplicación de este sistema para diferentes escenarios resultan mayores que los costos de su implementación. Adicionalmente se proponen los aspectos básicos del marco regulatorio necesario para implementar el sistema de DFT.

Contenido

DEDICATORIA	I
AGRADECIMIENTOS	II
CONTENIDO V	
ÍNDICE DE FIGURAS	VII
ÍNDICE DE CUADROS	IX
CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 2 LA REFORMA DEL SECTOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL PERÚ	4
2.1 EL SECTOR ELÉCTRICO PERUANO	4
2.1.1 Evolución en el tiempo.....	4
2.2 LA PROBLEMÁTICA ESPECÍFICA	8
2.2.1 Primera Reforma	8
2.2.1.1 Principales problemas relacionados de la transmisión.....	8
2.2.2 Segunda Reforma.....	11
2.2.2.1 Tratamiento de la Congestión.....	12
CAPÍTULO 3 OBJETIVO DEL ESTUDIO.....	17
3.1 HIPÓTESIS	18
CAPÍTULO 4 MARCO CONCEPTUAL	20
4.1 DISEÑO DEL MERCADO DE SEGUNDA REFORMA.....	20
4.2 PRECIOS NODALES Y PRECIOS ZONALES	20
4.2.1 Sistema de Precios Nodales.....	21
4.2.2 Sistema de Precios Zonales	21
4.2.3 Comparación precios zonales con nodales.....	22
4.2.4 Precios Nodales y Congestión	26
4.2.4.1 Determinación de Precios Nodales y Cargos de Transmisión	26
4.2.4.2 Precios Nodales, Congestión e Inversiones Perjudiciales.....	31
4.2.4.3 Efectos Económicos de las Congestionen en la Transmisión Eléctrica.....	34
4.2.4.4 Implicancias de la Congestión en el Mercado de Contratos	35
4.3 DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSMISIÓN.....	37
4.3.1 ¿Que son los Derechos Financieros de Transmisión?.....	37
4.3.2 Tipo de Derechos Financieros.....	40
4.3.2.1 Derechos Punto a Punto.....	41
4.3.2.2 Derechos Flowgate	42
4.3.3 Estudios Teóricos sobre los DFT y poder de Mercado.....	43
4.3.4 Experiencias en la aplicación de los Derechos Financieros de Transmisión.....	44
4.3.5 Sistemas de Derechos Financieros Considerados	45
CAPÍTULO 5 APLICACIÓN AL CASO PERUANO	47
5.1 SISTEMA ELÉCTRICO CONSIDERADO	47
5.2 MODELO PARA SIMULACIÓN DEL SISTEMA.....	50
5.3 IDENTIFICACIÓN DE EVENTOS RELEVANTES PARA LA CONGESTIÓN	52
5.4 ANÁLISIS DE INCERTIDUMBRE DEBIDO A PODER DE MERCADO	53
5.4.1 Participación de las empresas generadoras en el mercado	53
5.4.1.1 Mercado Nacional	54
5.4.1.2 Mercados Zonales.....	56
5.4.2 Centrales en las que se Simula Variación de Precios de Combustibles	58
5.5 ADECUACIÓN DEL MODELO Y CORRIDAS	59
5.5.1 Adecuación del Modelo	59
5.5.2 Escenarios Considerados.....	60
5.5.3 Simulaciones.....	63
5.6 VALORIZACIÓN DE LAS RENTAS DE CONGESTIÓN.....	63

5.7	EVALUACIÓN DEL BENEFICIO DE LOS AGENTES	68
5.7.1	<i>Riesgos Mensuales debido a Rentas de Congestión</i>	68
5.7.1.1	Rentas de Congestión ocasionadas por las Contingencias	68
5.7.1.2	Variación de las Rentas de Congestión con los escenarios hidrológicos	71
5.7.1.3	Variación de las Rentas de Congestión con los Precios de Combustibles de Centrales Térmicas	74
5.7.1.4	Zonas con mayor valor de Rentas de Congestión	77
5.7.1.5	Reducción del riesgo de los generadores	81
5.7.2	<i>Magnitud del Riesgo Anual debido a las Rentas de Congestión</i>	84
5.7.3	<i>Significado de la aplicación de los Derechos Financieros</i>	87
CAPÍTULO 6	SOBRE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE DFT	89
6.1	REVISIÓN DEL MARCO NORMATIVO INSTITUCIONAL.....	89
6.2	MODIFICACIONES NECESARIAS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE DFT.....	92
6.2.1	<i>Selección de la institución para implementar el sistema de DFT</i>	92
6.2.2	<i>Adecuación del marco regulatorio</i>	93
6.3	CARACTERÍSTICAS ESTRATÉGICAS DEL SISTEMA DE DFT	95
6.4	COSTOS APROXIMADOS DE IMPLEMENTACIÓN	99
6.5	CONDICIONES DE VIABILIDAD	103
CAPÍTULO 7	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	107
APÉNDICE A.	EJEMPLO DE APLICACIÓN DE DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSMISIÓN	112
APÉNDICE B.	FORMULACIÓN DEL MODELO PERSEO	117
APÉNDICE C.	EVENTOS DEL AÑO 2006 EN EL SEIN	120
APÉNDICE D.	ESCENARIOS POR COMBINACIÓN DE CONTINGENCIAS Y VARIACIÓN DE PRECIOS	127
APÉNDICE E.	PARTICIPACIÓN DE LAS CENTRALES EN EL MERCADO NACIONAL	130
APÉNDICE F.	DETERMINACIÓN DEL PORCENTAJE DE VARIACIÓN DE COMBUSTIBLES ..	132
APÉNDICE G.	RESULTADO DE SENSIBILIDAD PARA EL AÑO 2008	135

Índice de Figuras

Figura 1 Línea de Tiempo de la Reforma del Marco Regulatorio.....	7
Figura 2 Problemática de la Transmisión antes de la Segunda Reforma	9
Figura 3 Diseño del Mercado en la Segunda Reforma.....	11
Figura 4 Ejemplo de la Volatilidad de Precios Nodales (LMPs)	13
Figura 5 Ejemplo de Producción de Rentas de Congestión.....	15
Figura 6 Comparación de Diseño de Mercado Peruano y FERC	20
Figura 7 Ejemplo de Determinación de Precios Nodales - A.....	28
Figura 8 Ejemplo de Determinación de Precios Nodales - B.....	29
Figura 9 Ejemplo de Determinación de Precios Nodales - C.....	30
Figura 10 Ejemplo de Determinación de Precios Nodales - D.....	30
Figura 11 Caso donde una nueva línea cambia el plan de generación para abastecer la demanda de manera eficiente	32
Figura 12 Caso donde el incremento de la demanda convierte también en ineficiente la construcción del tramo (A-B).....	33
Figura 13 Sistema Simplificado Para Ejemplo de Aplicación de DFT	39
Figura 14 Tipos de Derechos Financieros de Transmisión	41
Figura 15 Metodología para la Evaluación de la Hipótesis.....	47
Figura 16 Sistema Eléctrico Considerado en el Análisis.....	49
Figura 17 Plataformas de Trabajo con el Modelo PERSEO	51
Figura 18 Participación en el Mercado Nacional de Energía (GWh).....	55
Figura 19 Participación en el Mercado Norte de Energía	56
Figura 20 Participación en el Mercado Norte – Medio de Energía.....	56
Figura 21 Participación en el Centro de Energía.....	57
Figura 22 Participación en el Sur - Este de Energía.....	58
Figura 23 Participación en el Sur - Oeste de Energía.....	58
Figura 24 Ejemplo de Conformación de Escenarios (Enero).....	62
Figura 25 Representación de Retiros e Inyecciones de Energía.....	64
Figura 26 Distribución de Frecuencias de Rentas de Congestión - Enero	66
Figura 27 Distribución de Frecuencias de Rentas de Congestión - Abril	66
Figura 28 Distribución de Frecuencias de Rentas de Congestión - Julio	67
Figura 29 Distribución de Frecuencias de Rentas de Congestión - Octubre.....	67
Figura 30 Rentas de Congestión Totales- Enero	69
Figura 31 Rentas de Congestión Totales- Abril	69
Figura 32 Rentas de Congestión Totales- Julio.....	70
Figura 33 Rentas de Congestión Totales- Octubre.....	70
Figura 34 Variación de las Rentas de Congestión por Hidrología - Enero	72
Figura 35 Variación de las Rentas de Congestión por Hidrología - Abril	72
Figura 36 Variación de las Rentas de Congestión por Hidrología - Julio	73
Figura 37 Variación de las Rentas de Congestión por Hidrología - Octubre.....	73
Figura 38 Variación de las Rentas de Congestión por Precios en Combustible- Enero.....	75
Figura 39 Variación de las Rentas de Congestión por Precios en Combustible - Abril.....	75
Figura 40 Variación de las Rentas de Congestión por Precios en Combustible - Julio	76
Figura 41 Variación de las Rentas de Congestión por Precios en Combustible - Octubre	76
Figura 42 Renta de Congestión – Distribuidores - Enero.....	78
Figura 43 Renta de Congestión – Distribuidores - Abril.....	79
Figura 44 Renta de Congestión – Distribuidores - Julio	79
Figura 45 Renta de Congestión – Distribuidores - Octubre	80

Figura 46	Renta de Congestión – Generadores - Enero	82
Figura 47	Renta de Congestión – Generadores - Abril	82
Figura 48	Renta de Congestión – Generadores - Julio	83
Figura 49	Renta de Congestión – Generadores - Octubre	83
Figura 50	Curva de Rentas de Congestión – Anual.....	84
Figura 51	Riesgo de Renta de Congestión – Anual.....	85
Figura 52	Organización del COES definido en la Ley 28832.....	91
Figura 53	Relación de “Reducción de Riesgo / Costo” del Sistema DFT – 2006.....	105
Figura 54	Relación de “Reducción de Riesgo / Costo” del Sistema DFT –2008.....	106



Índice de Cuadros

Cuadro 1 Características del Marco Regulatorio de la LCE	5
Cuadro 2 Comparación de Sistema de Precios Nodal y Zonal.....	25
Cuadro 3 Ejemplo de Cálculo de Precios Nodales	28
Cuadro 4 Resumen de Ejemplo de Aplicación de DFT: Pagos a GenA.....	39
Cuadro 5 Resumen de los Sistemas de DFT de Diversos Mercados - A.....	44
Cuadro 6 Resumen de los Sistemas de DFT de Diversos Mercados - B.....	45
Cuadro 7 Eventos Considerados en el Análisis	52
Cuadro 8 Centrales térmicas que tienen mayor participación en el mercado.....	59
Cuadro 9 Probabilidad de Excedencia Hidrológica de Cada Año.....	60
Cuadro 10 Escenarios de Hidrologías Empleados.....	61
Cuadro 11 Número de Escenarios por Contingencias y Variación de Precios.....	61
Cuadro 12 Número de Escenarios por Contingencias y Variación de Precios.....	62
Cuadro 13 Número de Posibles Rentas de Congestión de Una hora de Duración	65
Cuadro 14 Número de Posibles Rentas de Congestión Positivas.....	65
Cuadro 15 Resumen de Rentas de Congestión Totales (Hidrología Promedio y Precios Combustible Promedio).....	71
Cuadro 16 Resumen de Rentas de Congestión Distribuidores (Hidrología Promedio y Precios Combustible Promedio).....	80
Cuadro 17 Gastos Iniciales para implementar División de DFT.....	101
Cuadro 18 Gastos de Personal de la División de DFT	102
Cuadro 19 Resumen del Presupuesto de la División de DFT	102
Cuadro 20 Relación de “Reducción de Riesgo / Costo” del Sistema DFT – 2006	104
Cuadro 21 Relación de “Reducción de Riesgo / Costo” del Sistema DFT – 2008	105

Capítulo 1 Introducción

La reforma del sector eléctrico peruano que se inició el año 1992 con la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas no otorgó los suficientes incentivos para que se hicieran las inversiones necesarias en instalaciones de transmisión, conforme estaba supuesto en dicho marco regulatorio. Por otro lado, diversos factores relacionados con la falta de incentivos para la celebración de contratos entre generadores y distribuidores, agravados por la coyuntura de un año 2004 con hidrología seca, originaron que se aprobara una segunda reforma del sector, mediante la publicación de la Ley 28832, Ley para el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

Mediante este nuevo marco regulatorio se introdujo un diseño de mercado de transmisión similar al diseño del mercado estándar (DME) de Estados Unidos de Norteamérica, propuesto por la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) de los Estados Unidos de Norteamérica. Este nuevo diseño de mercado se soporta en un sistema de precios nodales, un sistema de planificación de expansión de la transmisión y un sistema de subastas para la cobertura de la demanda de energía. No obstante, a diferencia del DME en el mercado peruano no se introdujo la figura de los Derechos Financieros de Transmisión (DFT), ello a causa que el análisis efectuado en su momento [10], señaló que los DFT no son absolutamente necesarios en un sistema de precios nodales y aunque no se descarta su aplicación al caso peruano, se requería mayor análisis para determinar si sus beneficios superan a sus costos y se recomendó que se considere como parte del diseño de mercado a largo plazo.

Paralelamente a ello, el alto porcentaje del crecimiento de la demanda del orden de 10% en los últimos dos años ha originado que los corredores de transmisión estén operando cerca del límite de capacidad de transferencia y que, ante contingencias en el sistema, estas instalaciones se congestionen con la consecuente distorsión en los precios nodales de energía de corto plazo.

Esta volatilidad en los precios, introduce riesgo en la celebración de contratos de energía entre generadores y distribuidores o incluso entre generadores y clientes libres, lo que en el extremo puede devenir en una falta de contratos para el suministro de energía al mercado regulado.

Es por ello que ante esta problemática surge el objetivo del presente estudio, para determinar si “es viable económicamente la implementación de los mecanismos de derechos financieros para el mercado de corto plazo, dentro del marco regulatorio del sector eléctrico peruano”. Cabe señalar que, en general los DFT se incluyen en los diseños de mercados como dos mecanismos principales: a) mecanismo de cobertura de riesgo de la variación de costo de transmisión debido a la congestión en el sistema de transmisión eléctrico, o como, b) mecanismo generador de recursos financieros destinados a la expansión de tal sistema. El presente trabajo se enfoca en el análisis de la aplicación de los DFT como cobertura contra el riesgo de congestión y no como mecanismo para la expansión del sistema, debido a que en el Perú este último problema se ha enfrentado mediante la planificación centralizada de la expansión a través de un Plan de Transmisión que se elabora cada dos años.

Sin embargo, este esquema de DFT no siempre resulta beneficioso para todos los sistemas eléctricos, por lo que es necesario un análisis costo - beneficio de la introducción los DFT, pues en algunos mercados el nivel de riesgo de las transacciones de corto plazo puede ser pequeño debido a diversos motivos, tales como, la predictibilidad de la oferta, un reducido volumen de las transacciones, la configuración robusta de la red, entre otros, lo cual no justificaría la implementación de un sistema de DFT.

En ese marco de ideas, los resultados obtenidos a partir de las simulaciones del comportamiento de corto plazo del sistema eléctrico peruano, presentan evidencia de valores positivos al incorporarse un Sistema de DFT en el Perú. Estos resultados positivos involucran la disminución del riesgo de la volatilidad de precios debido a las contingencias en el sistema de transmisión, ante diversos escenarios de hidrología y precios de combustible. Ello tendría como consecuencia que se genere un ambiente más atractivo para la participación de agentes y consecuentemente para la inversión en el sector.

El desarrollo del trabajo se presenta en 7 capítulos. En el capítulo 2, se realiza un resumen de la reforma del sector eléctrico peruano con un enfoque particular sobre la problemática

del sector de transmisión. Por su parte, la hipótesis y los objetivos del estudio se presentan en el capítulo 3. Así mismo, en el capítulo 4 se desarrolla el marco conceptual sobre precios nodales y el sistema de Derechos Financieros de Transmisión. Con base a este marco conceptual, en el capítulo 5 se presentan los resultados de la simulación de un sistema de Derechos Financieros de Transmisión tipo punto a punto aplicado al sistema eléctrico peruano. En el capítulo 6 se tratan los aspectos estratégicos para la implementación de un sistema DFT en el Perú. Finalmente en el capítulo 7 se presentan las conclusiones y recomendaciones.



Capítulo 2 La Reforma del Sector de Energía Eléctrica en el Perú

2.1 El Sector Eléctrico Peruano

2.1.1 Evolución en el tiempo

Hasta los inicios de los años 90, la industria eléctrica se encontraba verticalmente integrada, como consecuencia de la estatización de las actividades económicas que se llevó a cabo durante los años setenta. En efecto, en 1972 se creó la empresa estatal ELECTROPERÚ que cumpliría las veces de un holding para las actividades de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica.

Durante este periodo, la expansión del sistema eléctrico se realizaba a partir de un enfoque centralizado mediante la empresa estatal ELECTROPERU. A pesar que durante este periodo se tuvo un importante crecimiento de la potencia instalada, ya para los fines de los años 70 la empresa ELECTROPERÚ atravesaba una situación de crisis por el endeudamiento externo y principalmente por el retraso tarifario, el mismo que no permitía cubrir los costos operativos de la empresa estatal. Esta situación continuó durante la década del ochenta, lo que se reflejó en el limitado acceso al servicio público de electricidad, registrándose en el año 1992 un índice de electrificación de 48,4%.

Posteriormente, como parte de las reformas estructurales que se introdujeron con el cambio constitucional del año 1993, que tenía como objetivo la disminución de la participación del Estado en las actividades económicas, se llevó a cabo la primera reforma de la industria eléctrica (“Primera Reforma”) mediante la promulgación la Ley de Concesiones Eléctricas a fines de 1992 (“LCE”) y, a partir del año 1994 se comenzó el traslado al sector privado de las actividades que realizaba ELECTROPERÚ y las empresas regionales de electricidad.

La LCE se elaboró sobre la base de las reformas que ya se habían iniciado en países como Chile e Inglaterra. En el Cuadro 1 se resumen las principales características del marco regulatorio de la LCE, donde se destacan: i) la desintegración del lado de la oferta de la

industria eléctrica en tres actividades: Generación, Transmisión y Distribución; bajo este contexto, cada empresa se especializa en una actividad y está prohibida de realizar dos actividades diferentes; y ii) en el lado de la demanda, la alternativa que la compra de energía de los consumidores con más de un 1 MW de potencia se desarrolle en condiciones de competencia.

Cuadro 1
Características del Marco Regulatorio de la LCE

Estructura del Mercado	Separación de las actividades de generación, transmisión y distribución.
Precios a Distribuidor	Fijados por el regulador
Mercado no regulado	Mercado en condiciones de competencia para los clientes con alto consumo (superior a 1 MW)
Operador de Mercado	COES, conformado por generadores y transmisores
Mercado Spot	El despacho y precios en el mercado spot se fijan usando los costos variables de las centrales independientemente de los contratos financieros. Sólo se utiliza para valorizar las transferencias entre generadores (diferencias entre despacho y compromisos contractuales).
Distribución	Las distribuidoras tienen el monopolio de la red y comercialización sobre los usuarios de servicio público. Las distribuidoras no pueden comprar directamente al mercado spot ni transferir otro precio que no sea la tarifa en barra a los consumidores de servicio público.
Transmisión	Precios regulados. Se espera que la expansión se realice por iniciativa privada.

El diseño de mercado incluido en la Primera Reforma apunta a que la actividad de la generación debe realizarse dentro de un marco de libre competencia, en el cual cualquier empresa puede ingresar al mercado e instalar sus centrales de generación eléctrica siendo el requisito para ello obtener, del Ministerio de Energía y Minas, una concesión para potencias mayores a 10 MW o un permiso para potencias inferiores.

De acuerdo a la LCE, la actividad de transmisión es regulada y se debe permitir el libre acceso tanto a compradores como vendedores. Asimismo, para fines de su remuneración, las instalaciones de transmisión se clasifican en dos tipos: Sistema Principal de Transmisión (“SPT”) y Sistema Secundario de Transmisión (“SST”); ambos se remuneran mediante un peaje unitario que se calcula sobre la base de dimensionar un sistema eficiente para atender a la demanda denominado Sistema Económicamente Adaptado, el cual no necesariamente es igual al sistema real, y su correspondiente valorización de costos de inversión (Valor Nuevo de Reemplazo, “VNR”, en el SPT y Costo Medio, “CM”, en el SST) y de costos de operación y mantenimiento anual (“COYM”).

Como complemento de este marco regulatorio se aprobó la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, mediante el Decreto Supremo N° 020-97-EM. La misma que

estableció los valores mínimos que las empresas concesionarias en el sector eléctrico deben cumplir en cuanto al producto entregado y al servicio prestado.

Durante el año 2004, se presentó una situación coyuntural de estiaje en el que los costos marginales alcanzaron valores mayores a los 100 US\$/MWh, que ocasionó la falta de contratos entre generadores y distribuidores para abastecer el servicio público de electricidad. Aunque esta crisis no derivó en un racionamiento del servicio, sus consecuencias pusieron en evidencia algunas debilidades del marco regulatorio que obligó al Poder Ejecutivo a intervenir con medidas de emergencia para resolver el problema suscitado

Ante esta problemática, luego de un diagnóstico y análisis plasmado en el Libro Blanco¹, el 23 de julio de 2006 se promulgó la Ley 28832 “Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica”, la cual se constituyó en una nueva reforma en el marco regulatorio del sector eléctrico (“Segunda Reforma”). Los cambios relevantes que se introducen con esta Ley 28832, están relacionados con:

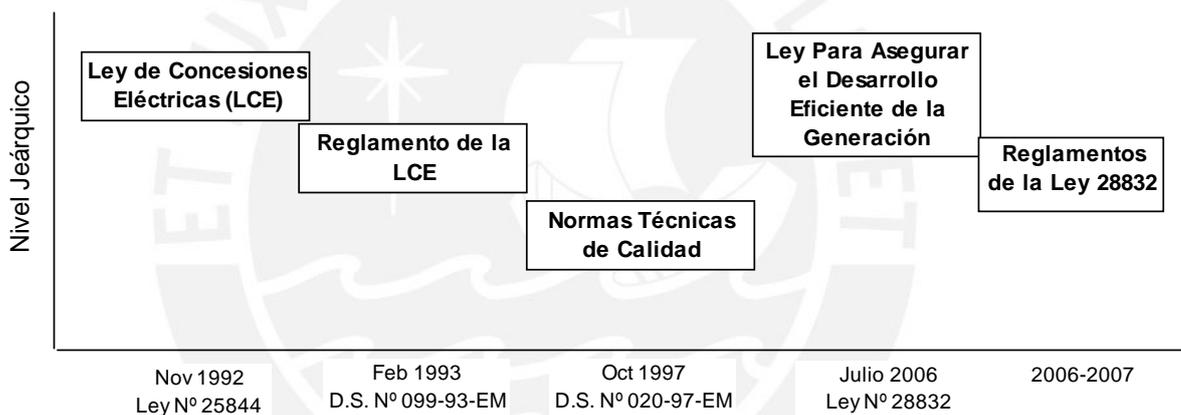
- Contratos, licitaciones e incentivos para el abastecimiento oportuno de electricidad. En este aspecto, se establecieron los mecanismos de contratación de suministro de electricidad como medida preventiva para el abastecimiento de energía eléctrica, mediante Licitaciones (subastas) públicas convocadas por los Distribuidores y Contratos de mediano a largo plazo suscritos con los Generadores ganadores de las subastas.
- La creación de un mercado de corto plazo (spot) donde participan los Generadores, Distribuidores y Clientes Libres. En este mercado las transacciones de energía se realizan en función a los Costos Marginales de Corto Plazo nodales.
- La introducción de las restricciones de capacidad de transmisión para la formación de los Precios Nodales.
- La reforma del Comité de Operación Económica del Sistema (COES), de manera que no esté conformado únicamente por los Generadores y Transmisores sino que también se incluya a Distribuidores y Clientes Libres.

¹ Documento emitido por la COMISION MEM-OSINERG (2005) creada por Ley 28447, que emitió el “Proyecto de Ley para el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica”.

- La introducción de mecanismos para la expansión de la transmisión. Para ello se institucionalizó la elaboración periódica (cada 2 años) de un Plan de Transmisión, por parte del COES, revisada por el organismo regulador (OSINERGMIN) y aprobada por el Ministerio de Energía y Minas. Así mismo, se estableció un mecanismo de licitaciones para otorgar en concesión, la construcción operación y mantenimiento de las instalaciones contenidas en el Plan de Transmisión; la Base Tarifaria para remunerar estas instalaciones se obtiene a partir de las ofertas de los ganadores de las licitaciones.

La descripción de la línea de tiempo en la que evolucionó el marco regulatorio del sector eléctrico peruano se puede resumir en la siguiente figura:

Figura 1
Línea de Tiempo de la Reforma del Marco Regulatorio



Fuente: página web de OSINERGMIN, elaboración: propia

Actualmente la determinación de los precios nodales está a cargo del COES, mediante un procedimiento establecido para tal fin². De acuerdo a ello, recaba la información de costos variables de los generadores y las restricciones técnicas del sistema eléctrico (entre ellas las pérdidas y capacidad máxima de las instalaciones de transmisión), con base a esa información el COES determina la cantidad de energía que debe despachar cada central de manera que el costo de operación total del sistema sea el de mínimo costo y como consecuencia de ello, se obtienen los precios en cada barra del sistema (precios nodales) cada quince minutos.

² www.coes.org.pe, Procedimiento 7 - Cálculo de los Costos Marginales de Energía de Corto Plazo.

2.2 La Problemática Específica

Dentro del presente numeral se resume los aspectos particulares de la transmisión que originan la problemática objeto del presente estudio. Es del caso señalar que si bien es cierto que varios de los problemas que se identificaron en el marco regulatorio de la actividad de la transmisión establecido con la Primera Reforma, se han corregido mediante los cambios de la Segunda Reforma, se hace un breve recuento de ellos a fin de enfocar cuál es el rumbo que se ha tomado mediante el nuevo diseño del mercado y de esta manera precisar mejor el objetivo del estudio.

2.2.1 Primera Reforma

2.2.1.1 Principales problemas relacionados de la transmisión

Los estudios previos³, que sirvieron de base para la elaboración del Libro Blanco, ayudaron a efectuar un diagnóstico de la problemática del sector eléctrico, principalmente expresados en la falta de contratos de suministro eléctrico entre generadores y distribuidores, así como la falta de inversión de la transmisión, estos estudios nos revelaron los siguientes problemas de la Primera Reforma relacionados con la transmisión:

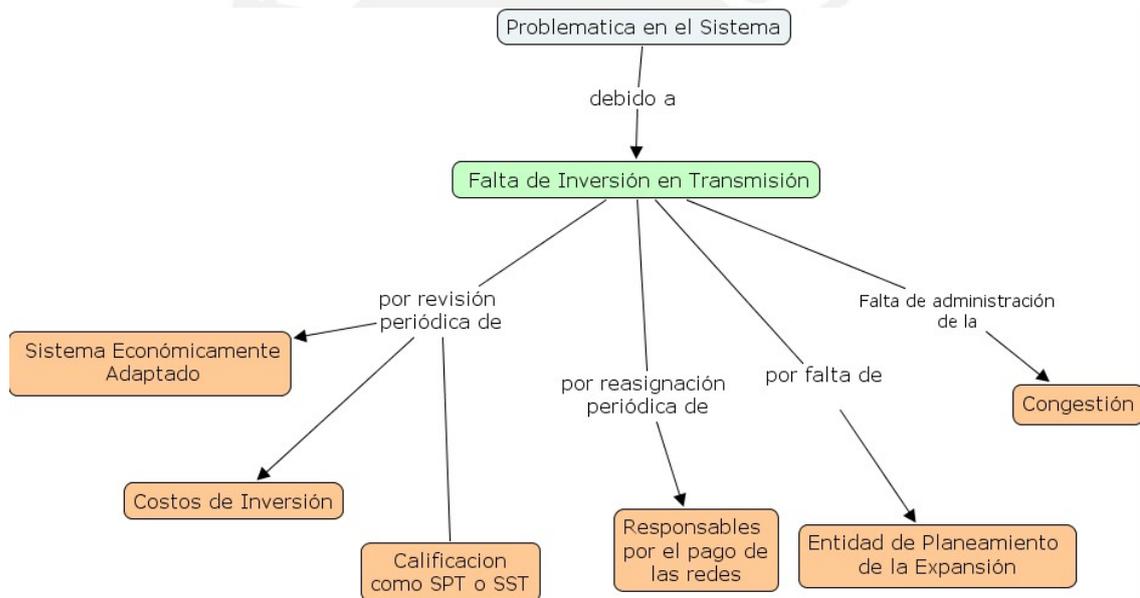
- Un sistema ineficiente para la ampliación de la transmisión que no da respuesta a los requerimientos del mercado.
- Una operación que no muestra el costo de congestión de manera eficiente.
- Incertidumbre ocasionada por el uso del concepto de Sistema Económicamente Adaptado (SEA) durante la vida útil de las instalaciones, lo cual significa que los ingresos asignados a estas instalaciones cambiarán en relación con el requisito de transmisión, independientemente de la inversión efectivamente realizada.
- Incertidumbre en los cargos de transmisión introducida por revisión periódica (cada 4 años) de la clasificación de las instalaciones de transmisión como parte del SPT o del SST.
- Una ampliación de la transmisión que depende del requerimiento del mercado sin que exista un sistema de planificación para definir las necesidades de ampliación de la transmisión.

³ OSINERG (2003) [8] y OSINERG (2005) [10]

- Las metodologías de cargos de transmisión que dependen del uso actual podrían cambiar cuando la estructura de uso del sistema cambie, introduciendo volatilidad en la asignación de la responsabilidad del pago de los cargos.
- La falta de procedimientos que aseguren el acceso libre a las redes de transmisión y distribución incluyendo detalles regulatorios.
- La falta de un Operador Independiente del Sistema.
- Un sistema de precios marginales locales (“LMP”⁴) que es parcialmente aplicado.

Estos aspectos se resumen en el mapa conceptual contenido en la siguiente Figura:

Figura 2
Problemática de la Transmisión antes de la Segunda Reforma



Fuente: Estudios previos [9] y [10]. Elaboración: Propia.

En efecto, en la Primera Reforma se asumió que la expansión del sistema de transmisión eléctrico se llevaría a cabo por la intervención de actores privados, los mismos que, siguiendo las señales de mercado, realicen las inversiones necesarias para el desarrollo del sector. Lamentablemente, las señales que se brindaron a partir de la LCE no proporcionaron los incentivos necesarios para que se realicen inversiones suficientes en la transmisión.

⁴ LPM, es el acrónimo del inglés “Locational Marginal Prices”.

Ante la falta de inversión por parte de los actores privados, las principales inversiones en activos de transmisión han sido ejecutadas por decisiones del Estado o se han desarrollado mediante mecanismos que no están contemplados en la LCE. Por dicha razón, entre los años 2000 y 2002 se realizaron, inversiones al margen del marco regulatorio mediante mecanismos de competencia por el mercado, a través de la Agencia de la Promoción de la Inversión Privada (“PROINVERSION”), de los cuales se derivaron los contratos tipo BOOT⁵. En este contexto, se construyeron la interconexión de los sistemas eléctricos Centro-Norte y Sur, por la empresa TRANSMANTARO; se construyeron líneas de refuerzo en el Sur, por la empresa Red Eléctrica del Sur S.A. (“REDESUR”) y se construyeron las líneas La Oroya Nueva-Carhuamayo-Paragsha-Derivación Antamina y Aguaytía – Pucallpa, por la empresa Interconexión Eléctrica ISA Perú S.A. (“ISA PERU”).

En otras palabras, en el sistema interconectado, los únicos desarrollos importantes de la transmisión no han sido realizados por iniciativa del sector privado, tal como se esperaba al inicio de la reforma. En su lugar, han sido realizados por iniciativa del Estado y entregados en concesión a actores privados mediante contratos BOOT. El diseño de este tipo de concesión, ha generado mayor certidumbre para los titulares de la transmisión dado que garantiza un ingreso razonable al propietario, sin embargo no se enmarca totalmente dentro del modelo establecido por la LCE, dado que su remuneración no se basa en un SEA ni está sujeta a una revisión de la calificación de las instalaciones como SPT o SST. Esta modalidad de concesiones BOOT, tiene aceptación entre los agentes transmisores que suscribieron tales contratos y los generadores que se benefician por esta transmisión sin sufragar por ella.

No se puede dejar de mencionar la entrega en concesión de las instalaciones de transmisión de las empresas estatales con los mayores activos de transmisión del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional: ETECEN y ETESUR; ello se llevó acabo en setiembre de 2002, fecha a partir de la cual dichos activos están en concesión de Red de Energía del Perú S.A. (“REP”). La remuneración de esta empresa tampoco está totalmente relacionada con la LCE, dado que REP percibe una Remuneración Anual Garantizada (“RAG”) por la operación y mantenimiento de las instalaciones recibidas en concesión y por la ejecución de algunos compromisos de inversión. El contrato de esta concesión prevé la realización de estudios de planeamiento cada dos años para proponer inversiones en el sistema a fin de

⁵ BOOT deriva del acrónimo en idioma inglés de “Build Operate Own and Transfer.”

evitar congestiones; sin embargo, hasta la fecha sólo se han puesto en operación dos nuevas instalaciones bajo esta modalidad.

2.2.2 Segunda Reforma

La nueva estructura del mercado que se establece con la Segunda Reforma, como se muestra en la figura siguiente, es muy similar al Diseño Estándar de Mercado establecido por la FERC⁶. Con esta reforma se introduce cambios sustanciales, entre los cuales destaca el desarrollo de la transmisión mediante un planeamiento centralizado que debe ser elaborado por el COES y aprobado por el Ministerio de Energía y Minas previa opinión favorable de OSINERGMIN. Así mismo, se propone la realización de licitaciones para otorgar concesiones para la construcción de las nuevas instalaciones contenidas en el plan de transmisión, cuya remuneración se realizará con base al valor que resulte de la licitación, con lo cual se deja de lado el concepto del SEA, de la revisión del VNR y de la revisión periódica del SPT.

Figura 3
Diseño del Mercado en la Segunda Reforma



Fuente: PEPSA – “Revisión del Marco Regulatorio de la Transmisión” – 2003

Además del desarrollo de la transmisión mediante una planificación centralizada, también se prevé la construcción de nuevas instalaciones de transmisión no contenidas en el Plan de Transmisión por iniciativa propia de los agentes. Sin embargo, se establece que la remuneración para estas instalaciones se realice mediante costos estándares establecidos por OSINERGMIN.

⁶ Federal Energy Regulatory Commission

En suma, los pilares de este nuevo diseño de mercados se enfocan a eliminar la incertidumbre de la recuperación de la inversión en instalaciones de la transmisión de modo que la expansión de la transmisión se desarrolle de manera oportuna y con las instalaciones eficientes, con el consiguiente efecto de evitar las congestiones de carácter estructural. No obstante, la reducción de las congestiones de carácter estructural se concretará recién con la entrada en operación de las nuevas instalaciones contenidas en el Plan de Transmisión, es decir en un horizonte de 3 a 4 años.

Otro de los aspectos que caracterizan al nuevo diseño de mercado es el sistema de precios nodales determinados con base a los precios marginales y a las restricciones de capacidad (congestiones) en la red de transmisión.

2.2.2.1 Tratamiento de la Congestión

El enfoque de la Segunda Reforma para solucionar la falta de un mecanismo para la administración de la congestión es el de incorporar soluciones de mercado, mediante el mercado de corto plazo y los precios nodales que se mencionaron en el párrafo anterior. Al respecto, el hecho que estos precios nodales, tengan en cuenta la capacidad del sistema de transmisión (lo que en buena cuenta está relacionado con la congestión en las redes de transmisión) tiene el objeto de dar las señales económicas para que los agentes del mercado se ubiquen adecuadamente dentro del sistema de transmisión. La literatura sobre este sistema de precios manifiesta que los precios nodales constituyen la única señal totalmente coherente con el despacho económico de las unidades de generación y con el uso eficiente de la red de transmisión⁷.

Autores como Harvey y Hogan (2000)⁸, Hogan (1999)⁹ y Stoft S.¹⁰, refuerzan la tesis que el sistema de precios marginales nodales (LPMs) es preferible por razones de eficiencia. Sin embargo, este mecanismo incluye un mayor riesgo para los generadores, debido a la volatilidad de los precios en el mercado de corto plazo por la presencia de la congestión¹¹. En otras palabras, ante una contingencia se producen diferencias notables en los precios

⁷ COMISION MEM-OSINERG (2005) “Proyecto de Ley para el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica”. Libro Blanco. Perú.

⁸ HARVEY S. y HOGAN, W. (2000) “Nodal and Zonal Congestion Management and the Exercise of Market Power”

⁹ HOGAN W. (1999). “Getting the Prices Right in PJM”

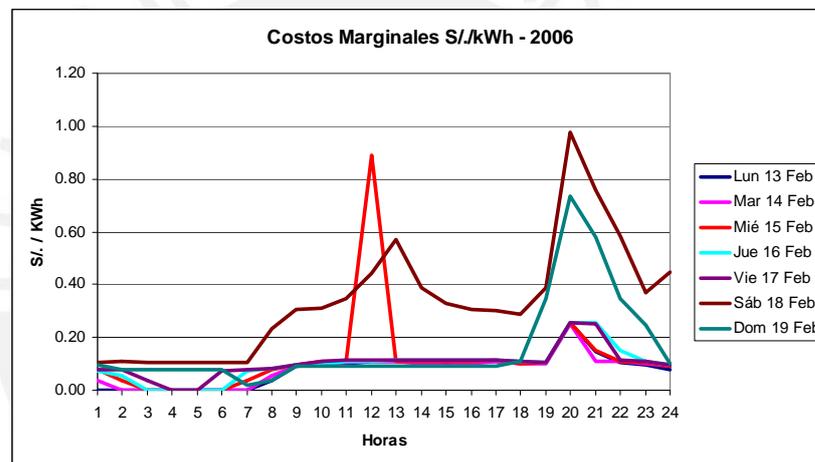
¹⁰ STOFT S. (2002) “Power System Economics”. Capítulos 3 y 5

¹¹ Es preciso señalar que la congestión a que se refiere este párrafo, no se refiere a la congestión por falta de capacidad estructural, sino a la falta de capacidad temporal por contingencias en la red.

marginales de los nodos de manera que se producen rentas de congestión que los generadores o los consumidores deben sufragar.

En efecto, tal como se muestra en la siguiente figura, los precios nodales de corto plazo no son del todo predecibles y pueden ser totalmente distintos de un día a otro en la misma hora. En la figura se muestran los costos marginales hora a hora durante la semana del 13 al 19 de febrero de 2006, se puede notar que en el día 15 de febrero el costo marginal al medio día es extraordinariamente elevado respecto a los demás días de esa semana. De igual modo los costos marginales del día sábado también resultan distintos al promedio de los demás días a pesar que es un día típico de menor consumo de energía.

Figura 4
Ejemplo de la Volatilidad de Precios Nodales (LMPs)



A raíz de esta incertidumbre, se han desarrollado modelos que complementan el sistema de precios nodales, con base a derechos financieros de transmisión (DFTs), de modo tal que aquel agente (generador, consumidor) que haya adquirido un DFTs tiene derecho a percibir una alícuota de dichas rentas de congestión, en proporción a la cantidad de DFTs, con lo cual se protege de los riesgos asociados a la volatilidad de los precios nodales por la ocurrencia de contingencias o restricciones en la red. Estos DFTs han sido implementados en diversos mercados norteamericanos tales como el PJM, New York y New England. Sobre el particular, varios autores^{12, 13, 14, 15, 16 y 17} analizan las ventajas y desventajas de la

¹² HOGAN William. (2002) "Financial Transmission Right Formulations". Center for Business and Government John F. Kennedy School of Government. Harvard University

¹³ HOGAN, W. (2000). "Market Power in Theory and Practice, Comments on Joskow and Tirole (2000) and Johnsen, Verma and Wolfram (1999)," POWER Conference, University of California, Berkeley, Berkeley, CA, March 17

¹⁴ JOSKOW P. y TIROLE J. (2001) "Transmission Rights and Market Power on Electric Power Networks"

implementación de este mecanismo sobre todo en los aspectos relacionados con los posibles incentivos para comportamientos oportunistas de los agentes con el fin de aprovechar su poder de mercado.

Al respecto, el estudio “Plan Estratégico para Modernización del Marco Regulatorio”¹⁸, uno de los estudios de base para la Segunda Reforma, concluye, entre otros aspectos, que no hay nada sobre Perú que descarte a los DFTs, y señala además que *“algunas características de la situación peruana pueden crear problemas especiales o reducir el valor de los DFTs, pero la magnitud de esos problemas sólo puede determinarse con más modelos y análisis y que ninguno de los problemas parece ser insuperable.”*

Los acontecimientos que han sucedido recientemente en el sector eléctrico peruano, respaldan lo afirmado en el párrafo anterior, en el sentido que es necesario completar el diseño de mercado iniciado con la Segunda Reforma, a fin de mitigar el riesgo de la variabilidad de los precios nodales ocasionados por la congestión en la red de transmisión. En efecto, por un lado el Estado se ha visto obligado a emitir normas de urgencia¹⁹ para suspender la aplicación de los efectos de la congestión en la determinación de los costos marginales (precios nodales), a fin de evitar el incremento de las tarifas pagadas por los consumidores. Por su parte, los agentes generadores tratan de mitigar tal riesgo mediante la inclusión de cláusulas en sus contratos de suministro de energía, mediante las cuales trasladan, a sus clientes (libres), los sobre costos de energía cuando se producen las “temidas” congestiones.

¹⁵ JUNJIE SUN. (2005). “U.S. Financial Transmission Rights: Theory and Practice”. Department of Economics Iowa State University.

¹⁶ OREN, S., (1997). “Economic Inefficiency of Passive Transmission Rights in Congested Electricity Systems with Competitive Generation,” The Energy Journal, 18(1): 63-83.

¹⁷ STOFT, S. (1999). “Financial Transmission Rights Meet Cournot: How TCCs Curb Market Power”, The Energy Journal, 20(1): 1-4

¹⁸ “Plan Estratégico para Modernización del Marco Regulatorio” Informe Final consultora MERCADOS ENERGETICOS. Perú, para OSINERGMIN.

¹⁹ **Decreto de Urgencia 046-2007**, publicado el 25 de noviembre de 2007. que dicta medidas extraordinarias por congestión en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

“Artículo 1°.- Compensación y asignación de costos de operación

Cuando por consideraciones de congestión de instalaciones de transmisión el COES deba despachar unidades de generación fuera del orden de mérito de costos variables, tomando en cuenta los criterios de optimización en la operación del SEIN, los costos variables de dichas unidades no serán considerados para la determinación de costos marginales del SEIN.

...

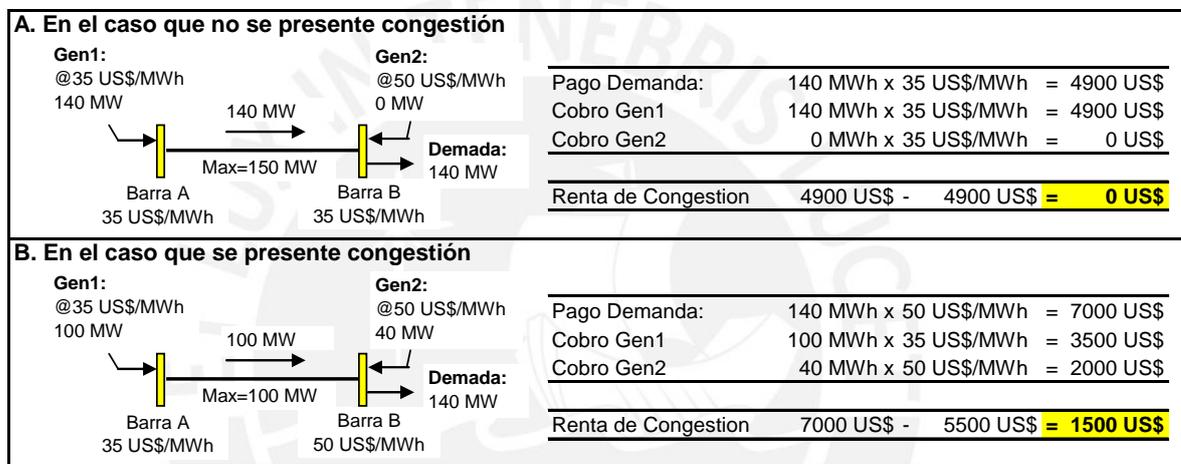
Artículo 2°.- Fijación de Tarifas en Barra

Lo establecido en el artículo 1° del presente Decreto de Urgencia, será considerado, en lo pertinente, por el COES y OSINERGMIN para efectos de los procesos de fijación de Tarifas en Barra.

...”

La medida adoptada por el Estado señalada en el párrafo anterior, como su misma categoría lo indica es de urgencia y no es una solución consistente en el largo plazo, dado que elimina la señal de precios de los costos marginales, como elemento fundamental de la Primera y Segunda Reforma y como señal principal de la inversión privada. Lo único que hace la medida adoptada por los agentes generadores, es trasladar el riesgo a los clientes libres, con lo que se generan sobreganancias en los generadores dado que las rentas de congestión se trasladan directamente a éstos, como se muestra en el siguiente ejemplo:

Figura 5
Ejemplo de Producción de Rentas de Congestión



En la figura anterior se muestra el caso de un sistema con dos generadores, uno caro y otro barato, y una demanda. La demanda y el generador caro se encuentran en la Barra B, mientras que el generador barato se encuentra en la Barra A. Ambas barras están unidas mediante una línea de transmisión, para la cual no se consideran pérdidas en el ejemplo. En el caso en que no hay congestión (Cuadro A), la línea tiene un límite de capacidad de 150 MW, suficientes para transportar desde la Barra A los 140 MW requeridos por la demanda. En este caso, los precios marginales en Barra A y Barra B son iguales a 35 US\$/MWh, por lo cual no se producen rentas de congestión. Mientras que, en el Cuadro B, la capacidad máxima de la línea de transmisión decae a 100 MW, produciéndose congestión. En este caso los precios en función a costos marginales son distintos: en la Barra A el precio es 35 US\$/MWh y en la Barra B es 50 US\$/MWh, con lo cual el pago de la demanda asciende a 7 000 US\$ y el cobro de la generación totalizaría US\$ 5 500. Como consecuencia, la renta de congestión asciende a 1 500 US\$. Finalmente, en el caso en que

se configure la medida adoptada por los agentes generadores, esta renta de congestión se trasladaría totalmente a estos agentes.

En consecuencia, dados los antecedentes anteriores, y en vista que la propuesta de la Segunda Reforma considera el desarrollo de un mercado basado en LMPs con la posibilidad de implementar a futuro un mecanismo de DFTs, resulta necesario efectuar un análisis que ayude a tomar la decisión para complementar el diseño de mercado iniciado por esta reforma, con el fin de implementar el mecanismo de DFTs.

En ese sentido, la presente tesis analiza la factibilidad de complementar el diseño del mercado de la Segunda Reforma mediante la implementación de los DFTs en el Sistema Peruano como un mecanismo de cobertura ante los riesgos derivados de las congestiones en el mercado de corto plazo.



Capítulo 3 Objetivo del Estudio

Como se vio en el capítulo anterior, con la ocurrencia de contingencias se producen rentas de congestión, definidas como la diferencia entre la valorización del retiro de energía en un nodo de la red menos la valorización de la inyección de energía en otro nodo de la red para satisfacer dicho retiro. Estas rentas de congestión representan una ineficiencia al sistema dado por dos motivos principales: 1) representan un riesgo y por tanto un mayor costo de la energía contratada para cubrir dicha volatilidad, 2) la renta de congestión en si es una pérdida de eficiencia en el bienestar, pues es el saldo que resulta luego de efectuar los pagos a cada agente del sistema (transmisor y generador) y que por lo tanto, debería asignarse de manera eficiente a quien valora más la pérdida de eficiencia.

No obstante, no siempre las rentas de congestión tienen un valor positivo en el sentido de los nodos de inyección hacia los nodos de retiro, ya que ello depende de la propia topología de la red, así como, de las contingencias que se sucedan en dicha red, lo cual evidentemente está influenciado por los mantenimientos propios de las instalaciones; así como, por las propias características geográficas y meteorológicas donde se encuentren las instalaciones de transmisión. Por lo tanto, antes de implementar un sistema de DFT es necesario evaluar si su implementación representa una asignación positiva (pago) de las rentas de congestión a los agentes que sufren pérdidas debido a las congestiones del sistema, es decir, es necesario evaluar la eficiencia económica de la implementación de tal sistema de DFT.

En ese orden de ideas, el objetivo de este estudio es determinar si es viable económicamente implementar el esquema de derechos financieros de transmisión dentro del mercado eléctrico del Perú dadas las características, de la industria y de la topología, del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

Mediante este estudio se busca obtener conclusiones para complementar el diseño de mercado del sector eléctrico en el marco de la Segunda Reforma del marco regulatorio del sector eléctrico peruano. Como se mencionó en el capítulo anterior, a la fecha se ha aprobado el cambio de la Ley de Concesiones Eléctricas, que introduce modificaciones

importantes tales como la generación de precios mediante subastas, es decir un esquema menos regulado del que se tenía anteriormente (regulación con precios marginales). Sin embargo, en esta reforma no se han incluido esquemas para la mitigación de los riesgos debidos a la congestión que se sucedan en la red.

Cabe señalar, que la importancia de los derechos financieros de transmisión radica en su poder para la reducción de la incertidumbre a la que estarían expuestos los agentes del mercado cuando en la red se producen, de manera súbita, considerables diferencias de precios en la red, debido principalmente a las congestiones de las líneas. En consecuencia, el presente trabajo resulta importante dado que en el mercado eléctrico peruano aún no se ha implementado un mecanismo similar para la reducción de los riesgos de la congestión, con el agravante que a la fecha la demanda esta creciendo a un ritmo sostenido sin que se hayan realizado inversiones importantes en la transmisión.

Es preciso agregar que en la actualidad ya se ha hecho evidente en el sistema peruano la necesidad de implementar un mecanismo para mitigar los riesgos de la congestión que acompañe al sistema de LMPs. Justamente, debido a los efectos de las congestiones en el enlace Centro – Sur, los precios marginales de energía en el Sur resultan bastante elevados, razón por la cual el mismo gobierno mediante un Decreto de Urgencia N° 046-2007, ha suspendido temporalmente la aplicación de los LMPs hasta el 31 de diciembre de 2010. Evidentemente esta no es la mejor solución dado que con ello se está eliminando las señales de eficiencia que otorgan los LMPs, no obstante ante la falta de otra alternativa de corto plazo el gobierno dictó dicha medida, la cual pudo haberse evitado con la aplicación de un sistema de DFT.

3.1 Hipótesis

La hipótesis se expresa en la siguiente afirmación:

“Dentro del marco regulatorio del sector eléctrico peruano, Sí es viable económicamente la implementación de los mecanismos de derechos financieros para el mercado de corto plazo,”.

Para evaluar esta hipótesis se medirán los efectos de los derechos financieros de transmisión mediante la variable: “beneficios de los agentes” (B).

$$\text{Hipótesis} \quad B(\text{DFT}) > 0$$

Donde:

- B(DFT) Es el beneficio que los agentes obtendrían si se implementa el mecanismo de DFTs
- DFT Representa la implementación del mecanismo de los derechos financieros de transmisión

Debe notarse que la congestión en el sistema de transmisión se puede clasificar con base a las escalas de tiempo en que se presentan:

- Congestión de largo plazo: Estas son congestiones de mayor duración, debido fundamentalmente a la falta de capacidad estructural del sistema de transmisión y cuyo cálculo resulta evidente.
- Congestión de corto plazo: Estas son congestiones de corta duración y se deben principalmente a la ocurrencia de contingencias en la red. El cálculo de estas congestiones tiene más incertidumbre que las anteriores.

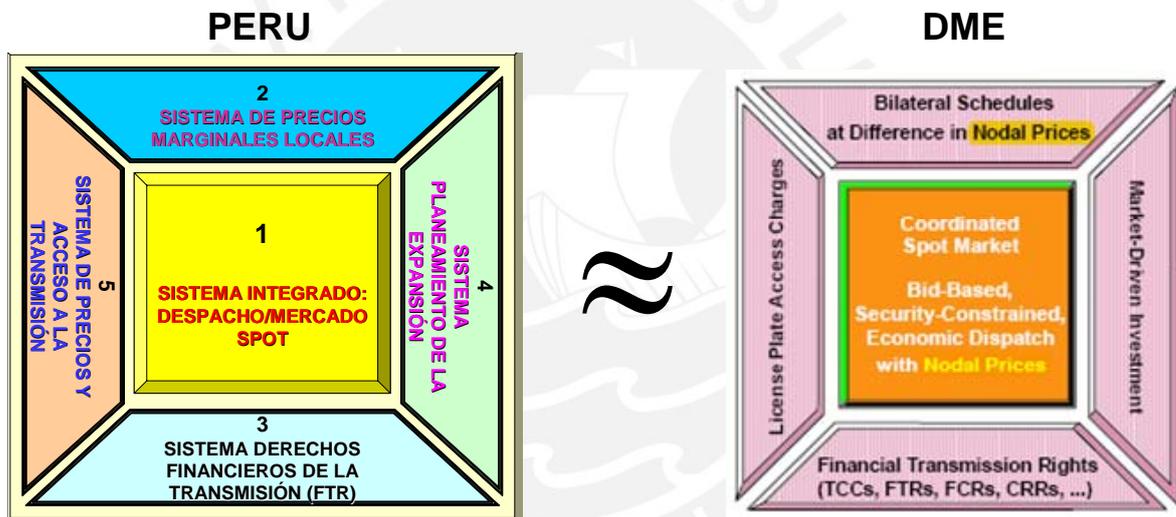
El desarrollo de la tesis se focaliza en las congestiones de corto plazo. Ello se debe a que, para las congestiones de largo plazo, la Segunda Reforma ha implementado los mecanismos de planificación centralizada y licitaciones para la expansión del sistema de transmisión.

Capítulo 4 Marco Conceptual

4.1 Diseño del Mercado de Segunda Reforma

El Diseño del Mercado de la Segunda reforma recoge gran parte del diseño de mercado estándar (“DME”) de que establece la FERC para los Estados Unidos, como se puede ver en la figura que sigue:

Figura 6
Comparación de Diseño de Mercado Peruano y FERC



Fuentes: PEPSA-2003 y Hogan 2003

En lo que continua del siguiente capítulo se tratarán los aspectos conceptuales relacionados con este diseño.

4.2 Precios Nodales y Precios Zonales

Uno de los debates más comunes acerca del diseño de mercados eléctricos se centra en el tipo de sistema de precios de generación que se debería aplicar. El fondo que está detrás de este debate, es la existencia de pérdidas en la red de transmisión eléctrica, realidad física inevitable que origina que los costos de generación no sean los mismos en todos los nodos

de la red. Veamos a continuación como los distintos enfoques tratan se asignar estos costos para la formación de precios de generación.

4.2.1 Sistema de Precios Nodales

Los precios nodales se definen como los costos marginales para satisfacer un incremento de demanda en un nodo determinado. Estos costos consideran, los costos marginales de las pérdidas del sistema de transmisión y el costo extra de generación, si es que existe congestión. Debido a ello, los precios nodales están en función de las características de la red de transmisión. Una de las principales características de los precios nodales es que envía señales de localización a los usuarios generadores y a los grandes consumidores. Este sistema de precios se tiene en los mercados de Argentina, Chile, PJM, New England, entre otros, y ha sido establecido en el Perú con la Primera Reforma y acentuado con Segunda Reforma.

4.2.2 Sistema de Precios Zonales

En otros países, como el Reino Unido o en España o Colombia, se tiene un precio único para todo el sistema, es decir no existen diferencias de precios entre los nodos. Este sistema resulta adecuado cuando se tiene una red robusta donde no existan problemas estructurales de congestión²⁰.

Una opción intermedia o híbrida entre el sistema de precios nodales y el de precio único, es la utilización de precios zonales. Este consiste en la utilización de un precio único de mercado, salvo para aquellos casos en los que se producen restricciones sistemáticas entre zonas, para las que se aplican entonces precios diferenciados. Puede verse como un sistema de precio único al que se agregan precios zonales para la gestión de las restricciones. El propósito de los precios zonales es de forzar a los generadores que se localicen dentro de las zonas con altos precios y para enfocarse en el alivio de las restricciones de flujo en las interfaces interzonales. Este sistema fue aplicado en los mercados de California y en Texas; no obstante, recientemente en estos mercados se ha migrado al sistema de precios nodales.

²⁰ G. Rothwell & T. Gomez – Electricity Economics.

4.2.3 Comparación precios zonales con nodales

Algunos autores señalan al sistema de precios nodales como el más adecuado y manifiestan que las señales de corto plazo son necesarias para alcanzar la eficiencia en la operación del sistema, es decir, que se utilicen los generadores de menores costos variables y que la demanda pueda responder a los costos reales de suministrar energía en cada ubicación. Los precios nodales tienen también su impacto en el largo plazo ya que las expectativas en cuanto a sus valores futuros influyen en las decisiones de largo plazo de los agentes, en particular en cuanto a la localización de las nuevas instalaciones de generación o demanda y que la más sofisticada y eficiente expresión de estas señales la constituyen los precios nodales de la energía.

En efecto, Stoft S (2002) señala que con el sistema de precios nodales se consigue cargar adecuadamente las pérdidas a todas las transacciones, dado que mediante este sistema se adiciona a cada generador y consumidor, el precio de las pérdidas de su correspondiente barra, con lo cual los generadores reciben las señales adecuadas de precios.²¹

El sistema de precios nodales también tiene sus detractores como Shmuel Oren y Felix Wu (2000) y Hung-po Chao (1995), quienes señalan que a pesar de que en sistemas como el PJM, se han implementado sistemas basados en la diferencia de precios nodales utilizando sistemas de derechos de transmisión de tipo Punto-a-Punto (DFT)²², y que en la práctica han presentado buenos resultados en cuanto las señales de precios que estos entregan a los participantes del mercado, también consideran que el sistema implementado en PJM presenta varios inconvenientes en la teoría que a su vez hacen que en la práctica se llegue a soluciones que no necesariamente representan el óptimo. En efecto, se plantea la no conveniencia del sistema de tarificación de transmisión y las compensaciones de transmisión por medio de precios nodales. Se dice que a pesar de que el sistema de precios nodales para la tarificación de transmisión puede ser adecuada para sistemas radiales, en sistemas enmallados el efecto de flujos en anillo (“loop flows”) hace que la diferencia de precios en los respectivos nodos no refleje la real situación que afecta a las redes de transmisión. Agregan, que ello no significa que una representación nodal del sistema de transmisión entregue señales incompletas de cómo los agentes hacen uso del sistema de transmisión, sino que la diferencia de costos marginales entre dos nodos de un sistema

²¹ STOFT S. (2002) “Power System Economics”. Capítulos 5.

²² El esquema de precios nodales complementada con derechos de transmisión es defendida por autores como William Hogan, Larry E. Ruff y Steven Stoft, entre otros.

altamente enmallado no entregaría indicios claros de cómo los puntos de inyección y retiro de energía en cuestión hacen uso del sistema de transmisión. Además critican fuertemente el sistema de derechos de transmisión implementado por diferencias de precios nodales, ya que según los detractores, éste no estaría dando las señales correctas para la inversión y expansión del sistema, debido a que en ciertos tipos de derechos de transmisión basados en precios nodales, los márgenes de ganancia del transmisor se incrementa a medida que la diferencia de precios entre nodos es mayor (es decir la congestión es mayor), por lo que tiene el incentivo a no incrementar la capacidad de la transmisión y por el contrario tiene el incentivo para degradarla.

Por último, señalan que tampoco se entregaría las compensaciones apropiadas para aquellos agentes que adquirieran los respectivos derechos sobre las capacidades de transmisión en un sistema descentralizado., ello debido a que podría suceder que los flujos de energía en un sistema enmallado vayan de un nodo de mayor precio a otro de menor precio.

Harvey y Hogan²³ indican que aunque el resultado puede parecer no intuitivo, los precios nodales se prefieren por razones de eficiencia y para mitigar el poder de mercado. Agregan que puede presentarse una confusión acerca de este principio, debido a un error de distinguir entre los efectos beneficiosos de la expansión real de la red de transmisión para permitir la competencia dentro de una región más grande, y de los efectos perjudiciales de promediar y reasignar los costos a través de la creación administrativa de grandes zonas. En éste último caso, la agregación zonal subvenciona al monopolista y aumenta los beneficios que se pueden extraer con el ejercicio de poder de mercado. Por el contrario, los precios nodales mantienen el mercado y amplía la gama de instrumentos disponibles para ayudar a atenuar el poder del mercado.

Hogan²⁴ sostiene que el error más obvio del argumento pro zonal está en su definición más extrema. Señala que, si los precios nodales no son prácticamente distintos, entonces no hay necesidad de agregarlos en zonas. Agrega que si los agentes del mercado no tuvieran ninguna opción del mercado, no habría mucho efecto de tal agregación zonal, con excepción de cierta cantidad de cambiar de costos. El impacto verdadero de la tarificación zonal es la creación de más reglas administrativas, incentivos pobres para la inversión,

²³ HARVEY S. y HOGAN, W. (2000) "Nodal and Zonal Congestion Management and the Exercise of Market Power" pag 44.

²⁴ HOGAN W. (1999). "Transmission Congestion: The Nodal-Zonal Debate Revisted"

demandas que pagan a los generadores para no generar poder, y propuestas para socializar los costos más altos, mediante el uso de poder taxativo del operador de mercado. Finalmente concluye que éste no es el camino para un mercado, ya que crea más problemas que los que soluciona.

Al margen de las discusiones académicas que se han citado en los párrafos anteriores, en la práctica los resultados favorecen al sistema basado en precios nodales. Uno de los ejemplos clásicos es el de la crisis en California, aunque las causas de esta crisis no se deben exclusivamente a la existencia de un sistema de precios zonales, se percibe que ello fue uno de los factores que contribuyó con la crisis. Actualmente el operador de California está en proceso para migrar hacia un sistema centralizado con precios nodales. Específicamente los problemas que se encontraron en el modelo zonal se resumen en: 1) asume que las congestiones intrazonales no son frecuentes e insignificantes, 2) la administración zonal de la congestión origina programaciones futuras de mercado no factibles, debido a que ignora las congestiones intrazonales que deben ser resueltas en tiempo real, 3) los mercados futuros zonales proveen oportunidades para que los participantes ejerzan juegos que tengan resultados onerosos para los consumidores, y 4) los mercados no pueden asignar eficientemente los recursos si no se identifican los recursos escasos.

Otro ejemplo claro de implementación zonal es el caso del Sistema Interconectado de Nueva Inglaterra, en donde el Operador Independiente del Sistema (ISO²⁵) de dicho sistema tuvo que tomar medidas para impedir el incentivo perverso de construcción de nuevas centrales que sólo encarecerían más el sistema, lo cual había sido producto de las malas señales entregadas por el manejo de precios a través de tarificación zonal, que en este caso consistía en una única zona. La FERC tuvo que intervenir para regularizar la situación. En la actualidad este sistema se basa en precios nodales.

En Australia, la implementación de sistemas zonales complicó la aplicación de derechos de transmisión que reflejaran la real capacidad del sistema. En contraste, la aplicación de sistemas nodales en Nueva Zelanda, permite la aplicación de contratos de transmisión “punto a punto”, los cuales son consistentes con la estructura de tarifas implementadas y que respetan las capacidades de la red. Por su parte, los mercados en donde se han implementado los precios nodales como el PJM o el de New York funcionan exitosamente.

²⁵ Del inglés Independent System Operator

En el trabajo de Méndez²⁶ se encuentra un resumen comparativo de los sistemas de precios nodales y zonales que ayuda a resumir los aspectos mencionados en los párrafos anteriores y que se muestra a continuación.

Cuadro 2
Comparación de Sistema de Precios Nodal y Zonal

SISTEMA NODAL	SISTEMA ZONAL
Los precios nodales varían constantemente, por lo que se considera compleja su implementación.	Al agrupar en zonas que presenten homogeneidad de precios, el número de operaciones para calcular dichos precios se hace considerablemente menor.
Sistema centralizado tipo <i>pool</i> .	Sistema descentralizado por medio de contratos bilaterales.
Se reflejan exactamente los costos en cada nodo y se internalizan los costos por pérdidas y congestión por medio de la diferencia de los costos marginales en los nodos.	Sólo se representan costos por zonas, asumiendo igualdad de costos dentro de dichas zonas, y los costos por congestión se representan en las conexiones interzonales.
Se logra compatibilidad entre contratos bilaterales y mercado a corto plazo (spot).	Se pueden producir incompatibilidades en los mercados de corto plazo (spot) y sistema de contratos bilaterales en transacciones intrazonales.
En general no hay incentivos para generar reglas artificiales	Al tener un mismo precio dentro de una zona, se hace necesario manejar los gradientes de los precios por medio de reglas artificiales que prorraten los respectivos costos.
Sistema implementado con éxito en PJM, NY, New England y Nueva Zelanda.	En la práctica, el sistema ha presentado inconvenientes para su aplicación.
Operación física y económica unida.	Operación económica y física separadas (California).
Es aplicable a cualquier tipo de red, radial o enmallada con altos niveles de interconexión.	Al parecer, su buen funcionamiento depende fuertemente de las condiciones geométricas de la red. (recomendable en sistemas radiales con bajos niveles de interconexión)
Los contratos bilaterales no explotan todas las posibilidades de transacciones (compra de nodo de mayor a menor precio). Necesidad de involucrar brokers que coordinen transacciones multilaterales.	Como el sistema es descentralizado, las transacciones multilaterales se ven implícitamente involucradas en el desarrollo del mercado

Fuente: MENDEZ R. (2002). “Tarificación de Congestión y Derechos de Transmisión en Mercados Eléctricos” Tesis Pontificia Universidad Católica de Chile. Chile

²⁶ MENDEZ R.(2002). “Tarificación de Congestión y Derechos de Transmisión en Mercados Eléctricos” Tesis Pontificia Universidad Católica de Chile. Chile.

4.2.4 Precios Nodales y Congestión

4.2.4.1 Determinación de Precios Nodales y Cargos de Transmisión

De manera formal los precios nodales se pueden determinar mediante la expresión planteada en Hogan (2002) [[17]]:

$$p^t = \nabla B(y^*) = \lambda t^t + \lambda \nabla L_y(y^*, u^*) + \eta^t \nabla \tilde{K}_y(y^*, u^*)$$

Donde:

- p^t : Representa el precio marginal local
- λt^t : Representa el costo marginal en la barra de referencia
- $\lambda \Delta L_y(y^*, u^*)$: Representa los costos marginales de las pérdidas
- $\eta^t \Delta \tilde{K}_y(y^*, u^*)$: Representa el costo marginal de la congestión

Esta expresión puede reordenarse y presentarse de la siguiente forma:

$$P_i = (1 + L_i) P_{ref} + \sum_k \sum_j (SP_{jk} \cdot SF_{jki})$$

Donde:

- P_i = Precio nodal de la energía en el nodo “i”
- L_i = Factor de pérdidas incremental en el nodo “i” (calculado en forma relativa al nodo de referencia)
- P_{ref} = Precio nodal de la energía en el nodo de referencia
- SP_{jk} = Precio sombra de la restricción “j” en la contingencia “k”
- SF_{jki} = Factor de Cambio de la demanda en el nodo “i” en la restricción “j” en la contingencia “k” (calculado en forma relativa al nodo de referencia). En otras palabras, qué porcentaje de la generación inyectada en la barra de referencia “k” pasa por la línea “j” si la demanda se encuentra conectada en “i”

En la Figura 7 se ilustra la determinación de los precios nodales (LMPs). En este ejemplo, la congestión de transmisión limita la capacidad de la línea B-C, lo que impide que la demanda adicional en el nodo “C” sea satisfecha con la generación de bajo costo disponible en el nodo “B”²⁷.

Asumiendo para simplificar, que no existen pérdidas, y que el nodo “B” es el nodo de referencia, el precio en el nodo “B” será la suma del precio en el nodo de referencia (40 US\$) más el Factor de Cambio en la línea restringida (B-C) para satisfacer carga en el nodo B con generación del nodo de referencia, multiplicado por el Precio Sombra de la línea restringida. Dado que el nodo B es el mismo nodo de referencia, no hay flujos sobre la línea restringida al satisfacer carga en el nodo B con generación en el nodo B, por lo que el Factor de Cambio de la línea restringida es cero, por lo tanto el precio en el nodo B será el mismo precio del nodo de referencia o sea 40 US\$/MWh.

Asimismo, el precio de la energía en el nodo C sería igual a la suma del precio en el nodo de referencia (40 US\$) más el Factor de Cambio en la línea restringida para satisfacer un incremento de demanda en el nodo C con generación en el nodo de referencia, multiplicado por el Precio Sombra de la línea restringida. En este caso, satisfacer un MW de carga en C con generación del nodo de referencia producirá un flujo de 2/3 MW sobre la línea restringida²⁸. Por su parte, el Precio Sombra de la línea restringida es 90 US\$ en el ejemplo²⁹, por tanto el precio nodal de C será: $40 \text{ US\$} + 2/3 \times 90 \text{ US\$} = 100 \text{ US\$}$.

De manera similar, el precio en el nodo A sería igual a la suma del precio en el nodo de referencia (40 US\$) más el Factor de Cambio en la línea restringida para satisfacer una demanda incremental en el nodo A con generación en el nodo de referencia, multiplicado por el Precio Sombra de la línea restringida. En este caso, satisfacer un MW de carga en A con generación del nodo de referencia producirá un flujo de 1/3 MW sobre la línea

²⁷ Las líneas B-A, B-C y C-A tienen igual reactancia y resistencia cero.

²⁸ Conforme a la segunda ley de Kirchhoff, la energía circula en forma proporcional al inverso de la reactancia. En el ejemplo, si la reactancia en cada línea es igual a R, la reactancia de la ruta B-C sería R y la reactancia de la ruta B-A-C sería 2R, por lo tanto, la energía que fluye por B-C sería $= (1/1R)/(1/1R+1/2R) = 2/3$

²⁹ El precio sombra de la línea restringida es el cambio en el costo total de producción del sistema que ocurre para satisfacer la demanda incrementando el límite de la línea restringida en 1 MW. Así, un incremento de 1 MW en la capacidad de la línea B-C originará que se inyecte 1.5 MW adicionales en B y por tanto se reduzca 1.5 MW de la generación en C, esto debido a la misma Ley de Kirchhoff, es decir 1 MW adicional a través de B-C implica 0,5 MW adicionales en B-A-C (por la razón 2/3 y 1/3 vistos en la nota anterior). En consecuencia, el cambio en el costo para satisfacer esta variación en la línea será: $-1.5 * \$40 + 1.5 \times \$100 = \$90$.

restringida³⁰. Dado que el precio sombra de la línea restringida es de 90 US\$ (el precio sombra es el mismo debido a que se trata de la misma línea restringida), el precio nodal de A será: $40 \text{ US\$} + 1/3 \times 90 \text{ US\$} = 70 \text{ US\$}$.

En el cuadro siguiente se muestra un resumen de la formación de precios nodales:

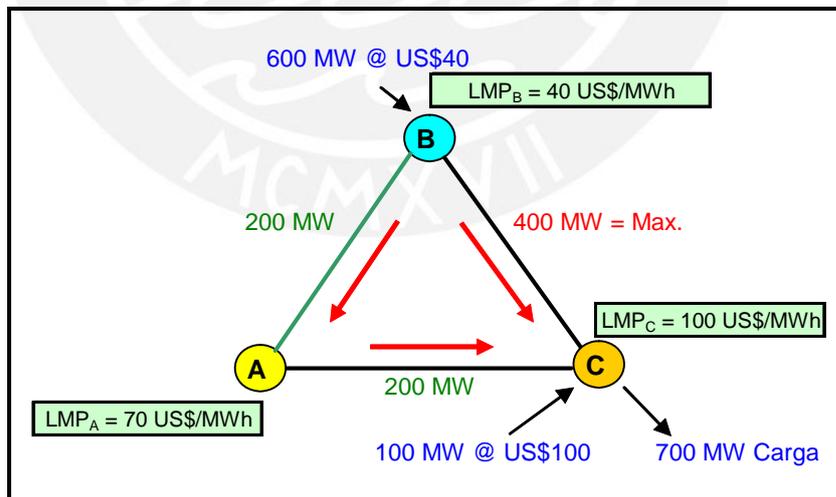
Cuadro 3
Ejemplo de Cálculo de Precios Nodales

Barra	Factor de Pérdidas (L_i)	Factores		Cálculo	Precio Nodal (US\$/MWh)
		Factor de Cambio (Sf_{jki})	Precio Sombra (SP_{jk})		
B (Ref.)	0	0	90	$40 \text{ US\$} + 0 \times 90 \text{ US\$}$	40
C	0	2/3	90	$40 \text{ US\$} + 2/3 \times 90 \text{ US\$}$	100
A	0	1/3	90	$40 \text{ US\$} + 1/3 \times 90 \text{ US\$}$	70

Fuente: PEPSA 2003.

Por tanto, los precios nodales serían $40 \text{ US\$/MWh}$ ³¹ en el nodo B, $100 \text{ US\$/MWh}$ en el nodo “C” y $70 \text{ US\$/MWh}$ en el nodo “A”.

Figura 7
Ejemplo de Determinación de Precios Nodales - A



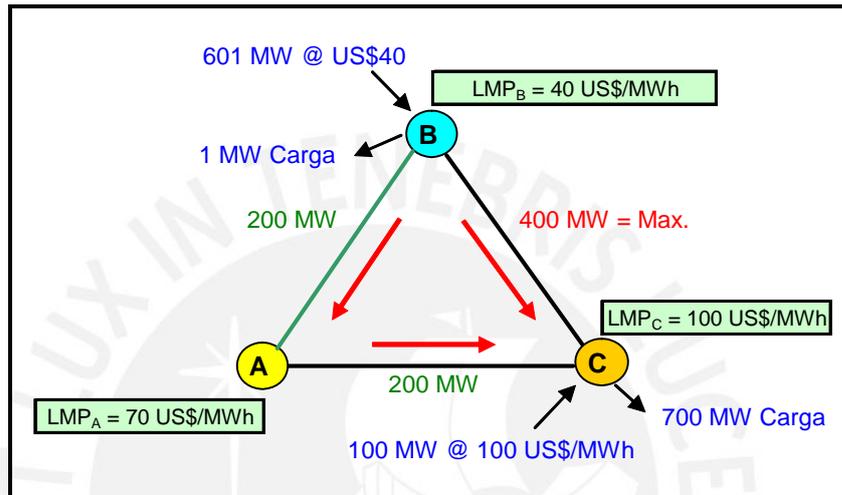
Fuente: OSINERG, 2003, “Revisión del Marco Regulatorio de la Transmisión”.

³⁰ Por la Ley de Kirchoff, el factor de cambio es igual a $(1/2R)/(1/1R+1/2R) = 1/3$.

³¹ Dado que la liquidación se efectúa cada hora, resulta indistinto hablar en términos de potencia (MW) o de energía (MWh).

En el ejemplo de la Figura 7, el cargo por uso de la transmisión desde el nodo “B” hacia el nodo “C” sería de 60 US\$/MWh ($100 - 40$ US\$/MWh). El costo marginal de satisfacer la carga en el nodo B es 40 US\$/MWh, porque un incremento de un MW de la carga en el nodo B puede ser satisfecho incrementando la generación en el nodo B sin sobrecargar la restricción de la línea B-C, tal como muestra en la Figura 8.

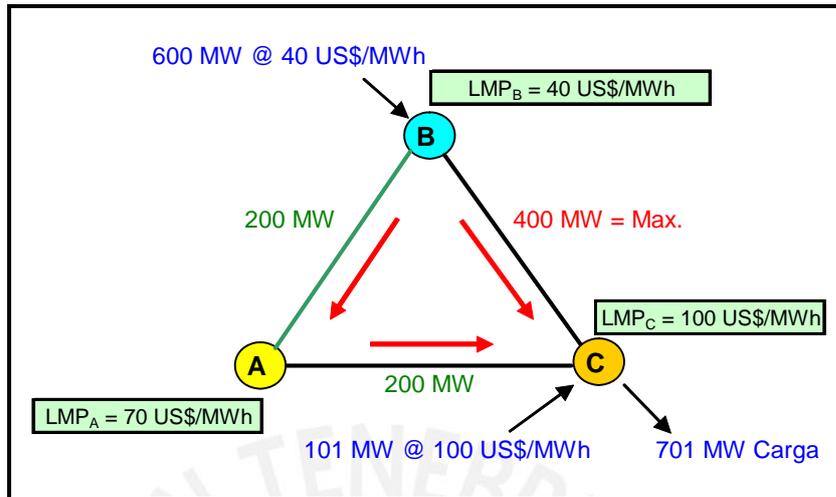
Figura 8
Ejemplo de Determinación de Precios Nodales - B



Fuente: OSINERG, 2003, “Revisión del Marco Regulatorio de la Transmisión”.

De manera similar, el costo marginal de satisfacer la carga en el nodo “C” es de 100 US\$/MWh, porque un incremento de un MW de carga en el nodo “C” debe ser satisfecho con la generación de alto costo disponible en “C” (Ver Figura 9), dado que cualquier incremento de generación barata en “B” sobrecargaría la línea B-C.

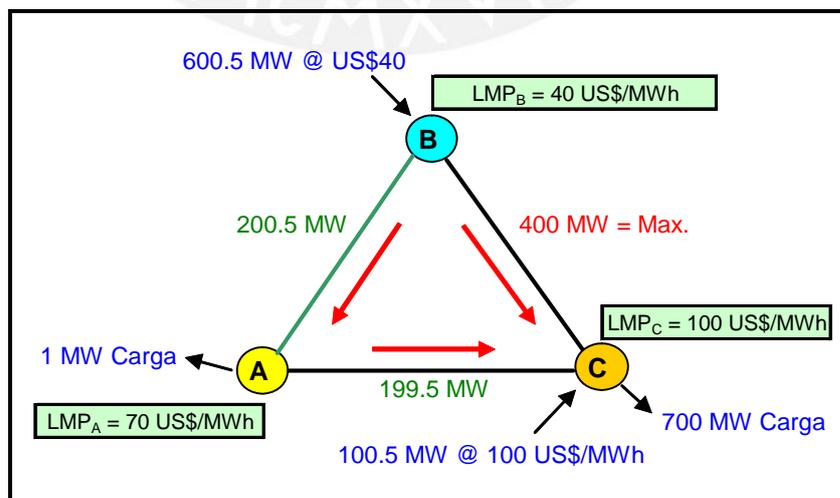
Figura 9
Ejemplo de Determinación de Precios Nodales - C



Fuente: OSINERG, 2003, “Revisión del Marco Regulatorio de la Transmisión”.

Finalmente, el costo marginal de satisfacer la demanda en el nodo A es de 70 US\$/MWh, porque un incremento de un MW de carga en el nodo A será satisfecho al menor costo incrementando las inyecciones en B en 0.5 MW y en C en 0.5 MW, por lo tanto el costo total de estas inyecciones es 70 US\$/MW ($0.5 \cdot 100 \text{ US\$} + 0.5 \cdot 40 \text{ US\$}$) (ver Figura 10). Cabe señalar que cada generador debe entregar 0,5 MW a fin de que en el tramo BC los flujos originados (1/3 MW) por cada generador se anulen y por lo tanto no se supere el límite de 400 MW.

Figura 10
Ejemplo de Determinación de Precios Nodales - D



Fuente: OSINERG, 2003, “Revisión del Marco Regulatorio de la Transmisión”.

4.2.4.2 Precios Nodales, Congestión e Inversiones Perjudiciales

En un sistema eléctrico la energía que se puede retirar de la red de transmisión para el consumo en un determinado nodo y momento, depende de la energía que se esté generando, transmitiendo y consumiendo en los diferentes nodos de la red en ese mismo momento; en ese orden de ideas cualquier inyección o retiro de energía a la red o cualquier cambio en la topología de ella, afecta al sistema entero y puede alterar la capacidad de inyectar generación o satisfacer el consumo en los distintos nodos de la misma. Estas externalidades se deben a diversas leyes físicas, principalmente a las Leyes de Kirchhoff³², que rigen la transmisión de energía eléctrica mediante redes enmalladas. De acuerdo con estas leyes, la energía no sigue un camino físico donde se pueda identificar un origen y un destino del flujo real, sino que fluye por las distintas conexiones que unen dos puntos, repartiéndose entre ellas en proporción inversa a la resistencia (o impedancia) que en cada momento tiene cada tramo de la red.

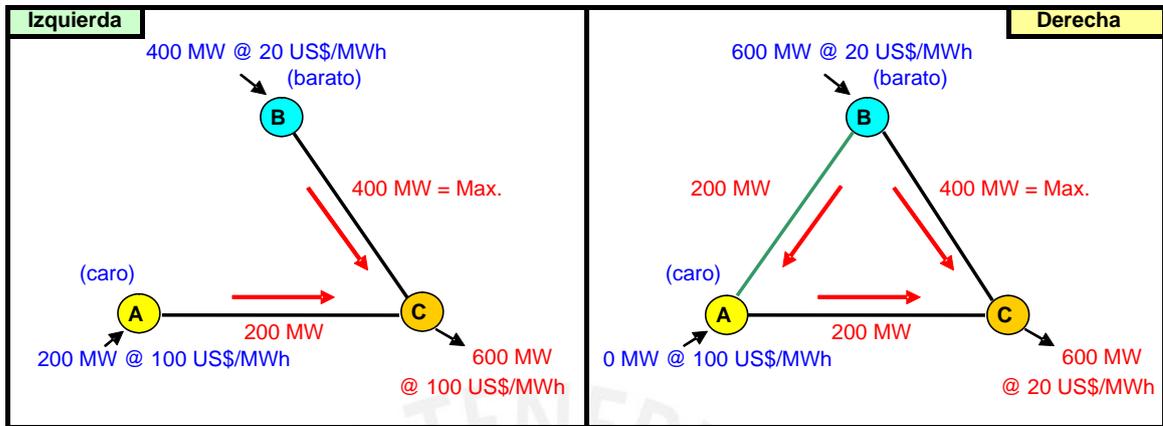
Veamos un ejemplo para graficar estas leyes: En las Figuras 11 y 12 se ilustran, los efectos de las restricciones y las Leyes de Kirchhoff sobre el funcionamiento de la generación, transmisión y demanda de energía eléctrica. En dichas figuras se supone que la red está conformada por dos generadores, un generador de costo marginal caro conectado al nodo “A” y otro de costo marginal barato conectado al nodo “B”, y un nodo de demanda “C”, así como, por líneas eléctricas de igual resistencia e impedancia, de manera que los flujos de energía, según las leyes de Kirchhoff, dependen tan sólo del número de tramos entre nodos.

³² Leyes establecidas por Gustav R. Kirchhoff (1824-1887) son indispensables para los cálculos de circuitos:

La primera ley o de las corrientes: La suma de las corrientes que entran, en un nodo o punto de unión de un circuito es igual a la suma de las corrientes que salen de ese nodo.

La segunda ley o ley de las tensiones: Para todo conjunto de conductores que forman un circuito cerrado, se verifica que la suma de las caídas de tensión en las resistencias que constituyen la malla, es igual a la suma de las fuentes de tensión. Intercaladas. Dicho de otro modo, la corriente que circula entre dos nodos de una red enmallada lo hace en proporción inversa a la impedancia de cada tramo que une estos dos puntos.

Figura 11
Caso donde una nueva línea cambia el plan de generación para abastecer la demanda de manera eficiente

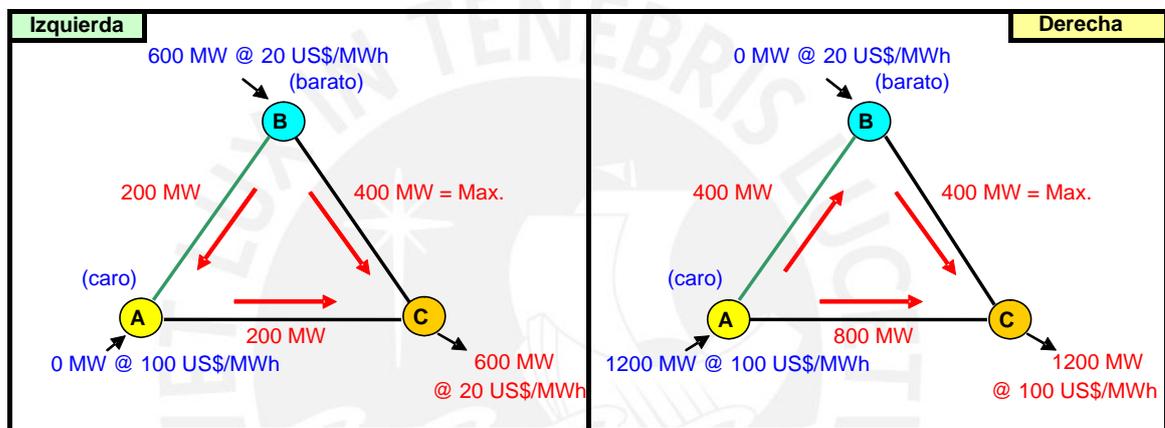


Fuente: PEPSA - 2003

En el lado izquierdo de la Figura 11, la red tiene dos tramos que unen cada generador con el nodo de consumo “C”. En el lado derecho se representa la misma red en la que se ha construido un tramo nuevo que une a los dos generadores, quedando así la red enmallada, ya que cada generador tiene dos rutas para llegar hasta el nodo C; en este caso, la impedancia de los tramos que unen dos nodos consecutivos es la misma. Así mismo, el generador conectado en el nodo B tiene capacidad para generar 600 MW y el consumidor en el nodo C demanda una capacidad igual a 600 MW. Si el tramo (A-B) no estuviera construido y el tramo (B-C) tuviera una restricción de 400 MW, como capacidad máxima de transmisión (lado izquierdo de la Figura 11), la demanda en el nodo C debería satisfacerse de manera óptima como una combinación de la energía producida por los generadores, de tal manera que el generador conectado al nodo B produciría 400 MW de energía barata, que es lo máximo que puede transportar el tramo (B-C), y los 200 MW restantes serían de la energía cara del generador conectado en A. Si se construye la línea A-B, (lado derecho de la Figura 11) se puede llegar a C desde B, bien por el tramo (B-C), con restricción, o bien por los tramos (B-A) y (A-C) sin restricción. En tal caso resulta posible abastecer la demanda totalmente con el generador barato del nodo B, reduciendo a 0 MW la generación del nodo A. La demanda se satisface ahora con una generación más barata. Cabe señalar que, por la ley de Kirchoff el flujo por el tramo B-A-C debe ser la mitad del flujo por el tramo B-C.

Se puede decir entonces que el beneficio económico de construir el tramo (B-A), depende por tanto, de las diferencias en el precio de la energía producida por cada generador y de los costos de construcción de ese tramo. Sin embargo, bajo otras condiciones de la red no se tendría el mismo beneficio económico, tal como lo demuestra la siguiente figura, donde lo único que se ha modificado para alterar el sentido económico de la decisión en la inversión en la ampliación de la red, es la magnitud de la demanda de 600 MW a 1200 MW.

Figura 12
Caso donde el incremento de la demanda convierte también en ineficiente la construcción del tramo (A-B)



Fuente: PEPSA 2003.

Con el incremento de la demanda en el nodo C al doble (1 200 MW), se impide que inyecte energía el generador barato y por lo tanto, se convierte en ineficiente la construcción del tramo (A-B) el mismo que con una demanda de 600 MW resultaba eficiente en el ejemplo anterior. De este modo, la Figura 12 representa el caso donde debido a las Leyes de Kirchhoff y al límite de capacidad de transmisión del tramo (B-C), cualquier aumento de la demanda en el nodo “C” tendrá que satisfacerse con más generación cara procedente del nodo “A” y menos generación barata procedente del nodo “B”, dado que aunque el generador barato conectado al nodo “B” tuviera capacidad para ello, aumentar su generación resulta imposible debido a que el tramo (B-C) ya está en el límite de su capacidad de transmisión, por tanto, la mayor demanda debe satisfacerse con generación cara del nodo “A”. De acuerdo a la segunda Ley de Kirchhoff, si el generador conectado al nodo “A” inyecta 3 MW en la red, 2/3 de esta energía (2 MW) llegarían al nodo C por el tramo (A-C) y el resto (1 MW) se transmitiría por el tramo (A-B), y aumentaría también en 1 MW la transmisión del tramo (B-C). Dado que la capacidad del

tramo (B-C) está en el límite, esto sólo es posible si el generador “B” deja de producir lo suficiente para dejar espacio a este 1 MW en el tramo (B-C); esto es, tendría que dejar de producir 3/2 MW. Por tanto, la única posibilidad de satisfacer la mayor demanda en el nodo “C” es aumentar la generación en el nodo “A” y reducir la generación en el nodo “B”, aunque esto, en principio, pueda ser económicamente ineficiente. En el límite, se llegaría a reducir a 0 MW la generación barata conectada al nodo “B”, para satisfacer la demanda de 1 200 MW requerida por el nodo “C”, utilizando totalmente energía cara generada en el nodo “A”, tal y como se muestra en el lado derecho de la Figura 12.

De los ejemplos anteriores, se puede concluir que una restricción (congestión) en un tramo de la red afecta a la energía que puede circular por los otros tramos, así como a los costos de despachar la generación para satisfacer el total de la demanda. Pero el efecto más relevante para los efectos del presente estudio es que los costos marginales en todos los nodos de la red varían sustancialmente al producirse una congestión en la red.

4.2.4.3 Efectos Económicos de las Congestiones en la Transmisión Eléctrica

Las principales consecuencias económicas de los casos de congestión que se acaban de describir en el numeral anterior, son las que se mencionan a continuación:

- Las restricciones o congestión que afecten un tramo de la red tienen efectos sobre el conjunto de la red y no sólo sobre los extremos de la línea o tramo afectado por la congestión. Estos efectos externos hacen que el costo social de la generación sea mayor o menor que el valor agregado de los costos individualizados para cada transacción. Así en el ejemplo de la Figura 12, al sustituir la generación barata del generador conectado en B por la del generador más caro conectado en el nodo A, se produce una pérdida de eficiencia económica (precios más elevados en el nodo C de la Demanda).
- Las transacciones de energía eléctrica acordadas antes del despacho real tienen un riesgo en cuanto a su ejecución, que dependen del funcionamiento de la red, lo cual eleva los costos de transacción. Puesto que los acuerdos entre generadores y consumidores deben resultar factibles según las condiciones técnicas de funcionamiento de la red y, a su vez, estas condiciones dependen de los acuerdos o decisiones económicas que se hayan adoptado, hay una especie de círculo vicioso de información difícil de romper: el despacho real no se puede decidir sin conocer

las transacciones bilaterales acordadas, pero, a su vez, los acuerdos bilaterales no se pueden cerrar hasta que no se conozca la influencia del despacho real sobre ellos. De este modo, si no se conociera por oferentes ni consumidores la existencia de una restricción en el tramo (B-C), se podrían firmar acuerdos de imposible cumplimiento entre ellos (por ejemplo, el caso del generador del nodo B presentado en el lado derecho de la Figura 12). Por otra parte, la congestión en el tramo (B-C) puede ser la consecuencia de decisiones de la oferta o de la demanda en otros puntos de la red.

- La generación y la transmisión son actividades complementarias, pero en el largo plazo son sustitutivas. Son complementarias porque para poder generar electricidad hay que estar conectado a la red de transmisión, y son sustitutivas porque ampliaciones en la capacidad de la red pueden disminuir la cantidad de energía generada para suministrar a una demanda determinada.

4.2.4.4 Implicancias de la Congestión en el Mercado de Contratos

El modelo peruano implementado por la Ley 28832, busca garantizar el suministro oportuno de la energía eléctrica mediante contratos de largo plazo suscritos entre generadores eléctricos y distribuidores, en los cuales los generadores se comprometen a entregar una cantidad de energía al distribuidor y éste a su vez se compromete a pagar al generador un precio unitario por dicha energía. En condiciones normales de operación, sin presencia de congestión, estos precios incluyen el costo de las pérdidas en la transmisión, las cuales se pueden estimar fácilmente con modelos de simulación de la operación del sistema e igualmente validadas con las estadísticas de operación del mismo. En este caso los ingresos del generador serían:

$$I_g = C_c \times P_c$$

Donde:

I_g = Ingresos del generador

C_c = Cantidad contractual de energía

P_c = Precio contractual de la energía

Debido a las diversas condiciones operativas e incluso a contingencias no previstas, durante el despacho real del mercado, en las transacciones de corto plazo, es posible que se presenten diferencias entre la energía realmente inyectada por el generador y la prevista en sus compromisos contractuales. Por la misma razón, los precios de la energía en los nodos donde el generador inyecta su energía y donde el distribuidor la retira no son iguales. Ante esta posibilidad, una de las soluciones adoptada es el diseño de mercado conocido como contratos por diferencias, mediante el cual precisamente se liquidan tales diferencias entre lo real y lo previsto en el contrato. Este mecanismo es el que se encuentra en el diseño de mercado peruano establecido con la Ley 28832. En ese orden de ideas, los ingresos del generador adquieren la siguiente expresión:

$$I_g = C_c \times P_c + C_g \times P_g - C_c \times P_d$$

Donde:

C_g = Cantidad Inyectada por el generador

P_g = Precio de energía de corto plazo en el nodo donde el generador inyecta.

P_d = Precio de energía de corto plazo en el nodo donde el generador retira

Es decir, durante la operación de corto plazo, el generador recibirá (o pagará) adicionalmente un monto igual a la “diferencia” de la valorización de su energía inyectada al costo marginal de corto plazo en el nodo donde inyecta, menos la valorización de la energía contractual al costo marginal del nodo donde el distribuidor la retira. En otras palabras, dado que el generador ha generado una cantidad distinta a la pactada en su contrato, tiene que comprar (o vender) dicho déficit (o excedente) en el mercado spot a fin de honrar sus compromisos contractuales.

Si reordenamos la expresión anterior, los ingresos del generador obedecerían a la siguiente función:

$$I_g = C_c \times P_c + P_g \times (C_g - C_c) - C_c \times (P_d - P_g)$$

El segundo término de la expresión, adquiere un valor diferente de cero cuando la energía inyectada es diferente de la energía contractual, y se liquida a precios del mercado de corto

plazo. Este no es un monto que implique un riesgo relevante dado que reconoce los mayores o menores despachos del generador respecto a su contrato. Asimismo, el precio de corto plazo con el cual se valorizan estos mayores o menores despachos está significativamente relacionado con los costos variables de dicho generador, es decir, es una variable controlada por el propio generador.

Sin embargo, el tercer término implica un riesgo mayor para el generador cuando se producen congestiones en la red, dado que la variable P_d no es controlada por el generador. En efecto, la diferencia de los precios P_d y P_g puede ser mucho mayor a la prevista (por pérdidas en la transmisión), si es que se producen congestiones en la red. Si es que no existiera ningún mecanismo de administración de estos riesgos, el generador se encontraría obligado a estimar (generalmente a sobre estimar) dichos riesgos e internalizarlos en los precios de sus contratos.

A fin de administrar estos riesgos de manera adecuada y eficiente, los mercados que operan con el modelo de precios nodales han venido implementando el mecanismo de derechos de transmisión, que se describen en el capítulo siguiente.

4.3 Derechos Financieros de Transmisión

Como se ha podido mostrar en el Capítulo anterior y en el numeral anterior los precios nodales son el mecanismo de precios que mejores resultados ha tenido en los mercados exitosos. No obstante, existe una problemática relacionada con ellos, que se observaron en los ejemplos finales de dicho capítulo, y es que los precios nodales pueden variar notablemente con la ocurrencia de contingencias en la red. En efecto, las contingencias en la red no son totalmente predecibles ya que se pueden originar en cortocircuitos en algún punto a lo largo de la red de transmisión o la falla de algún elemento de protección del sistema, por lo tanto existe un considerable grado de incertidumbre en los precios nodales. En este sentido, los derechos financieros de transmisión forman parte del diseño de mercado, como un mecanismo que ayude a mitigar esta incertidumbre.

4.3.1 ¿Que son los Derechos Financieros de Transmisión?

Es un instrumento financiero que faculta a su titular para recibir (o pagar) una compensación cuando los cargos por la transmisión se incrementan debido a la congestión

de la transmisión y a las diferencias en los precios nodales resultantes del redespacho de generadores más caros para aliviar dicha congestión.

Así, en un mercado de corto plazo con precios nodales, cada generador y cada consumidor recibirá y pagará, respectivamente, el precio de la energía que corresponde a su nodo de conexión a la red eléctrica. Estas transacciones son coordinadas por el operador del mercado (quien en algunos casos recolectará los pagos de la demanda de los consumidores y pagará las compras de energía a los generadores de acuerdo con los precios nodales correspondientes). Sin embargo, al presentarse congestiones en la red de transmisión los precios nodales varían notablemente en el sistema; en estas circunstancias el operador del mercado recolectará de la demanda un monto mayor que los ingresos necesarios para cubrir los pagos de los generadores pues la energía tiende a ser más cara bajo condiciones de congestión. A esta diferencia se le denomina “renta de congestión”.

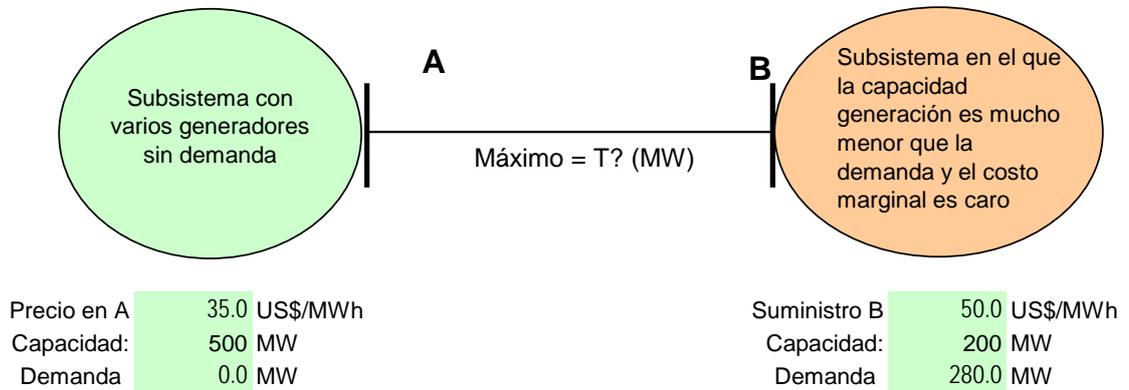
Los derechos que los participantes del mercado adquieren para recibir o pagar una parte de dichas rentas se denominan “Derechos Financieros de Transmisión” (DFT). En el Apéndice A se muestra un ejemplo simple de la aplicación de los DFT, que ilustra su efecto e importancia, que se resumen a continuación.

Ejemplo de aplicación de Derechos Financieros de Transmisión

A) Dado:

El sistema simplificado mostrado en la Figura 13, donde en la Barra A no se conecta demanda pero sí se conectan varios generadores cuyo costo marginal es de 35 US\$/MWh con una capacidad de 500 MW, y en la Barra B se conecta una demanda de 280 MW y ciertas generadoras con una capacidad menor que la demanda igual a 200 MW, con un costo marginal de 50 US\$/MWh. Ambas barras están unidas con una línea de transmisión. Del mismo modo, el generador en A (GenA) tiene un contrato de suministro con un distribuidor en B a un precio de 35 US\$/MWh, para atender usuarios de servicio público, por lo que, GenA debe pagar los retiros en B para atender su contrato.

Figura 13
Sistema Simplificado Para Ejemplo de Aplicación de DFT



B) Teniendo en cuenta:

- Dos alternativas de capacidad de la línea: con congestión y sin congestión;
- Dos escenarios de cobertura del generador GenA: Con DFT y sin DFT; y
- Que la demanda en tiempo real es distinta de la prevista en el día previo. En el caso sin congestión: 290 y 280 MW, respectivamente; y en el caso con congestión: 340 y 320 MW, respectivamente.

C) Se obtiene como resultado:

Los saldos totales para el generador GenA durante una hora de despacho, conforme se muestra a continuación:

Cuadro 4
Resumen de Ejemplo de Aplicación de DFT: Pagos a GenA

	Sin Congestión US\$			Con Congestión US\$		
	Día Previo	Desviación en tiempo Real	Saldo Total	Día Previo	Desviación en tiempo Real	Saldo Total
Sin DFT	9 800	350	10 150	5 700	-300	5 400
Con DFT	9 800	350	10 150	10 200	-300	9 900

Como se puede observar, en el caso sin congestión no existe diferencia en el saldo total de GenA para ambos escenarios: Sin DFT y con DFT. Sin embargo, si se presenta congestión, el saldo total de GenA resulta mucho mayor con DFT que sin DFT. Por otro lado, la diferencia del saldo total cuando GenA posee DFT, para los

casos sin congestión (10 500) y con congestión (9 900) se explica por la diferencia de la demanda prevista en el día previo respecto a la demanda en tiempo real.

Por las razones expuestas, ilustradas en el ejemplo anterior, el objetivo de los DFT es proveer un mecanismo de protección ante la variación de los precios debido a las congestiones en la red.

Por su parte, las características de estos DFT son:

- Se usa por los participantes del mercado para cubrirse contra cargos por congestión.
- Se definen en unidades de potencia MW (Si se valorizan horariamente, es indiferente que se definan en MW o MWh).
- No son necesarios para la programación del despacho.
- Los titulares cobran (o pagan) sin importar que despachen o no despachen energía.
- No representan un derecho para el despacho físico.
- Su valor se determina con base a los precios nodales del mercado de día previo.
- No proveen cobertura contra cargos por pérdidas en la red de transmisión.

Cabe señalar que en este mecanismo de DFT el administrador de este mercado (que en nuestro caso podría ser el COES), tiene un balance económico neutro, dado que todo lo recaudado como renta de congestión se reparte entre los titulares de los DFT, en otros mercados incluso el dinero no pasa por las cuentas del operador sino a través de fideicomisos creados para tal fin, en este caso el administrador de mercado únicamente calcula las liquidaciones y emite las ordenes para que el fideicomisario efectúe los pagos correspondientes a los titulares de DFT.

4.3.2 Tipo de Derechos Financieros

De acuerdo a las experiencias de los mercados donde se han implementado los derechos financieros de transmisión y a los estudios teóricos de diversos autores se pueden identificar dos tipos de DFT: DFT Punto a Punto y DFT tipo Flowgate. Así mismo, cada uno de estos se pueden dividir en dos tipos: opción y obligación, con lo cual resultan cuatro tipo de derechos financieros:

- Derechos financieros punto a punto – tipo opción.
- Derechos financieros punto a punto – tipo obligación.
- Derechos Flowgate – tipo opción.
- Derechos Flowgate – tipo obligación.

En el texto de Hogan 2003³³ se encuentra un resumen de la formulación para cada uno de estos tipos, el mismo que se muestra en la figura siguiente:

Figura 14
Tipos de Derechos Financieros de Transmisión

	Point-to-Point	Flowgate
Obligations	$P_{Destination} - P_{Source}$ Demonstrated in PJM, New York	$\sum_k \eta_k f_{fk}^f$, $\eta_k = shadow\ price,$ $f_{fk}^f \geq 0$ $f_{fk}^f \leq 0$, the flowgate amount. Too complicated to use?
Options	$\max(0, P_{Destination} - P_{Source})$ More complicated to evaluate simultaneous feasibility.	$\sum_k \eta_k f_{fk}^o$, $\eta_k = shadow\ price,$ $f_{fk}^o \geq 0$, the flowgate amount. Too complicated to use?

Fuente: Hogan (2003).

4.3.2.1 Derechos Punto a Punto

Los Derechos financieros de transmisión punto a punto (“PTP”) se definen desde un nodo de inyección hasta un nodo de retiro, no necesariamente continuos uno de otro.

Sobre este particular, se debe mencionar que las líneas técnicamente son bi-direccionales, de modo que invertir en una línea potencialmente crea derechos de transmisión en ambas direcciones posibles del flujo. Es a partir de esta realidad que surgen dos alternativas para la cobertura de los Derechos Financieros de Transmisión; éstos pueden corresponder a la modalidad “obligación” que proporcionan una renta positiva cuando la diferencia de precios está en la dirección del derecho y una renta negativa si la situación es la opuesta.

³³ HOGAN William. (2003), Transmission Market Design. Center for Business and Government John F. Kennedy School of Government. Harvard University

Este tipo de derecho de transmisión implica obligaciones mutuas entre las partes involucradas. Alternativamente los derechos pueden ser de la modalidad “opción” que proporciona una renta a su propietario cuando el resultado es positivo pero no lo obliga a ningún pago si el resultado es negativo.

La definición de Punto a Punto obligación puede ilustrarse mejor con el siguiente ejemplo: Supóngase un sistema con dos nodos, nodo A donde se inyecta energía al sistema de transmisión, y el nodo B donde se retira energía de la red de transmisión. Si se asume que no existen pérdidas de transmisión, el DFT punto a punto obligación intitula a su propietario por la diferencia de precios en el mercado de día previo entre los nodos A y B. Por su naturaleza de obligación, el titular de este DFT recibe un pago positivo ($\text{Precio B} - \text{Precio A}$) si el Precio B es mayor que el Precio A. Por otro lado, el propietario del DFT paga ($\text{Precio A} - \text{Precio B}$) si el Precio A es mayor que el Precio B.

4.3.2.2 Derechos Flowgate

En esta alternativa los pagos se calculan con base a los precios sombra de una instalación previamente definida y monitoreada en la dirección específica de una hora determinada. El precio sombra es diferente de cero solo cuando sucede la congestión y nunca es negativo.

Esta configuración de derechos de transmisión es una alternativa al sistema de PTP, y su aplicación está más relacionada con diseños de mercado con precios zonales y descentralizados.

Los flowgates (cuellos de botella) son interfaces de transmisión en donde se sabe que hay problemas de congestión de importancia comercial para la operación del sistema. En general, se podrían identificar unos pocos de estos flowgates o “cuello de botella” en un sistema. A los agentes del mercado se les debe exigir que haya capacidad de transferencia de potencia por estos “flowgates” por los cuales circula la energía que ellos utilizan. De esta manera, para poder administrar la red de transmisión acorde a las capacidades de ésta, es que la capacidad de cada flowgate debe corresponder a la capacidad de la red en el lugar que define el flowgate en cuestión. Por lo tanto, para poder definir y coordinar las cantidades de flujo de potencia que cada agente pueda adquirir por los “flowgates”, es que se implementan los derechos flowgate (“FGR”).

4.3.3 Estudios Teóricos sobre los DFT y poder de Mercado

Joskow (2001)³⁴ presenta un modelo de dos barras (generadores baratos en el Norte y caros en el Sur) y luego lo extiende a un análisis con tres barras. Concluye que la adquisición de DFT puede incrementar el poder de mercado de los generadores en el Sur, si es que los generadores son de una empresa monopólica. Así mismo, señala que sin DFT el bienestar es como mínimo igual al bienestar con DFT.

Junji Sun (2005)³⁵ expone un modelo para estudiar el comportamiento de los generadores y la demanda y los efectos de los DFT en el marco regulatorio de Estados Unidos de Norteamérica. El modelo consta de dos nodos y dos etapas (sin DFT y con DFT). Los resultados presentan un ejemplo contrario a los puntos de vistas negativos acerca de los DFT. Del mismo modo explica por qué se han adoptado ampliamente los DFT, como mecanismo de cobertura contra los riesgos, en la mayoría de los mercados mayoristas de Estados Unidos de Norteamérica.

Oren (1997)³⁶ desarrolla un modelo basado en Cournot acerca de competencia sobre una red de transmisión congestionada. Mediante este modelo trata de explicar que aún en ausencia de concentración de mercado, las expectativas de congestión y DFT, pueden ocasionar colusiones entre generadores. Los agentes ajustarán sus precios para capturar las rentas de congestión. Concluye que estas distorsiones pueden resultar en ineficiencias tanto en el corto como en el largo plazo.

Stoft (1999)³⁷ reinvestiga el modelo presentado por Oren (1997), mediante el cual demuestra que los DFT permiten a sus propietarios capturar al menos una parte y, algunas veces, el total de las rentas de congestión, con lo que muestra que reduce el poder de mercado. Stoft Concluye que la medida en que los DFT pueden reducir el poder de mercado depende de la medida en que la capacidad total de generación excede la capacidad del generador más grande.

³⁴ JOSKOW P. y TIROLE J. (2001) "Transmission Rights and Market Power on Electric Power Networks"

³⁵ JUNJIE SUN. (2005). "U.S. Financial Transmission Rights: Theory and Practice". Department of Economics Iowa State University.

³⁶ OREN, S., (1997). "Economic Inefficiency of Passive Transmission Rights in Congested Electricity Systems with Competitive Generation," The Energy Journal, 18(1): 63-83.

³⁷ STOFT, S. (1999). "Financial Transmission Rights Meet Cournot: How TCCs Curb Market Power", The Energy Journal, 20(1): 1-4.

De la revisión anterior, se puede decir que existen dos corrientes académicas a favor y en contra de la aplicación de los DFT, que están acompañadas con sustentos teóricos bastante elaborados. No obstante, lo cierto es que los DFT se han venido implementando en diversos mercados, y no se han presentado casos concretos que permitan demostrar que su aplicación resulta ineficiente. En ese sentido, si los beneficios de implementar DFT resultan mayores que los costos, no se encuentra razón contundente para no aplicar dicho mecanismo únicamente por el riesgo de un probable comportamiento de abuso de poder de mercado de los agentes; en todo caso, siempre es factible implementar los mecanismos que desincentiven dicho probable comportamiento.

4.3.4 Experiencias en la aplicación de los Derechos Financieros de Transmisión

En el cuadro siguiente se resumen las características principales de los sistemas de DFT que se han implementado en diversos mercados de Estados Unidos de Norteamérica: PJM, New York, New England, California, Texas y Midwest.

Cuadro 5
Resumen de los Sistemas de DFT de Diversos Mercados - A

Característica	PJM	New York	New England
Contrato	Obligaciones y opciones, sin cobertura de pérdidas	Obligaciones, sin cobertura de pérdidas	Obligaciones, sin cobertura de pérdidas
Duración	Subasta mensual, servicio anual de integración de DFT	Subastas cada 6 meses y 1, 2 y 5 años, reconfiguraciones mensuales	Subasta mensual
Adquisición	Servicio de integración de red., servicio punto-a-punto, subasta, mercado secundario	Subasta centralizada y mercado secundario	Subasta, mercado secundario, actualización de transmisión entidades pagan cargos de congestión
Diseño de Subasta	Mensual, ronda simple, subasta de precio uniforme	Estacional (multironda), subasta de precio uniforme para reconfiguración mensual	Mensual, ronda simple, subasta de precio uniforme
Rentas de Congestión	El excedente de las rentas se distribuye hacia ineficiencias en otros periodos. En caso de déficit de rentas se reducen los pagos proporcionalmente	El excedente cubre el costo de la transmisión. El déficit de rentas lo cubre el propietario de la transmisión	El excedente de rentas se distribuye entre los titulares de DFTs. En caso de déficit de rentas se reducen los pagos proporcionalmente
Distribución de réditos	Los ingresos de las subastas de los DFT se distribuyen entre los propietarios de transmisión en proporción a sus requerimiento de ingresos	Todos los ingresos de las subastas, sirven para cubrir los costos de la transmisión	Los ingresos de las subastas se reparten entre los vendedores de DFTs

Fuente: Junjie Sun (2005), Kristiansen (2003).

Cuadro 6
Resumen de los Sistemas de DFT de Diversos Mercados - B

Característica	California	Texas	Midwest
Contrato	Similar a opciones, sin cobertura de pérdidas	Opciones ínter zonales	Obligación, sin cobertura de pérdidas.
Duración	Subasta anual	Subastas anuales y mensuales	Subastas cada tres meses y cada año
Adquisición	Subasta, mercado secundario, mercado de hora previa	Subasta, mercado secundario.	Subasta, mercado secundario, asignada con base a derechos existentes.
Diseño de Subasta	Anual, multironda, subasta de precio uniforme	Anual, mensual, simple ronda, y 24 subastas combinatorias simultaneas	Subasta anual, estacional y mensual
Rentas de Congestión	El excedente cubre una parte de los costos fijos de la res. En caso de déficit de rentas se reducen los pagos proporcionalmente	El déficit de rentas, incrementa el pago de la demanda y cualquier exceso es crédito contra dichos incrementos	El excedente de rentas se distribuye entre los titulares de DFTs.
Distribución de réditos	Los ingresos de las subastas se distribuyen entre los propietarios de transmisión	Se asigna a la demanda en proporción a su participación en el total	A ser determinado

Fuente: Junjie Sun (2005), Kristiansen (2003).

4.3.5 Sistemas de Derechos Financieros Considerados

En el análisis que realiza Hogan (2003)³⁸ se señala que a pesar de las diversas posiciones sobre los tipos de derechos financieros de transmisión, es posible desarrollar un marco común que sea bastante general en el que se incorpore todas las definiciones de las formulaciones de derechos de transmisión. Esto sugiere el uso de los cuatro tipos de DFT al mismo tiempo. Dicho autor señala que una ventaja de este modelo es que sea el mercado, y no los diseñadores del mercado, el que elija la combinación que proporcione el mejor paquete de tipos de derechos para sus propias transacciones. Sin embargo, señala que los reguladores deben ser cautelosos de crear expectativas ilimitadas, es decir, cualquier tipo de derechos financieros de transmisión.

En ese sentido lo que propone este autor es que en el diseño del mercado, se comience con el sistema más conocido y que ha tenido mayores resultados, es decir el sistema punto a punto (PTP) obligación, con la meta de largo plazo de llegar a un sistema en el que existan todos los tipos de DFT.

³⁸ HOGAN William. (2003), Transmission Market Design. Center for Business and Government John F. Kennedy School of Government. Harvard University

Esta propuesta es congruente con la política de la FERC en el diseño de mercado estándar que resume en:

“We propose that Congestion Revenue Rights be made available first in the form of receipt point-to-delivery point obligation rights, which we propose to mandate now, and later in the form of receipt point-to-delivery point option rights and flowgate rights.”³⁹

De igual forma en el “Estudio del Marco Regulatorio de la Transmisión”,⁴⁰ los derechos de transmisión que se recomiendan son los del tipo punto a punto (PTP) en las formas de obligaciones y opciones. Por lo que, para efectos de la metodología a desarrollar en el presente estudio se analizará la aplicabilidad de los derechos financieros de transmisión del tipo punto a punto obligación, en el entendido que su implementación sería mas rápida, menos costosa y de mayor comprensión para los agentes del mercado.



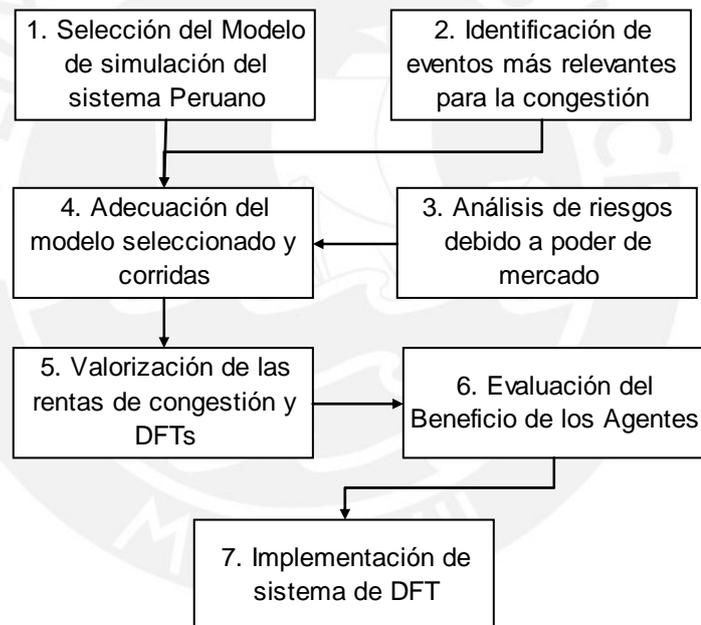
³⁹ FERC SMD NOPR, July 31, 2002, p. 134 (subrayados en original).

⁴⁰ “Revisión del Marco Regulatorio de la Transmisión”, Informe Final consultora Proyectos Especiales Pacífico S.A. Perú. para OSINERGMIN.

Capítulo 5 Aplicación al Caso Peruano

En el presente capítulo se presenta la metodología y los resultados para determinar los beneficios que resultaría de la aplicación de un sistema de DFT en el sistema peruano. Con base al marco conceptual descrito en el Capítulo 4 anterior y a las recomendaciones encontradas en la bibliografía revisada, específicamente se efectuarán las simulaciones con base al tipo de DFT punto a punto obligación.

Figura 15
Metodología para la Evaluación de la Hipótesis



En el diagrama de bloques de la Figura 15 se muestra la metodología aplicada. En los numerales que se desarrollan a continuación se describen las características del sistema peruano; así como, cada uno de los bloques de la metodología y los resultados obtenidos.

5.1 Sistema Eléctrico Considerado

Se han tomado en cuenta los datos del sistema eléctrico peruano correspondientes al año 2006, ya que a la fecha de elaboración del presente trabajo es el periodo anual más reciente para el cual se cuenta con la mayor y más confiable información histórica de demanda.

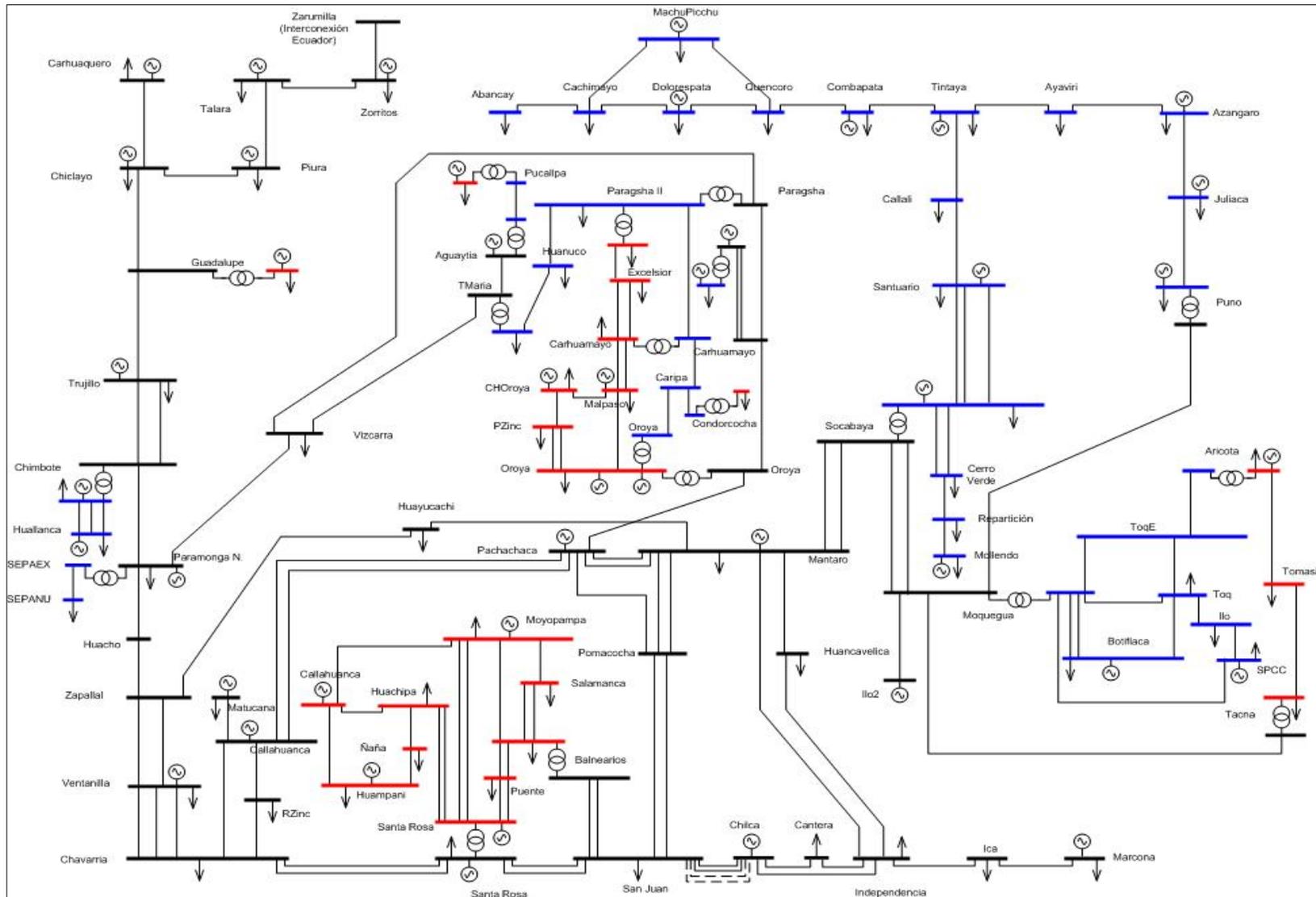
En general, la totalidad el sistema interconectado nacional está conformado por una red de líneas desde 33 kV hasta 220 kV con una longitud aproximada de 15 000 km, y un aproximado de 1 000 nodos, el cual incluye las instalaciones de transmisión de las empresas exclusivamente transmisoras, así como, las instalaciones de transmisión de las empresas distribuidoras y generadoras.

Asimismo, se debe señalar que de acuerdo al marco regulatorio peruano, en la formación de precios en los nodos de las redes de transmisión de las empresas distribuidoras, no se tiene en cuenta el efecto de las pérdidas marginales de transmisión de estas redes, es decir, estos precios no reflejan la congestión razón por la cual no se tomaron en cuenta estas instalaciones para el análisis del presente trabajo.

En ese sentido, el sistema de transmisión que se ha considerado es el sistema simplificado que se emplea para efectos de la fijación de los Precios en Barra por el OSINERGMIN, sistema cuyo límite llega hasta donde comienzan las redes de transmisión propias de las empresas distribuidoras y generadoras. En la figura siguiente se presenta el diagrama unifilar de este sistema el cual se describe a continuación:

- Está conformado por 106 nodos en su mayoría en 220 kV y 138 kV
- Incluye 168 líneas con un total de 10 993 km
- Representa una oferta total de 4 843 MW de potencia firme, distribuida en 68 centrales generadoras pertenecientes a 20 empresas.
- Refleja un demanda máxima de 3 610 MW y un consumo de 24 889 GWh al año, repartidos entre 17 empresas distribuidoras y 67 clientes libres. Se debe indicar que en el año 2006 se registraron 265 clientes libres en total. No obstante no todos los clientes libres contratan directamente con las empresas generadoras, sino que lo hacen con las empresas distribuidoras. Es por ello que como demanda individual se observan únicamente 67 clientes libres, en tanto que, la demanda de los demás clientes libres están incluidos como parte de la demanda de las empresas distribuidoras.

Figura 16
Sistema Eléctrico Considerado en el Análisis



5.2 Modelo para Simulación del Sistema

Para efectos de la simulación de la operación óptima del sistema peruano se ha seleccionado el modelo PERSEO, desarrollado en la Comisión de Tarifas de Energía, hoy OSINERGMIN. Este modelo es el que se emplea para la fijación de Tarifas en Barra del sistema de transmisión mostrado en la figura anterior. Ello tiene dos ventajas:

- Es un modelo desarrollado específicamente para las características hidrotérmicas del sistema peruano.
- Se tiene garantía de la consistencia de la base de datos (parámetros de transmisión, hidrología, red hidrológica, centrales, restricciones de riego, entre otros), debido a que en los procesos de fijación de Precios en Barra, tanto los agentes, los interesados y el propio regulador efectúan una revisión de dicho modelo.

Las características técnicas del modelo PERSEO son las siguientes:

- La función objetivo es minimizar el costo de operación dadas las restricciones físico energéticas (caudales, embalses, reservorios, canales, etc.) y restricciones de la red eléctrica (líneas, centrales, etc.). En este modelo, es factible simular contingencias y se pueden ingresar como dato los límites de capacidad de cada línea tanto en operación normal como en emergencia. Como resultado, se obtienen los costos marginales (precios nodales), flujos en líneas, despachos de las centrales, líneas congestionadas, entre otros.
- Es un modelo multi-embalse (puede representar varios embalses de agua), multi-nodo (puede optimizar el sistema de transmisión) y multi-escenario (puede evaluar múltiples escenarios hidrológicos).
- El método de optimización que emplea es Dinámico Estocástico Lineal.

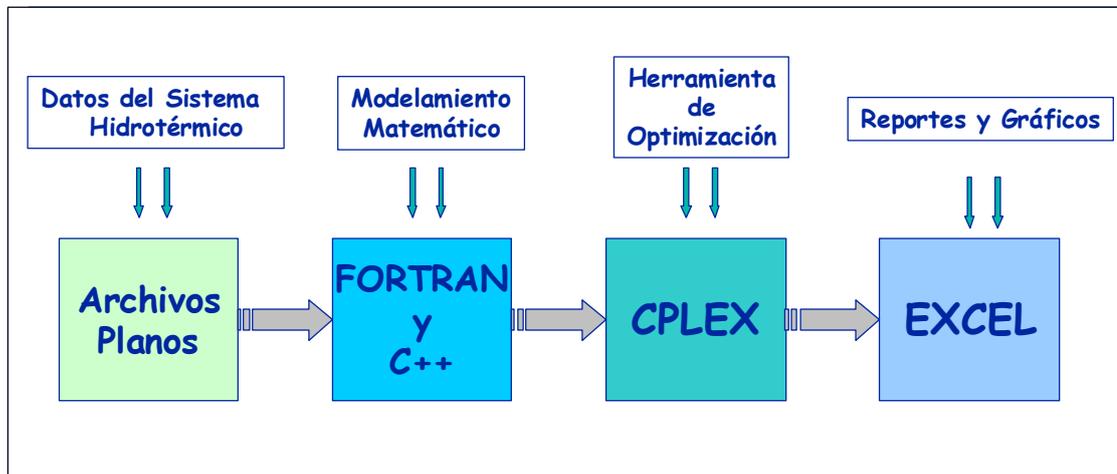
En el Apéndice B se muestra la formulación matemática del modelo PERSEO.

Los límites de las variables que administra son:

- Máximo 24 bloques horarios, 150 barras, 200 líneas, 20 cuencas hidrográficas, 50 años de hidrología y 50 centrales hidráulicas.

Las plataformas sobre las cuales se trabaja son las siguientes:

Figura 17
Plataformas de Trabajo con el Modelo PERSEO



Fuente: CAMAC D. y URIBE M. (2000) “Modelo para la Determinación de Costos Marginales en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional”. ex-Comisión de Tarifas de Energía.

En la figura anterior, los archivos planos contienen todos los datos de entrada al modelo y se editan en cualquier software capaz de grabar en formato *.txt. Las rutinas que efectúan el modelamiento matemático están desarrolladas tanto en Fortran, como en C++. Este modelamiento matemático se traslada al software comercial de optimización CPLEX⁴¹, finalmente los resultados que arroja este software se almacenan en archivos tipo “separados por coma” (*.csv) que pueden leerse desde una hoja de datos como el MS Excel.

Cabe señalar, que este modelo emplea una red eléctrica simplificada en corriente continua (DC). Por tal motivo, los resultados que se obtengan no contienen los detalles que se podrían obtener mediante un modelo tipo AC, no obstante no es el objetivo del presente trabajo la simulación detallada que si es necesaria para las subastas o para el despacho diario. Por el contrario, dado que el objetivo es obtener resultados globales que permitan determinar si la aplicación de los DFT proporciona beneficios positivos para el sistema, la representación del modelo PERSEO es suficiente, además de las dos ventajas mencionadas en los párrafos precedentes.

⁴¹ Desarrollado por la empresa ILOG

5.3 Identificación de Eventos Relevantes para la Congestión

En la operación de los sistemas eléctricos de transmisión para el horizonte de corto plazo, es decir, durante la operación diaria, siempre existe una variación entre el despacho programado y el despacho realmente ejecutado. No obstante, esta variación no es significativa durante una operación “normal”, es decir sin contingencias. Por el contrario, la ocurrencia de contingencias en el sistema, tales como fallas (cortocircuitos) en las líneas de transmisión (estas son las más frecuentes por ser los elementos mas expuestos a agentes ajenos al sistema), fallas en los transformadores, fallas en los grupos de las centrales eléctricas, ocurrencia de fenómenos naturales, entre otros, originan variaciones considerables entre lo programado y lo realmente ejecutado. En ese sentido, estas contingencias son precisamente el origen de la volatilidad de precios nodales que a su vez introduce riesgos para las transacciones entre agentes.

Para efectos de una evaluación representativa, se consideraron en las simulaciones realizadas las contingencias reales ocurridas en el sistema de transmisión el año 2006 para lo cual se trabajó con 4 meses representativos: meses de Enero, Abril, Julio y Octubre. Es decir, se ha tomado una muestra mensual para cada trimestre con el fin de tener en cuenta las características estacionales de la oferta hidráulica y de la demanda del SEIN. Para tal fin, en este paso de la metodología se revisaron las estadísticas de fallas registradas en el SEIN, para lo cual se consultaron los informes semanales publicados en la página Web del operador del sistema, Comité de Operación Económica del Sistema – SINAC (COES-SINAC)⁴².

Se han considerado las contingencias ocurridas en el sistema eléctrico simplificado mostrado en el numeral 5.1 anterior y que tuvieron una duración mayor a quince minutos debido a que los costos marginales en el sistema de corto plazo se registran cada 15 minutos. Con la aplicación de estos criterios se han considerado un total de 21 eventos que se resumen en el siguiente cuadro y que se detallan en el Apéndice C:

Cuadro 7
Eventos Considerados en el Análisis

Mes	Nro.	EQUIPO	DIA
Enero	1	L-2238 Piura Oeste - Chiclayo 220 kV	04-Ene
Enero	2	L-2053 Cotaruse - Socabaya 220 kV	06-Ene
Enero	3	L-1706 Caripa -Condorcocha 220 kV	08-Ene
Enero	4	L-2256 Yanango - Pachachaca 220 kV	09-Ene

⁴² COES – SINAC – www.coes.org.pe

Mes	Nro.	EQUIPO	DIA
Enero	4	L-2224 Pachachaca - Oroya Nueva 220 kV	09-Ene
Enero	5	L-1125 Aguaytía - Pucallpa 1380 kV	21-Ene
Enero	6	Transformador de 220/12.5/12.5 kV de la S.E. Matucana	26-Ene
Enero	7	C.H. Yuncan	28-Ene
Enero	8	L-1103/04 Chimbote 1 - Huallanca	30-Ene
Enero	8	L-1105 (Chimbote 1 - Huallanca)	30-Ene
Enero	8	L-2249 Talara - Zorritos	30-Ene
Abril	1	LINEA L-1009 (AZÁNGARO - SAN RAFAEL)	05-abr
Abril	2	L. AGUAYTÍA - TINGO MARÍA - LINEA L-2251	14-abr
Abril	3	LINEA L-2223 (PACHACHACA - CALLAHUANCA (REP))	18-abr
Abril	4	LINEA L-1007 (CACHIMAYO - ABANCAY)	27-abr
Julio	1	S.E. PLANTA ZINC TRAFO TR-2	06-jul
Julio	2	LINEA L-2215 (PARAMONGA - CHIMBOTE)	14-jul
Julio	3	LINEA L-2251 (AGUAYTIA - TINGOMARIA)	15-jul
Julio	4	C.T. VENTANILLA - TG3 - CCOMB	31-jul
Octubre	1	C.T. VENTANILLA	19-oct
Octubre	2	LÍNEA L-1703 (CARHUAMAYO - PARAGSHA II)	20-oct
Octubre	3	LINEA L-2252 (TINGO MARÍA - VIZCARRA)	23-oct
Octubre	4	COES (TODOS)	27-oct
Octubre	5	C.T. VENTANILLA	19-oct

Fuente: página Web de COES – SINAC. Elaboración propia.

5.4 Análisis de Incertidumbre debido a Poder de Mercado

5.4.1 Participación de las empresas generadoras en el mercado

Una de las variables que determina el valor de las rentas de congestión que se producen en las instalaciones de transmisión son los precios marginales de las centrales, en especial el de las centrales térmicas que son las que marginan en el sistema hidrotérmico peruano.

En ese sentido, en un escenario en el que algún generador tuviera el suficiente poder de mercado como para influir en los precios, éste podría adoptar comportamientos estratégicos de manera que los precios marginales variasen con respecto a los que serían los precios que llevaran a equilibrar el mercado. Estas variaciones constituyen una fuerte incertidumbre para los agentes que tranzan en el mercado propuesto de DFT.

Por lo anterior, se ha procedido a identificar las centrales que tienen la mayor participación en el mercado peruano. Para evaluar el riesgo de un probable comportamiento estratégico de las empresas titulares de estas centrales, se han considerando en las simulaciones del modelo PERSEO, tres escenarios: 1) el primero, en el que los precios de estas centrales son las que corresponden a la fijación de tarifas, considerándose que estos corresponden a costos representativos del mercado, 2) el segundo, en el que los precios son 10% superiores

al precio de mercado y 3) el tercero, en el que los precios son 10% inferiores a los precios de mercado.

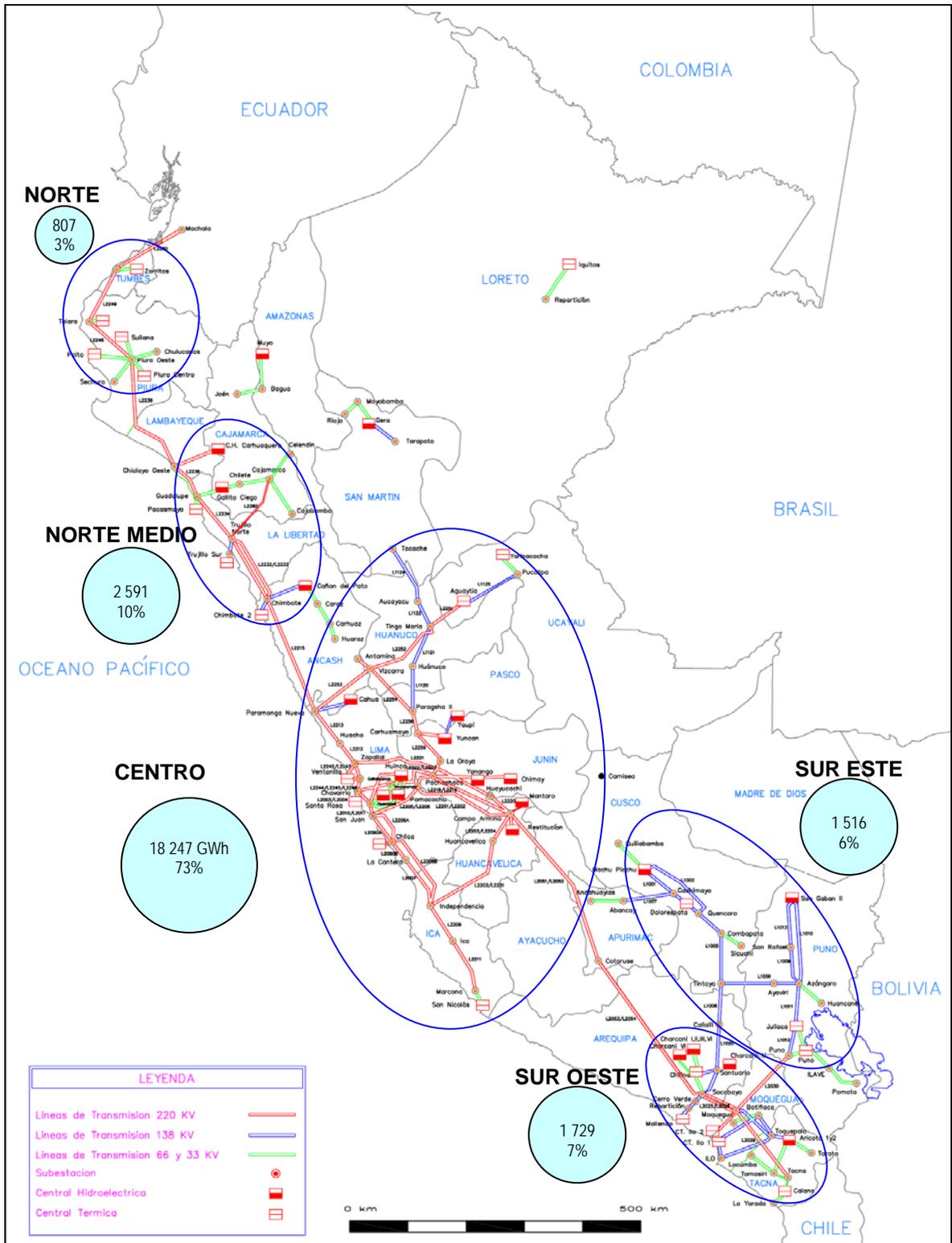
La variable que se ha tomado en cuenta para determinar la participación en el mercado es la cantidad de energía que generaría cada central durante un año con base a un despacho óptimo. Para ello se han empleado los resultados de los despachos correspondientes al año 2006 obtenidos con el modelo PERSEO para la fijación de Precios en Barra del año 2007 cuyos resultados totales se muestran en el Apéndice E.

5.4.1.1 Mercado Nacional

A continuación se muestran los resultados del análisis de la participación de las centrales en el mercado eléctrico del SEIN. En la Figura 18 se puede ver la concentración por zonas a nivel nacional, siendo lo más resaltante la elevada concentración de la generación (73%) en el Zona Central del SEIN. Ello obedece a que en esta zona del país también se encuentra la mayor demanda, principalmente en la ciudad de Lima y en las minas ubicadas en la sierra central. En segundo lugar, se encuentra la Zona del Norte medio en el que se concentra el 10% de la generación nacional, luego la zona Sur Oeste y Sureste con el 7% y 6% de participación, respectivamente, y finalmente la zona norte con apenas 3% de participación a nivel nacional.

Esta composición del parque de generación es relevante ya que influye en la determinación de las rentas de congestión. Puede notarse, como se verá en los resultados de las simulaciones, que el sentido de las congestiones se produce desde el centro hacia los límites Norte y Sur del SEIN.

Figura 18
Participación en el Mercado Nacional de Energía (GWh)



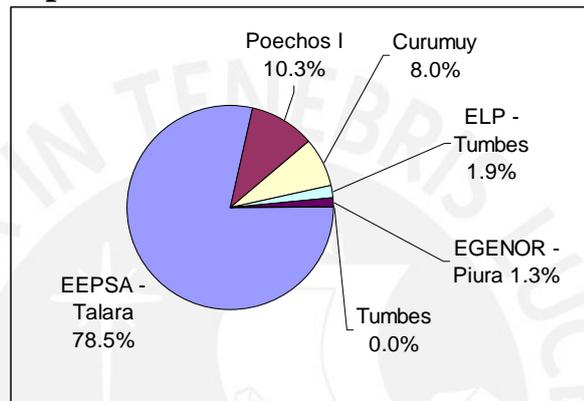
Fuente: Mapa: COES_SINAC. Datos: OSINERGMIN Fijación Tarifaria Mayo 2007. Elaboración propia.

5.4.1.2 Mercados Zonales

Del mismo modo que en la sección anterior, se analizó la concentración del parque generador al interior de cada zona.

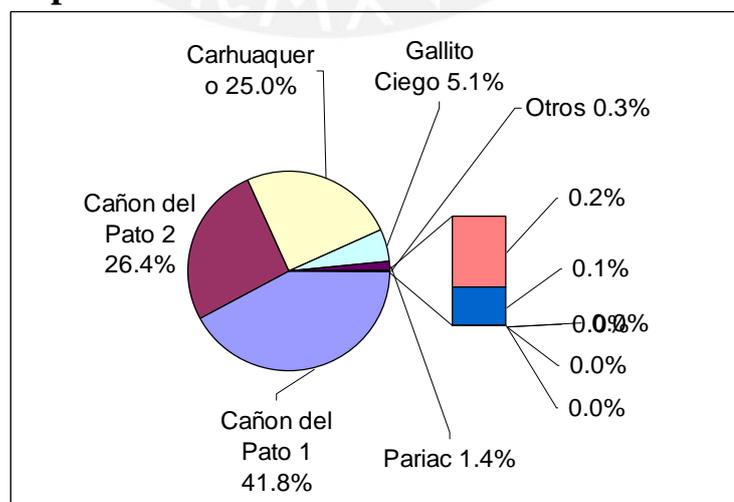
En primer lugar, los resultados para la zona norte indican que el mercado se encuentra bastante concentrado, en el que la central térmica Talara posee un 78% de participación, como se muestra en la Figura 19 que sigue:

Figura 19
Participación en el Mercado Norte de Energía



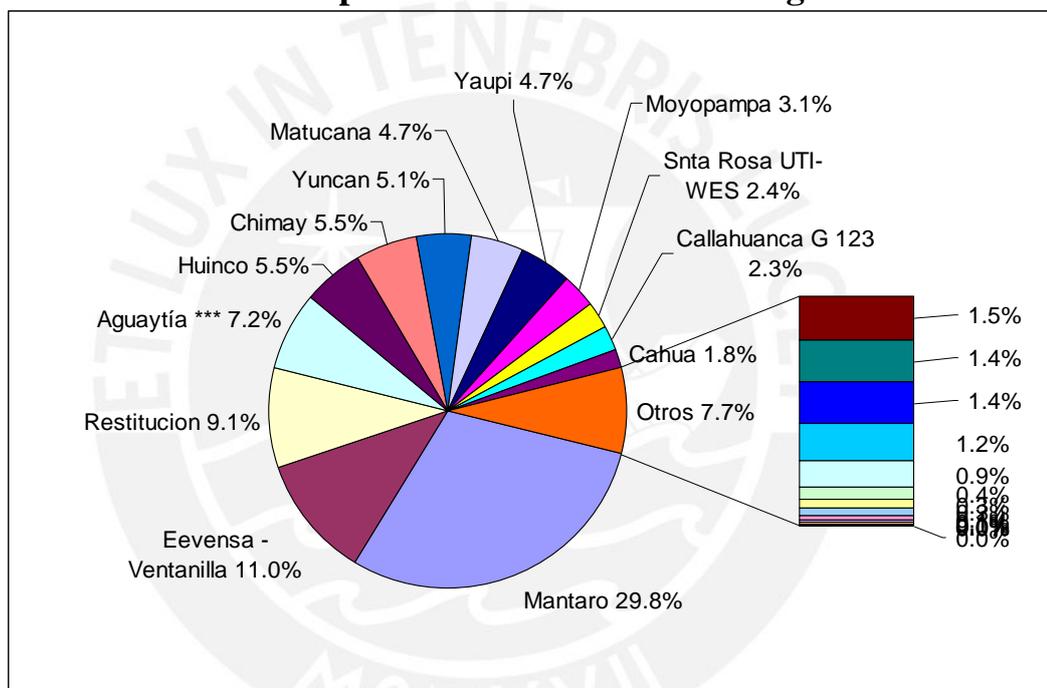
En el caso de la zona Norte medio, también se encuentra un alto grado de concentración, ya que la central Cañón del Pato tiene una participación de 68% del mercado. Sin embargo, a diferencia de la zona Norte no se encuentra participación relevante de alguna central térmica que pueda influir en los precios marginales.

Figura 20
Participación en el Mercado Norte – Medio de Energía



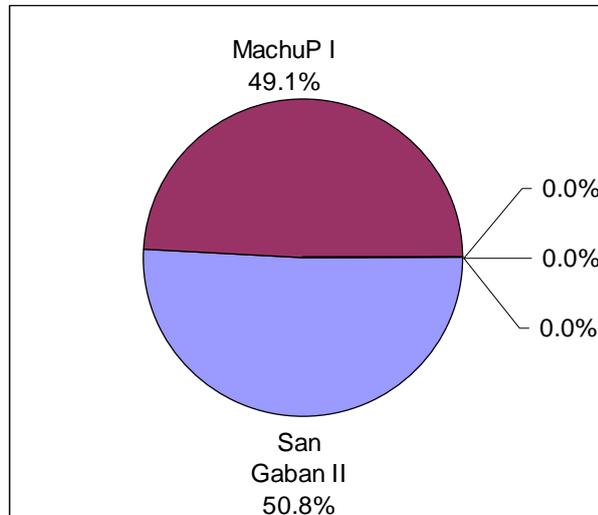
En la zona Centro se encuentra un menor grado de concentración por centrales generadoras, así mismo, las dos centrales térmicas con mayor participación son la de Ventanilla con 11% y la de Aguaytía con 7,2% de participación. No obstante, se debe mencionar que las centrales Ventanilla, Huinco, Chimay, Matucana, Moyopampa, Santa Rosa y Callahuanca pertenecen a EDEGEL (que suman 34,5%), y las centrales Mantaro y Restitución pertenecen a ELECTROPERU (que suman 38,9%), lo que desde el punto de vista de concentración por grupos económicos también refleja un alto grado de concentración.

Figura 21
Participación en el Centro de Energía



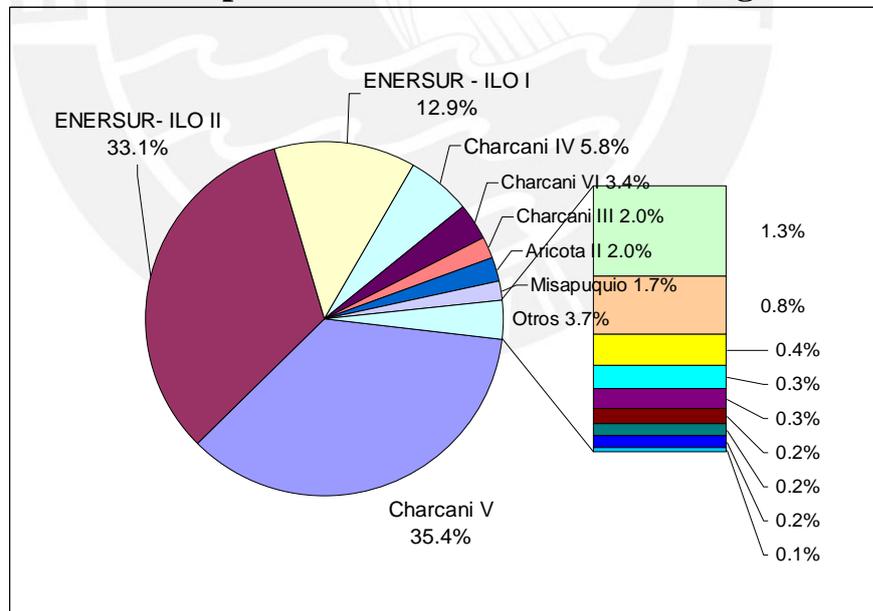
En el caso de la zona Sureste tampoco se encuentra ningún generador térmico relevante, observándose una participación del 100% del Estado, por medio de sus empresas San Gabán (Central San Gabán) y EGEMSA (Central Machu Picchu).

Figura 22
Participación en el Sur - Este de Energía



La zona Suroeste también se encuentra bastante concentrada en dos grupos, ENERSUR con 45% de participación (titular de las centrales Ilo II e Ilo I), y el Estado con las centrales Charcani y Aricota con un total de 48% de participación.

Figura 23
Participación en el Sur - Oeste de Energía



5.4.2 Centrales en las que se Simula Variación de Precios de Combustibles

En vista que, con la ocurrencia de contingencias, los precios marginales de las zonas antes descritas tienden a separarse, para las simulaciones con el modelo PERSEO se han

considerado las variaciones de los precios (entre +10% y -10%). Estos porcentajes de variación se han determinado con base en el porcentaje que representa la variación estándar de los precios de referencia de combustibles respecto de su valor promedio para los años 2005 y 2006, conforme se detalla en el Apéndice F

Estas variaciones se han considerado para aquellas centrales térmicas con mayor participación en las zonas donde ocurren las contingencias, tal como se muestra en el cuadro siguiente:

Cuadro 8
Centrales térmicas que tienen mayor participación en el mercado

NOMBRE	EMPRESA	BARRAS	GWH	Zona	% Zonal	% Nacional
EDEVENSA - VENTANILLA	EDEGEL	Ventanilla 220kV	2 012.18	C	11.0%	8.1%
AGUAYTIA	AGUAYT	Aguaytía 220kV	1 318.71	C	7.2%	5.3%
SANTA ROSA UTI-WES	EDEGEL	Santa Rosa 220kV	436.26	C	2.4%	1.8%
EEPSA - TALARA	EEPSA	Talara 220kV	633.48	N	78.5%	2.5%
ENERSUR- ILO II	ENERSUR	Moquegua 220kV	571.99	SO	33.1%	2.3%

Es decir, cuando la contingencia sucede en la zona centro, se ha considerado la variación de los precios de las centrales Ventanilla, Aguaytía o Santa Rosa, dependiendo de la ubicación de la falla; cuando ocurren fallas en la línea Aguaytía – Pucallpa, también se han considerado variaciones en el precio de la central Pucallpa. Por su parte, cuando la contingencia sucede en la zona Norte se ha considerado la variación de los precios de la central Talara y, finalmente, si la contingencia sucede en la zona Suroeste se ha considerado la variación de los precios de la central Ilo II. Para el resto de zonas no se han considerado variaciones en los precios dado que no existen centrales térmicas que tengan participación relevante.

5.5 Adecuación del Modelo y Corridas

5.5.1 Adecuación del Modelo

Se debe recordar que el modelo PERSEO está orientado a operación en el largo plazo (meses). En vista de ello, para las simulaciones de corto plazo (horas) se han efectuado las siguientes adaptaciones en el modelo PERSEO:

- Se utilizaron 24 bloques, en que cada bloque representa una hora en lugar de varias horas.

- Se empleó una sola etapa, correspondiente al mes al que corresponde el día. Se debe recordar que el modelo PERSEO puede emplear hasta 12 etapas, una para cada mes del año.
- Se inhibió la regulación de los embalses, dado que en el corto plazo el caudal es conocido y no está sujeto a variaciones estocásticas.
- Se realizó la corrida para una sola hidrología a la vez, húmeda, seca o promedio.
- No se consideraron opciones de optimización de despacho anual.

5.5.2 Escenarios Considerados

Para completar la gama de escenarios que abarque las incertidumbres a que se somete la operación diaria de los sistemas, se ha tomado en cuenta, adicionalmente a las variaciones de precios de combustibles y de contingencias ocurridas, la incertidumbre en la hidrología, teniendo en cuenta que la composición del parque generador peruano es principalmente hidráulica⁴³.

Para tal fin, se analizó la probabilidad de excedencia de cada uno de los años hidrológicos que se tienen registrados desde el año 1965 hasta el año 2005, en total 41 años. Con ayuda del modelo PERSEO, se han efectuado simulaciones de la operación del SEIN con la demanda del año 2006 para cada una de las hidrologías mencionadas. Con base a los resultados de cada una de estas simulaciones se totalizó la energía generada por las centrales hidráulicas y los resultados se ordenaron de forma descendente. Finalmente, se determinó la probabilidad de excedencia de cada central como se muestra en el cuadro siguiente:

Cuadro 9
Probabilidad de Excedencia Hidrológica de Cada Año

Año	Energía ¹ (GWh)	Probabilidad de Excedencia	Año	Energía ¹ (GWh)	Probabilidad de Excedencia
1 973	21 511	2.40%	1 987	19 767	53.70%
1 984	21 068	4.90%	1 988	19 735	56.10%
1 986	20 824	7.30%	2 003	19 561	58.50%
1 972	20 762	9.80%	1 978	19 425	61.00%
2 001	20 633	12.20%	1 998	19 247	63.40%
1 975	20 595	14.60%	1 968	19 182	65.90%

⁴³ Conforme a los resultados del Apéndice E, el porcentaje de participación de las centrales hidráulicas asciende al 78,5%.

Año	Energía ¹ (GWh)	Probabilidad de Excedencia	Año	Energía ¹ (GWh)	Probabilidad de Excedencia
2 000	20 590	17.10%	2 004	19 136	68.30%
1 970	20 535	19.50%	1 979	19 035	70.70%
2 002	20 502	22.00%	1 966	18 972	73.20%
1 999	20 493	24.40%	1 969	18 825	75.60%
1 974	20 473	26.80%	1 991	18 810	78.00%
1 981	20 471	29.30%	1 990	18 674	80.50%
1 985	20 420	31.70%	1 965	18 655	82.90%
1 993	20 352	34.10%	2 005	18 413	85.40%
1 994	20 333	36.60%	1 996	18 374	87.80%
1 989	20 293	39.00%	1 980	18 359	90.20%
1 982	20 231	41.50%	1 983	18 202	92.70%
1 967	20 170	43.90%	1 997	18 200	95.10%
1 977	20 024	46.30%	1 995	17 767	97.60%
1 971	19 929	48.80%	1 992	14 627	100.00%
1 976	19 826	51.20%			

¹ Energía producida por las centrales hidroeléctricas para cada hidrología, obtenida con base al modelo PERSEO, con datos del año 2006

Con base a estos resultados, se determinó que los años “más húmedo”, “intermedio” y “más seco” son; 1973, 1976 y 1992 respectivamente. En consecuencia, los escenarios de hidrologías empleados para las simulaciones con el modelo PERSEO son 3 los cuales se muestran en el cuadro siguiente:

Cuadro 10
Escenarios de Hidrologías Empleados

Húmeda (1973)	HU
Media (1976)	ME
Seca (1992)	SE

Por su parte, con respecto a la variable precios, tal como se mencionó en el numeral 5.4.2 anterior, se han considerado tres niveles de precios de las centrales térmicas con mayor participación en el mercado en la zona relacionada con la contingencia evaluada. Dado que se registraron “n” eventos de contingencias por mes y se tienen 3 niveles de precios, resultan “nx3” escenarios por cada mes debido a contingencias y variaciones de precios, que se resumen en el cuadro a continuación y se detallan en el Apéndice D.

Cuadro 11
Número de Escenarios por Contingencias y Variación de Precios

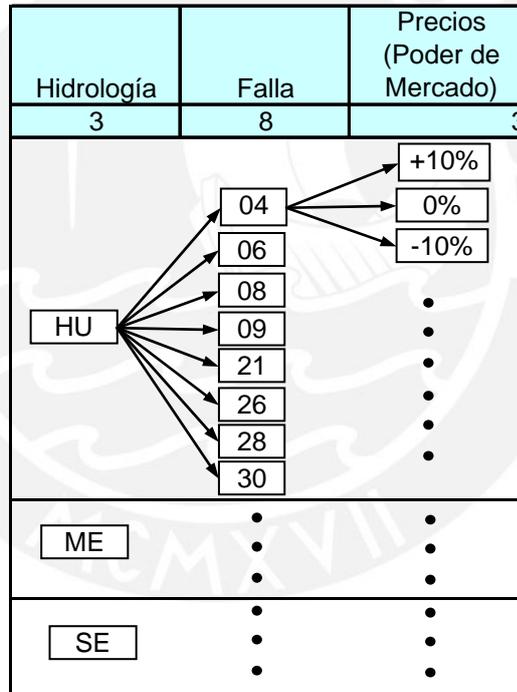
Mes	Eventos	Variación Precios ¹	Total Escenarios
Enero	8	3	24
Abril	4	3	12
Julio	4	3	12

Mes	Eventos	Variación Precios ¹	Total Escenarios
Octubre	5	3	15

¹ Se consideran tres estados: escenario base correspondiente a precios de mercado, precios altos igual a 10% sobre el precio marginal de escenario base, y precios bajos igual a 10% debajo del precio marginal del escenario base.

La conformación total de escenarios para cada mes resulta de multiplicar la cantidad de condiciones hidrológicas (húmeda, media y seca), número de contingencias y niveles de precio de combustible (+10%, +0%, -10% sobre el precio de mercado). Por ejemplo para el mes de Enero se tienen un total de 72 escenarios (3 hidrológicas x 8 eventos x 3 niveles de precio) conforme se ilustra en la figura siguiente:

Figura 24
Ejemplo de Conformación de Escenarios (Enero)



En consecuencia el número total de escenarios considerados son:

Cuadro 12
Número de Escenarios por Contingencias y Variación de Precios

Mes	Hidrologías	Eventos	Variación Precios	Total Escenarios
Enero	3	8	3	72
Abril	3	4	3	36
Julio	3	4	3	36
Octubre	3	5	3	45
Total				189

5.5.3 Simulaciones

Dado que se requiere determinar las rentas de congestión incrementales ocasionadas por la aplicación de un sistema de DFT, se han efectuado en total 378 corridas con el modelo PERSEO, 189 correspondientes a los escenarios en condición sin contingencia y 189 corridas correspondientes a los escenarios en condición de operación bajo contingencia.

5.6 Valorización de las Rentas de Congestión

A partir de los resultados de las corridas a que se refiere el numeral anterior, se determinaron las rentas de congestión incrementales como:

$$RC_{Inc} = RC_{Cont} - RC_{Base} \quad (1)$$

RC_{Inc}	Rentas de Congestión Incrementales
RC_{Cont}	Rentas de Congestión en condiciones con contingencia
RC_{Base}	Rentas de Congestión en condiciones sin contingencia

Así mismo, de manera general las rentas de congestión se definen como:

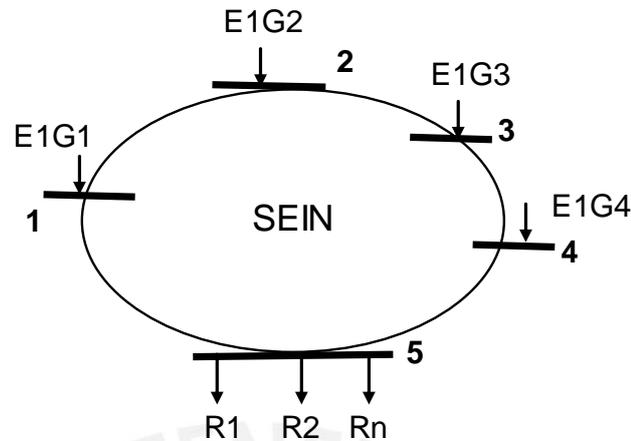
$$RC = P_{retiro} \cdot E_{retiro} - P_{inyecta} \cdot E_{inyecta}$$

Donde:

$P_{retiro}, P_{inyecta}$	Precio en los nodos donde se retira e inyecta energía respectivamente.
$E_{retiro}, E_{inyecta}$	Energía inyectada y retirada respectivamente.

No obstante se debe tener en cuenta que cada retiro, en el SEIN, está asociado a un contrato suscrito entre un cliente (distribuidor o cliente libre) y una empresa generadora, pero no está asociado a una central específica de la empresa generadora. En ese sentido, los retiros de una determinada demanda corresponden a las inyecciones que realiza la empresa generadora en los distintos nudos del sistema. El ejemplo siguiente ilustra el criterio mencionado: En la figura se tiene un retiro de energía R1 en el nodo 1 suministrada por la empresa E1, la misma que en total realiza inyecciones al SEIN en los nodos 1 a 4.

Figura 25
Representación de Retiros e Inyecciones de Energía



Se toman en cuenta los siguientes criterios específicos para efectuar el cálculo de las rentas de congestión para los casos mencionados:

Dado:

- $R_1, R_2 \dots R_n$: retiros en el nodo 5
- La demanda total en el nodo 5 es igual a la suma de $R_1+R_2+\dots+R_n$
- $E1G_1, E1G_2, E1G_3$ y $E1G_4$: inyecciones de energía de la empresa E1 en los nodos 1 a 4 respectivamente.
- El Retiro R_1 corresponde al compromiso de la empresa E1 con un cliente en el nodo 1

Entonces:

- Para satisfacer a R_1 se consideran 4 inyecciones en los nodos 1 a 4 proporcionales a la energía $E1G_1, E1G_2, E1G_3$ y $E1G_4$ respectivamente.
- El retiro R_1 se fracciona en 4: R_{11} a R_{14} en la misma proporción que se efectuó el reparto de inyecciones de E1.
- Se determinan las rentas de congestión entre el nodo 5 y los nodos 1 a 4 con base a los precios en tales nodos y los retiros calculados R_{11}, R_{12}, R_{13} y R_{14} respectivamente.

- La renta de congestión total viene a ser la sumatoria de las rentas de congestión correspondientes a los retiros R11, R12, R13 y R14.

Por su parte, de acuerdo a la información estadística del COES-SINAC se tiene un total de 732 retiros a repartidos a nivel nacional, los cuales agrupándolos por barras y relación demanda-distribuidor, resultan en 54 retiros. Por lo tanto, para cada mes se obtiene un total de posibles rentas de congestión, de una hora de duración, conforme se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro 13

Número de Posibles Rentas de Congestión de Una hora de Duración

Mes	Nro. de Retiros	Hidrología	Eventos	Niveles de Precio	Horas	Nro. Total de Posibles Rentas
Enero	54	3	8	3	24	93 312
Abril	3	3	4	3	24	46 656
Julio	3	3	4	3	24	46 656
Octubre	3	3	5	3	24	58 320

Los valores de las posibles rentas de congestión, para el tipo de retiro Distribuidor – Generador, obtenidos con la expresión (1) arrojan resultados tanto positivos como negativos. Al respecto, la distribución de frecuencias de estos valores se muestra en las figuras 26, 27, 28 y 29 siguientes. Tal como se observa en las mencionadas figuras existe una gran cantidad de valores de rentas de congestión iguales a cero (44%); sin embargo, se puede observar un segundo grupo de valores positivos, conforme el cuadro siguiente:

Cuadro 14

Número de Posibles Rentas de Congestión Positivas

Mes	Nro. Total de Posibles Rentas	Rentas Positivas		Rentas Cero		Rentas Negativas	
		Cant.	%	Cant.	%	Cant.	%
Enero	93 312	38164	41	48346	52	6802	7
Abril	46 656	22774	49	20198	43	3684	8
Julio	46 656	24869	53	17093	37	4694	10
Octubre	58 320	30811	53	22006	38	5503	9
Total Ponderado	244 944	116618	48	107643	44	20683	8

En otras palabras, en el caso que se aplicase el sistema de DFT tipo obligación, existe una probabilidad promedio de 48% que los valores de rentas de congestión sean positivos. Los valores negativos significan que en el caso de aplicarse el tipo de sistema de DFT punto a punto obligación, los agentes que adquirieron los DFT tendrían que pagar en lugar de cobrar cuando se produzcan dichas rentas de congestión.

En todo caso se debe recordar que en un sistema DFT estas rentas de congestión se trasladarían a los agentes titulares de DFT, por lo que estos vendrían a ser los beneficios que aportaría este sistema a los agentes.

Figura 26
Distribución de Frecuencias de Rentas de Congestión - Enero

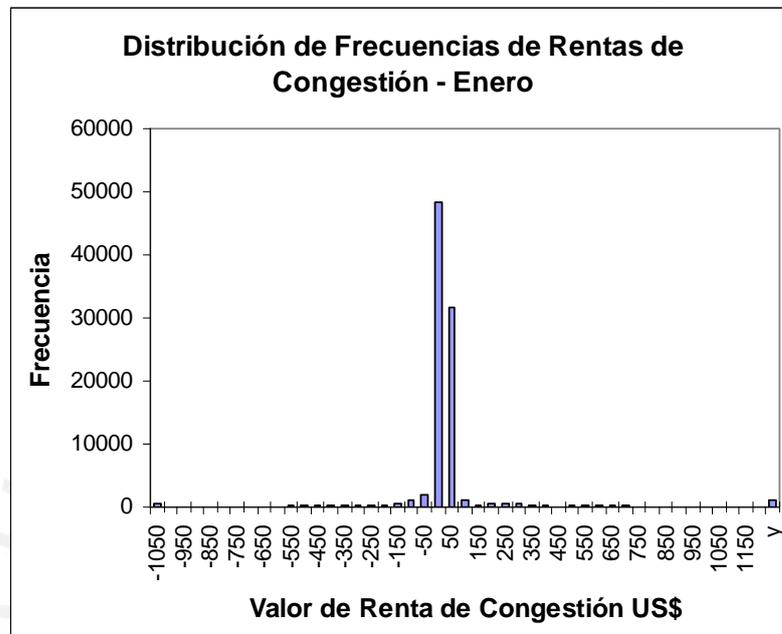


Figura 27
Distribución de Frecuencias de Rentas de Congestión - Abril

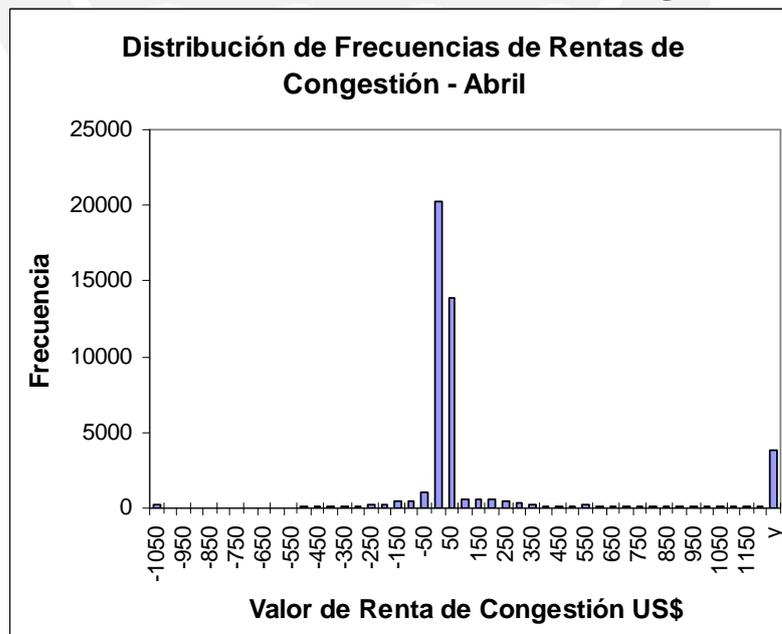


Figura 28
Distribución de Frecuencias de Rentas de Congestión - Julio

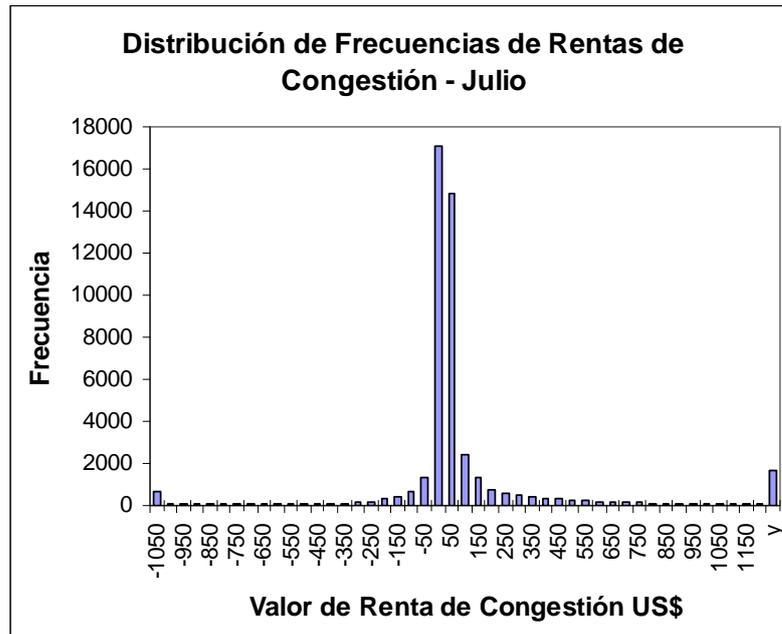
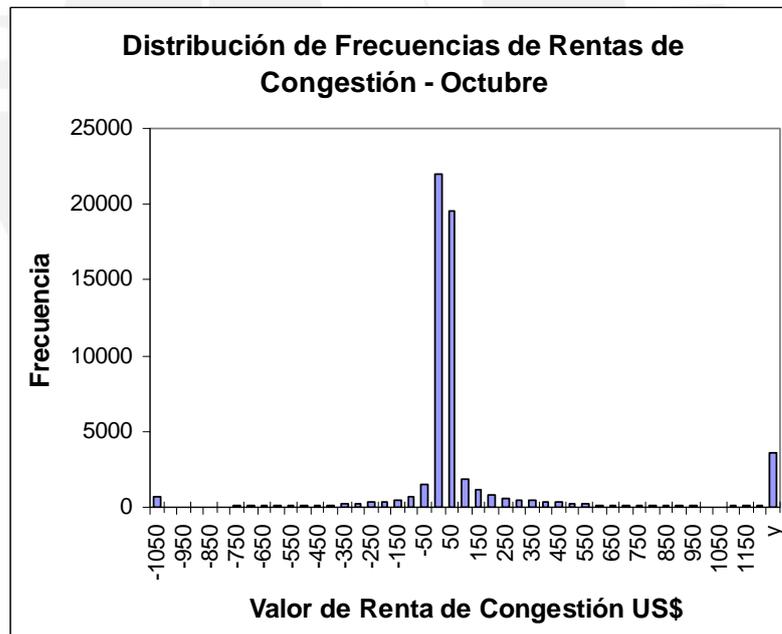


Figura 29
Distribución de Frecuencias de Rentas de Congestión - Octubre



Con base a los resultados mostrados se puede concluir que existen evidencias que el 48% de las posibles rentas de congestión que se presenten tendrían un impacto negativo en los agentes y que tal riesgo se reduciría mediante la implementación de un sistema de DFT. Si se aplicara un sistema de DFT tipo obligación implicaría que en un 8% de las posibles

rentas de congestión los agentes tendrían que pagar en lugar de cobrar por los DFT que poseen lo cual agregaría un riesgo adicional.

A continuación se evalúan los beneficios y el impacto que tienen la variación de precios y de la hidrología.

5.7 Evaluación del Beneficio de los Agentes

5.7.1 Riesgos Mensuales debido a Rentas de Congestión

5.7.1.1 Rentas de Congestión ocasionadas por las Contingencias

Si se realiza la sumatoria de las rentas de congestión (tanto positivas como negativas) correspondientes a todos los retiros, para la hidrología media, en las condiciones de precio de combustible de mercado, se obtiene la curva de las posibles rentas de congestión para cada mes. Estas curvas también ilustran las probabilidades y montos de los riesgos asociados a las rentas de congestión en la red de transmisión.

Las curvas de las rentas de congestión horarias totales para los meses de enero, abril, julio y octubre para las condiciones de hidrología promedio y combustible promedio son las que se muestran en las figuras 30 a 33 siguientes. En ellas, el eje de las abscisas pertenece a las horas del día correspondientes a la curva de duración de demanda y el eje de las ordenadas pertenece a la sumatoria de las rentas de congestión:

MCMXVII

Figura 30
Rentas de Congestión Totales- Enero

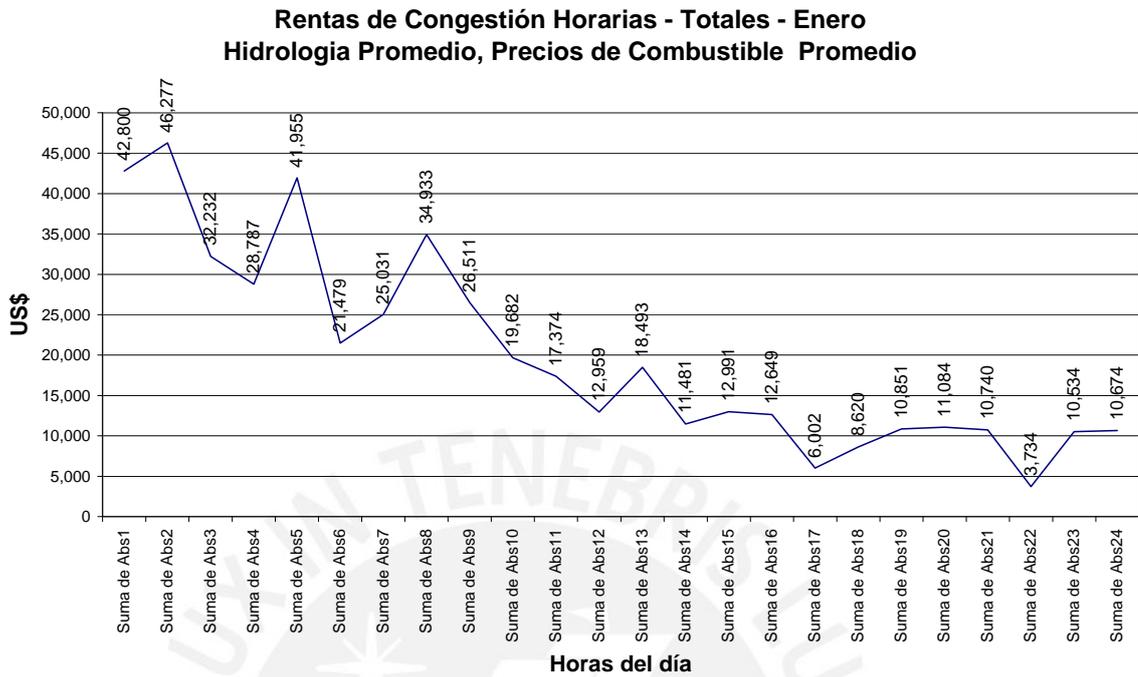


Figura 31
Rentas de Congestión Totales- Abril

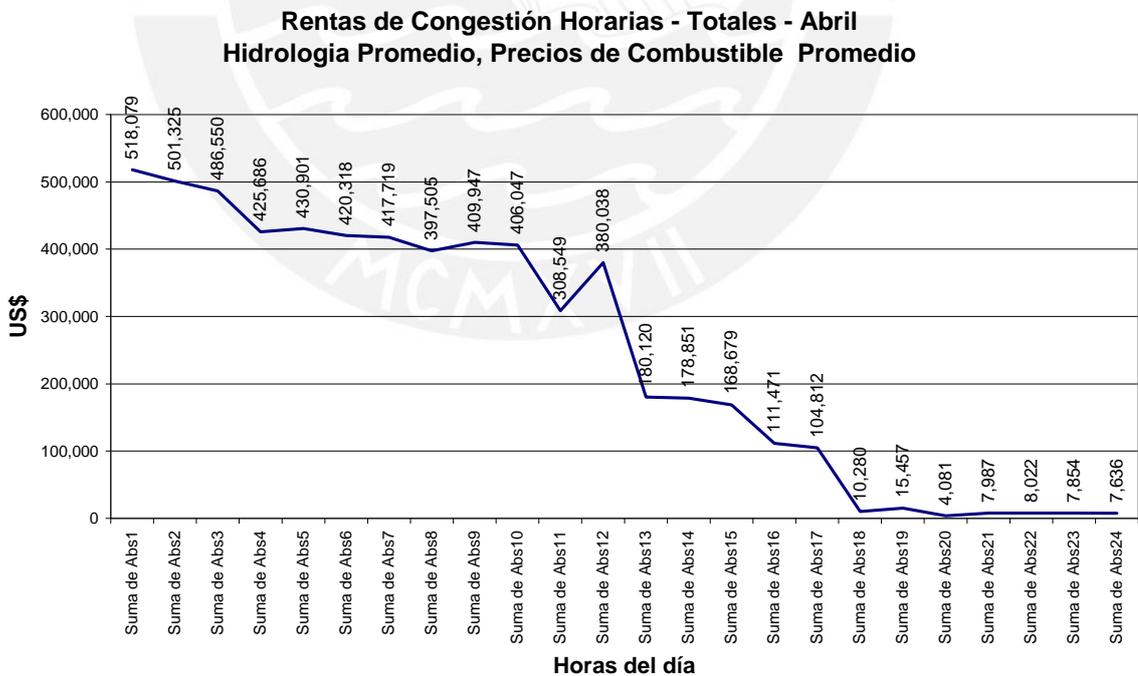


Figura 32
Rentas de Congestión Totales- Julio

Rentas de Congestión Horarias - Totales - Julio
Hidrología Promedio, Precios de Combustible Promedio

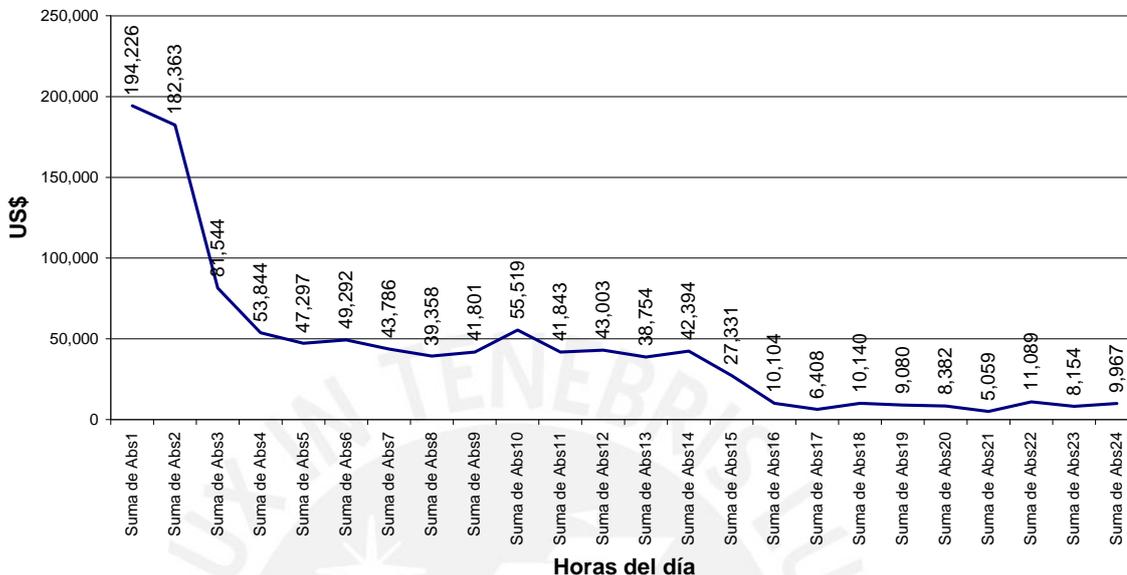
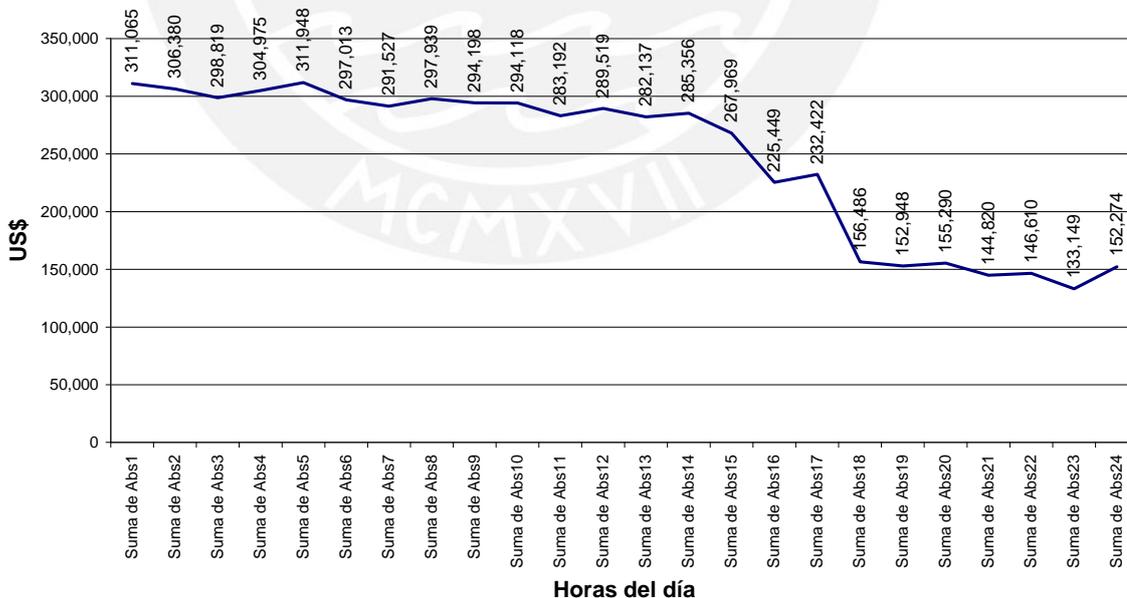


Figura 33
Rentas de Congestión Totales- Octubre

Rentas de Congestión Horarias - Totales - Octubre
Hidrología Promedio, Precios de Combustible Promedio



Para el mes de enero se puede observar que la suma de los riesgos mayores es de US\$ 46 277 con una probabilidad de ocurrencia de 1/24 (4,2%); un 50% de probabilidad de riesgo que las rentas de congestión superen los US\$ 15 000; así mismo, la suma de los

menores riesgos es de US\$ 3 734. Existe un 33% de probabilidades que las rentas de congestión superen el 50% del mayor valor, es decir US\$ 23 139. Estos resultados y los de los otros tres meses se resumen en el cuadro siguiente:

Cuadro 15
Resumen de Rentas de Congestión Totales (Hidrología Promedio y Precios Combustible Promedio)

Mes	Enero	Abril	Julio	Octubre
Suma de rentas mayores con 4,2% de probabilidad (US\$)	46 277	518 079	194 226	311 948
Valor de rentas que se superan con 50% de probabilidad (US\$)	15 000	300 000	40 000	280 000
Suma de menores rentas (US\$)	3 734	7 636	5 059	133 149
Probabilidad de que las rentas superen el 50% del mayor valor	33%	50%	8,3%	79%
50% de mayor valor	23 139	259 040	97 113	155 974
Otros datos relevantes		29% de probabilidad que las rentas sean menores al 2% del mayor valor		100% de probabilidad que las rentas sean mayores al 33% del mayor valor

5.7.1.2 Variación de las Rentas de Congestión con los escenarios hidrológicos

Se analizó la sensibilidad de los montos de las rentas de congestión debido a la variación de los escenarios hidrológicos (húmeda y seca). Los resultados obtenidos son los que se muestran en las figuras 34 a 37 que siguen, en los que se muestran tres curvas, una para el escenario de hidrología promedio (ME-2) y las otras dos corresponden a los escenarios de hidrología húmeda (HU-2) y seca (SE-2); en ellas el eje de las abscisas corresponde a las horas del día correspondientes a la curva de duración de demanda y el eje de las ordenadas contiene la sumatoria de las rentas de congestión:

Figura 34
Variación de las Rentas de Congestión por Hidrología - Enero

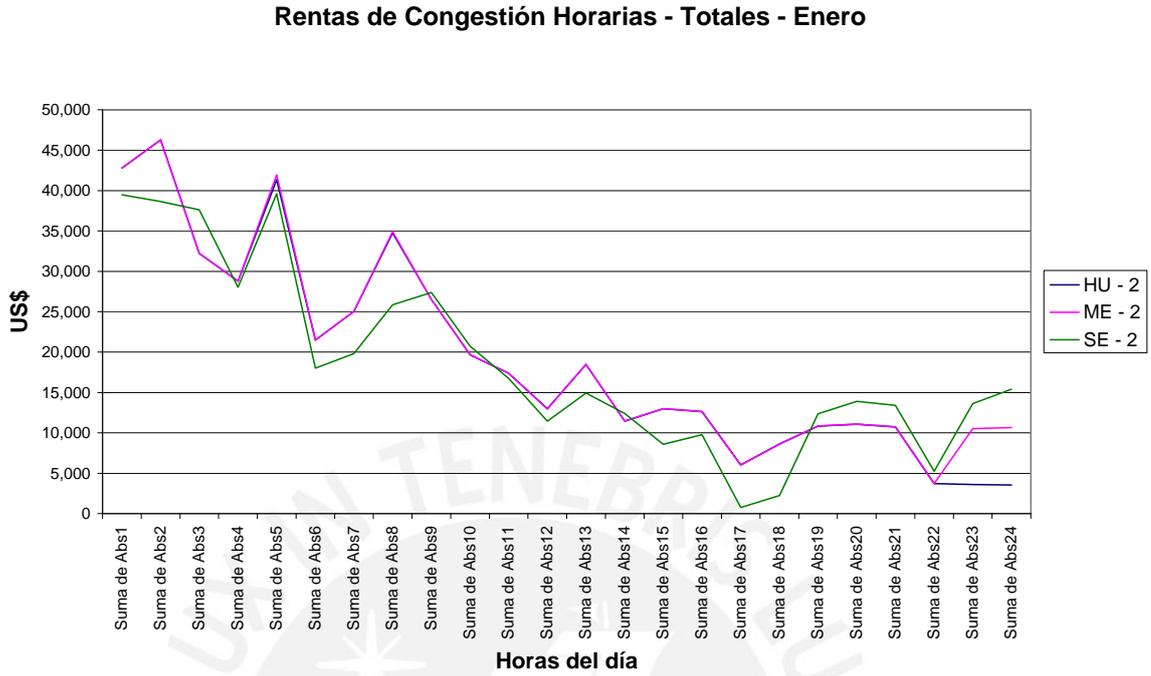


Figura 35
Variación de las Rentas de Congestión por Hidrología - Abril

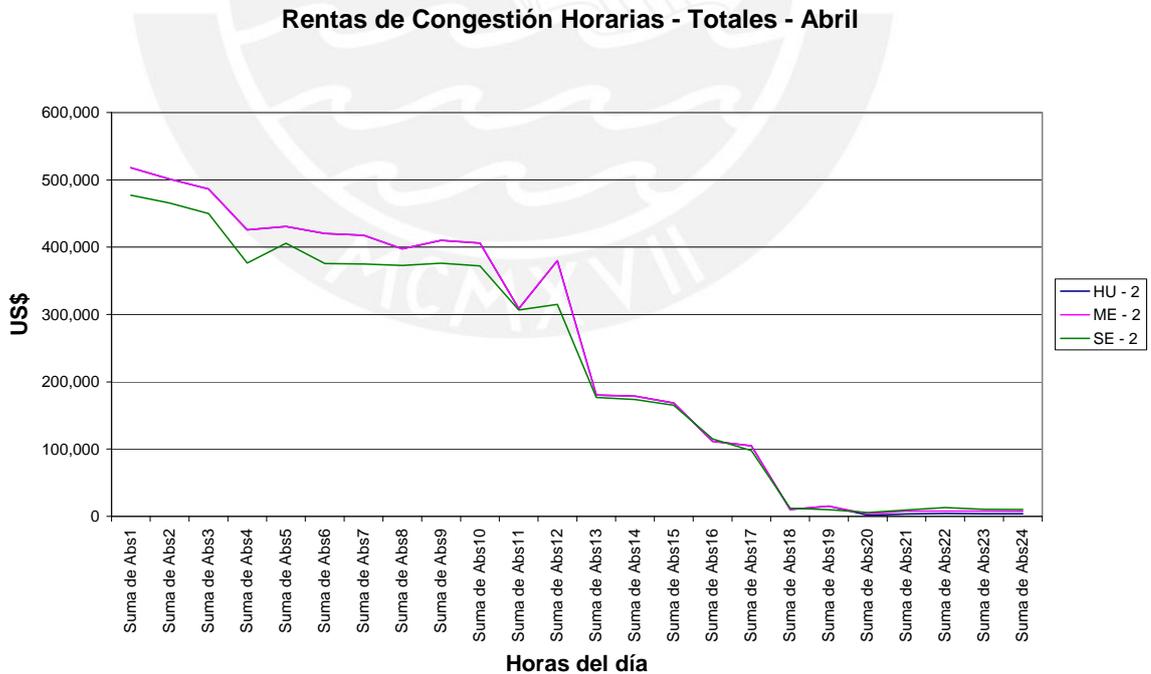


Figura 36
Variación de las Rentas de Congestión por Hidrología - Julio

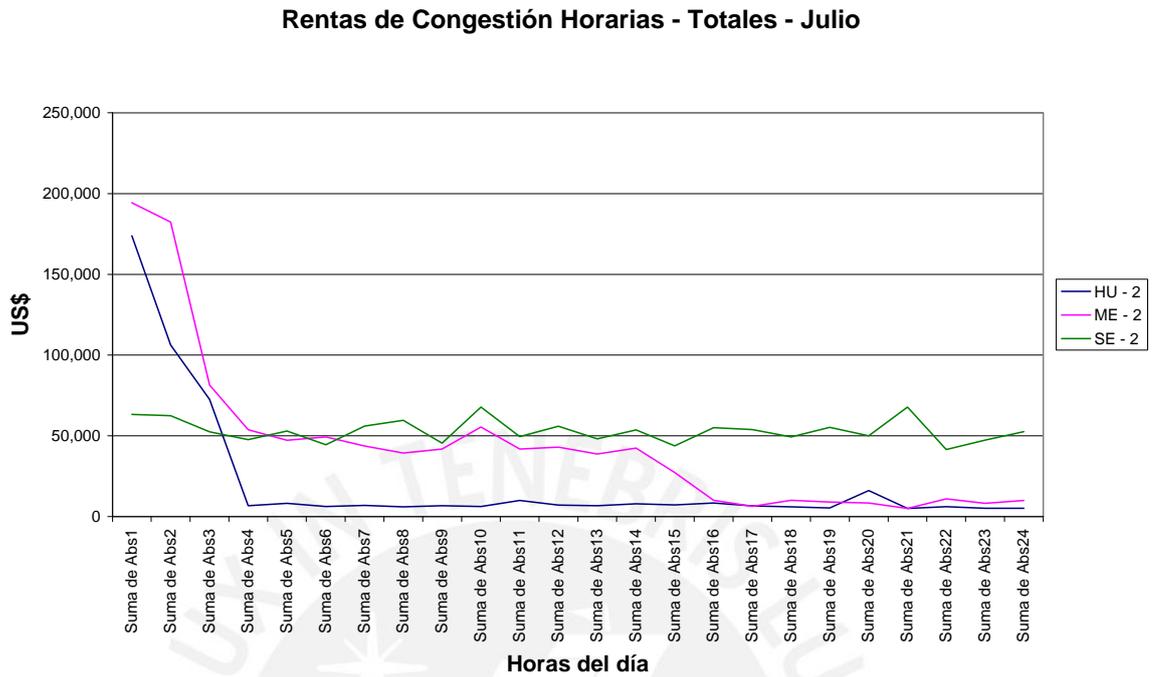
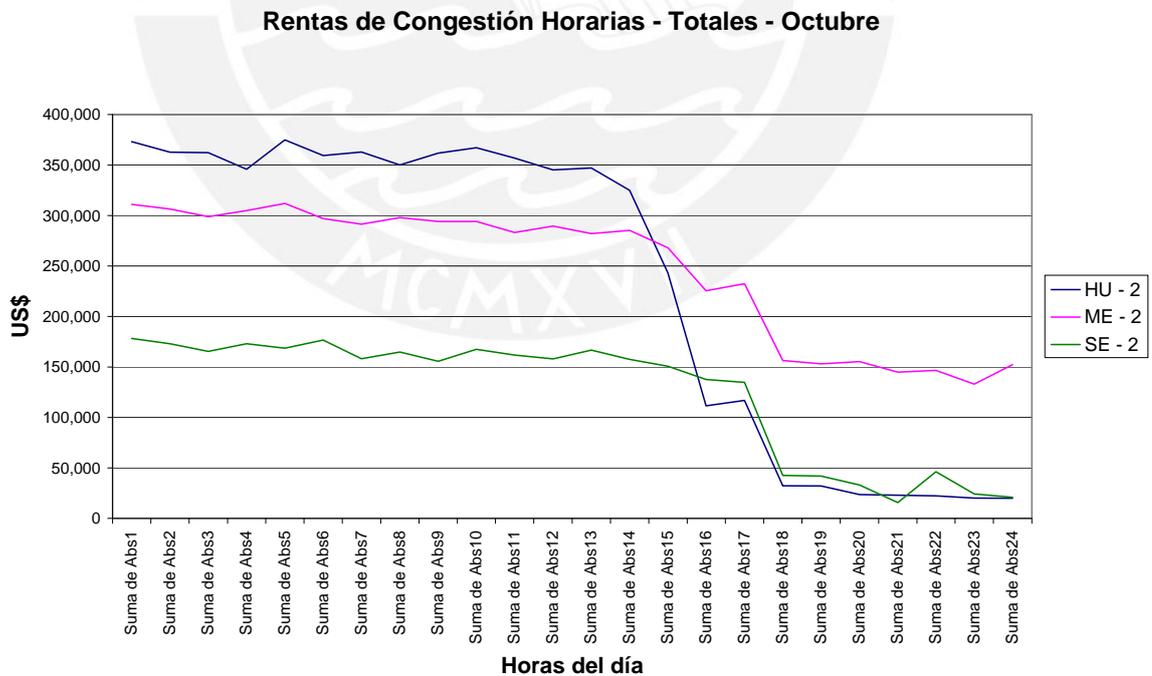


Figura 37
Variación de las Rentas de Congestión por Hidrología - Octubre



Como se puede observar, en general, los valores de las rentas de congestión no varían notablemente con la variación del escenario hidrológico, únicamente para el mes de

octubre se observa una diferencia notable entre las posibles rentas de generación asociadas a las diversas condiciones hidrológicas. Aunque en un escenario de corto plazo esto no influiría sobre la volatilidad del riesgo, si influiría en la determinación del volumen de rentas de congestión y por ende del volumen del mercado de DFTs.

Se observa también que a mayor disponibilidad del recurso hídrico, en las horas de mayor demanda, las rentas de congestión son mayores; al contrario, a mayor disponibilidad de recurso hídrico, en las horas de menor demanda, las rentas de congestión son menores. Esto significa también que en escenarios secos la volatilidad de las rentas de congestión es menor.

5.7.1.3 Variación de las Rentas de Congestión con los Precios de Combustibles de Centrales Térmicas

De manera similar que para el caso de los escenarios hidrológicos, se han realizado sensibilidades de la valorización de las rentas de congestión debido a la variación de los precios de combustible. Los resultados obtenidos son los que se muestran en las figuras 38 a 41 que siguen, en los que se muestran tres curvas, una para el escenario de precios de mercado (curvas ME-2) y las otras dos corresponden a los escenarios de precios 10% mayor y 10% menor al precios de mercado (curvas ME-1 y ME 3 respectivamente); en ellas el eje de las abscisas corresponde a las horas del día correspondientes a la curva de duración de demanda y el eje de las ordenadas contiene la sumatoria de las rentas de congestión:

MCMXVII

Figura 38
Variación de las Rentas de Congestión por Precios en Combustible- Enero

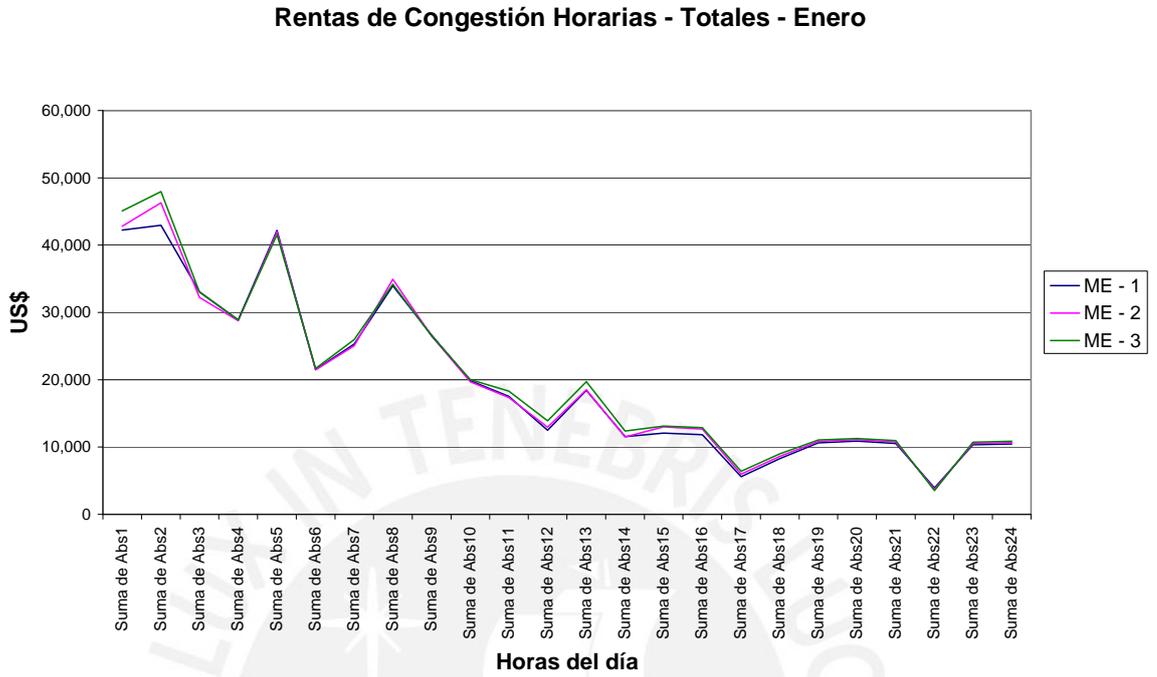


Figura 39
Variación de las Rentas de Congestión por Precios en Combustible - Abril

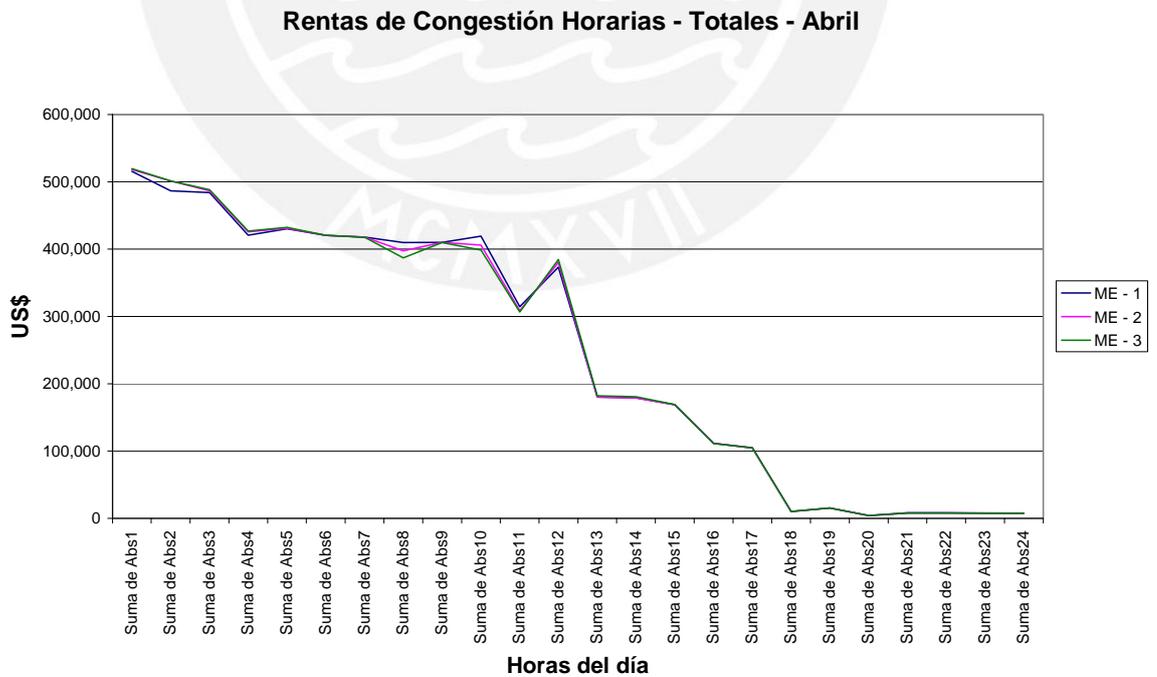


Figura 40
Variación de las Rentas de Congestión por Precios en Combustible - Julio

Rentas de Congestión Horarias - Totales - Julio

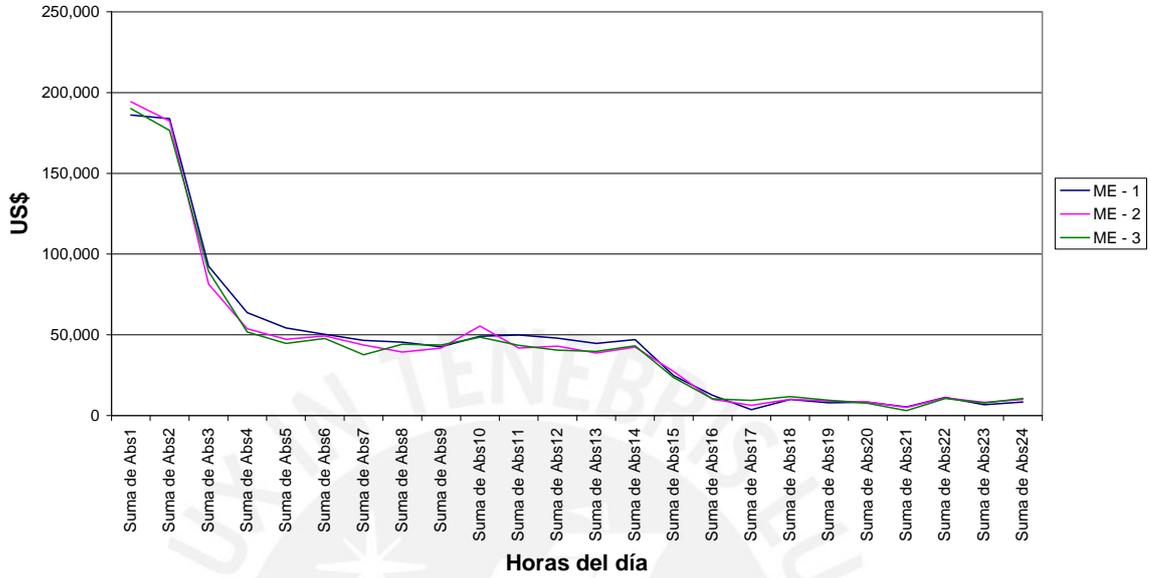
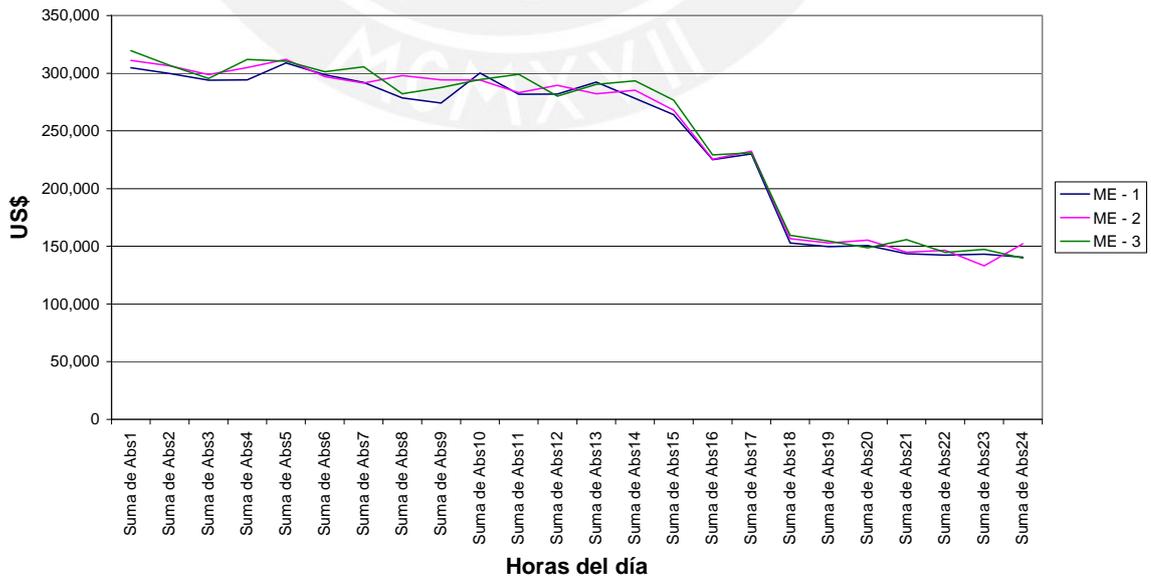


Figura 41
Variación de las Rentas de Congestión por Precios en Combustible - Octubre

Rentas de Congestión Horarias - Totales - Octubre



Se puede observar en las figuras anteriores que las rentas de congestión no son sensibles a las variaciones de los precios de las centrales térmicas en una banda de +10% y -10% respecto del precio de mercado. Este hecho se evidencia más en las horas de menor demanda en las cuales son despreciables las diferencias en rentas de congestión para los diferentes escenarios de niveles de precios de combustible.

5.7.1.4 Zonas con mayor valor de Rentas de Congestión

Otro aspecto importante, es la identificación de los nichos de mercado de DFT, para lo cual se han agrupado las valorizaciones de las rentas de congestión pertenecientes a una misma empresa distribuidora. Ello se debe a que la ubicación de estas empresas es concordante con las zonas del SEIN mencionadas en el párrafo 5.4.1.1 anterior.

Las figuras 42 a 45 siguientes muestran los niveles de rentas de congestión asociados a la demanda de empresas distribuidoras para los meses de enero, abril, julio y octubre respectivamente. En ellas, el eje de las abscisas corresponde a las empresas distribuidoras y el eje de las ordenadas corresponde a las rentas de congestión horaria (máxima, promedio y mínima). Cabe señalar que para este caso se han considerado únicamente los DFT positivos ya que los DFT negativos no representan la dirección de las rentas de congestión que conformarían el mercado de DFT. En otras palabras, dadas las condiciones vigentes del SEIN, no existen retiros en sentido negativo ya que implicaría la inversión de las características de los nodos de generación por nodos de demanda y viceversa.

Los resultados expuestos en las figuras mencionadas demuestran que la mayor parte de las rentas de congestión se originan por las demandas en la zona centro (empresas Edelnor S.A.A y Luz del Sur S.A.A.) y en la zona Norte (Empresas Hidrandina S.A., Electronoroeste S.A. y Electronorte S.A.).

Al respecto, los volúmenes de rentas de congestión en la zona centro se explican por la concentración de la demanda ubicada en la zona central (aproximadamente el 50% de la demanda nacional está en Lima⁴⁴) y por las congestiones en los enlaces⁴⁵ que llevan la energía desde las centrales eléctricas ubicadas en la zona de sierra (centrales Mantaro,

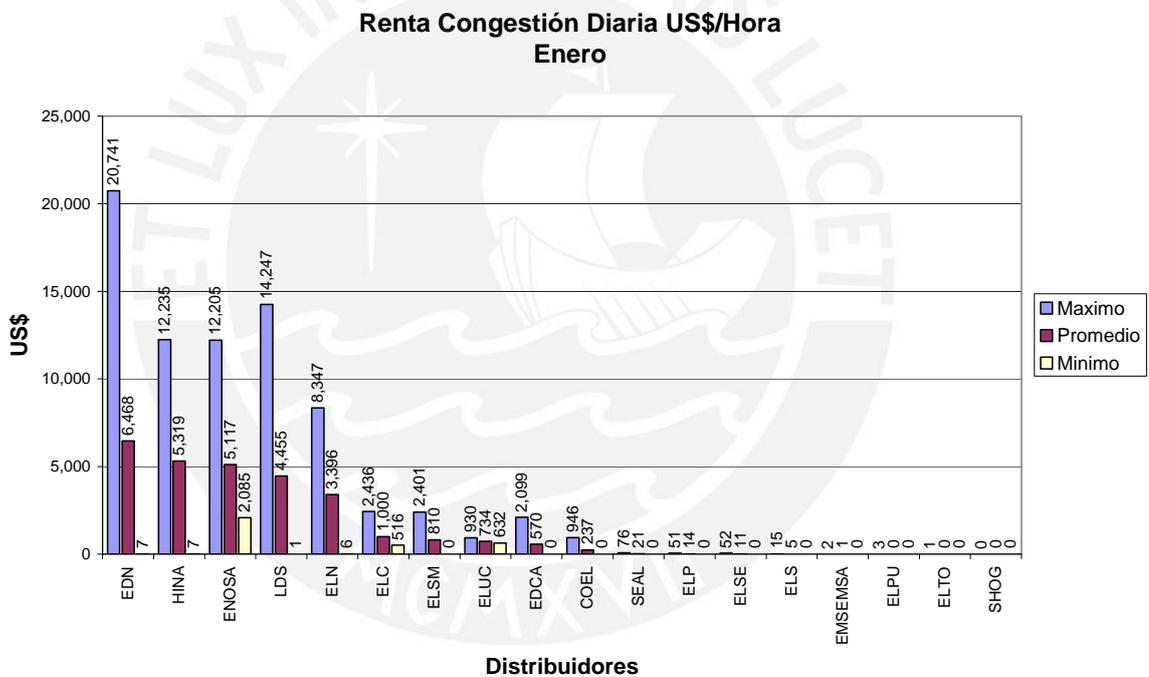
⁴⁴ Anuario estadístico de OSINERGMIN – Año 2006, el 49,5% de la demanda se concentra en el departamento de Lima.

⁴⁵ Estos enlaces son las líneas Aguaytía Tingo María, Tingo María – Vizcarra, Carhuamayo – Paragsha, las líneas del Sistema Mantaro – Lima y las líneas para la conexión de las centrales Chimay y Yanango al SEIN.

Yaupi y Yuncan) y selva central del país (Chimay, Yanango y Aguaytía), hasta la zona de Lima.

Por su parte, los volúmenes de rentas de congestión en la zona norte se explican por las congestiones y fallas en el enlace Paramonga Nueva – Chimbote y en otras ocasiones por los eventos en las líneas que unen la central Cañón del Pato con la del SEIN. Esta central hidroeléctrica es la mayor en la zona norte medio del SEIN⁴⁶ por lo que una falla en las líneas de conexión de esta central resulta en precios marginales elevados en toda la zona Norte, ya que no se puede transmitir desde la zona centro toda la energía barata que deja de inyectar esta central en la zona norte.

Figura 42
Renta de Congestión – Distribuidores - Enero



⁴⁶ De acuerdo a los cálculos para determinar el poder de mercado, esta central tiene un participación en el mercado de energía alrededor de 68,2% en la zona norte medio y 7,1% a nivel del SEIN.

Figura 43
Renta de Congestión – Distribuidores - Abril

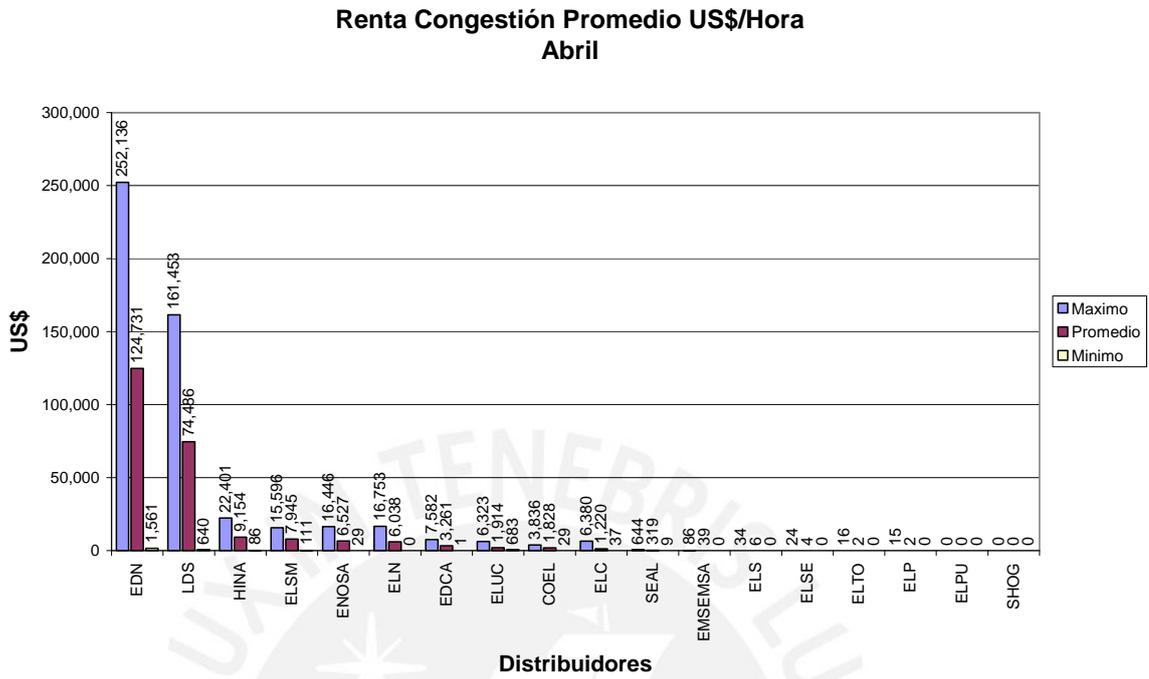


Figura 44
Renta de Congestión – Distribuidores - Julio

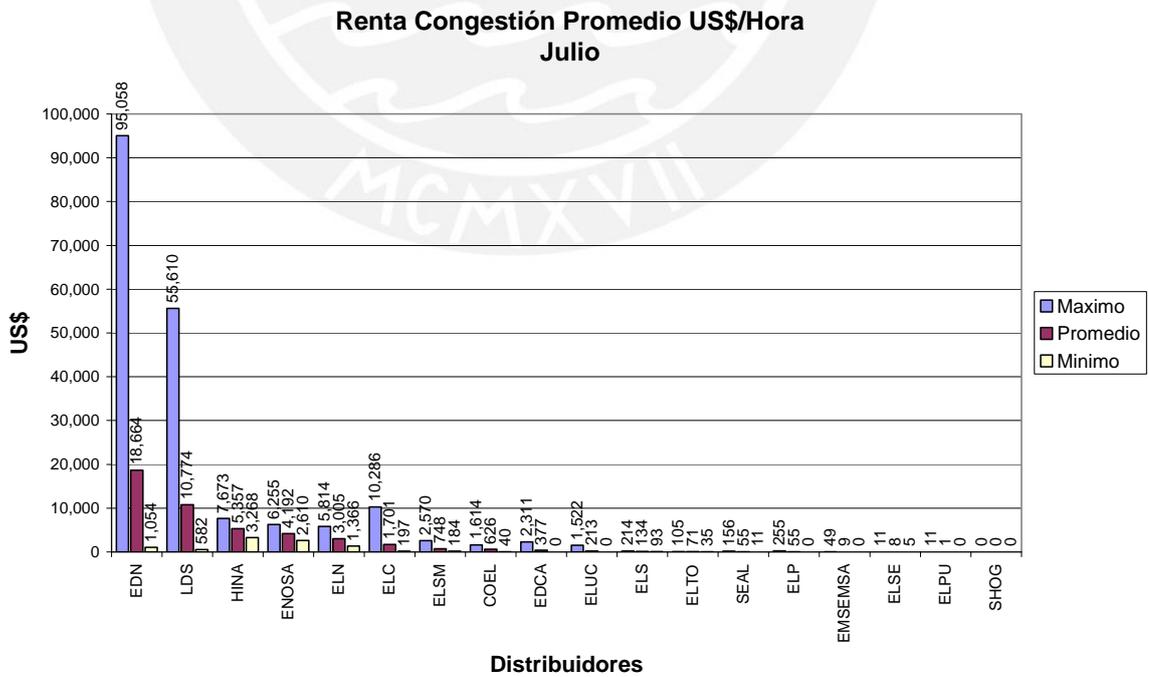
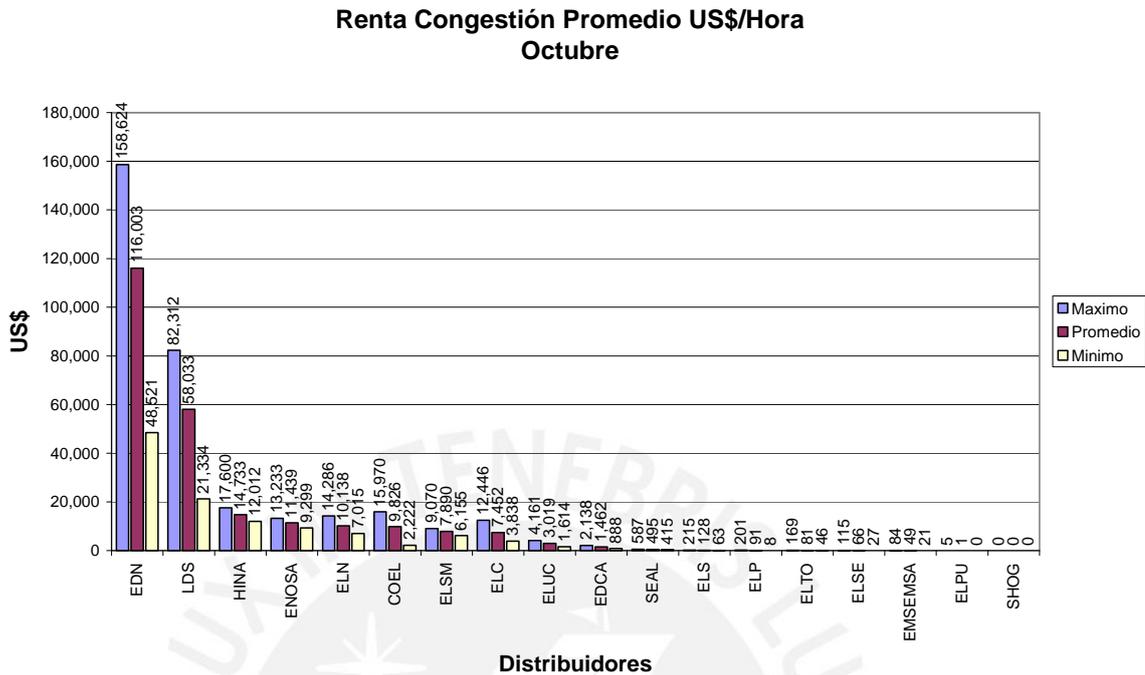


Figura 45
Renta de Congestión – Distribuidores - Octubre



Se puede observar para el mes de enero que, la suma de las máximos riesgos por rentas mensuales de congestión alcanzan los US\$ 189 953, la suma de los riesgos promedio ascienden a US\$ 45 992 y la suma de los mínimos riesgos ascienden a US\$ 10 679. Cabe recordar que de acuerdo a los resultados en el numeral 5.7.1.1 existe un 33% de probabilidad que el monto de este riesgo sea mayor que el 50% del valor mayor, es decir mayores que US\$ 94 977. Estos resultados y los de los otros tres meses se resumen en el cuadro siguiente:

Cuadro 16
Resumen de Rentas de Congestión Distribuidores (Hidrología Promedio y Precios Combustible Promedio)

Mes	Enero	Abril	Julio	Octubre
Suma de rentas máximas (US\$)	189 953	504 947	186 953	312 299
Suma de rentas promedio (US\$)	45 992	237 475	45 992	240 906
Suma de rentas mínimas (US\$)	10 679	3 419	10 679	123 677
Probabilidad de que las rentas superen el 50% del máximo valor ¹	33%	50%	8,3%	79%
50% de mayor valor	94 977	252 474	93 477	156 150
Otros datos relevantes				

¹ De acuerdo a los resultados en el numeral 5.7.1.1.

5.7.1.5 Reducción del riesgo de los generadores

Las rentas de congestión que se muestran en el numeral anterior, agrupadas por distribuidor, se pueden reagrupar de manera que se muestren las rentas de congestión por cada generador que atienden a tales distribuidores, con lo cual se obtiene los resultados que se muestran en las figuras 46 a 49.

De la observación de dichas figuras, se puede mencionar que Electroperú es la empresa generadora más expuesta a los riesgos debido a rentas de congestión, dada la configuración de retiros analizados. Las empresas Egenor y Edegel son las segundas mas expuestas a los riesgos por rentas de congestión. Ello se explica por dos razones: 1) la mayor producción de energía por parte de estas empresas⁴⁷ y 2) gran parte de los retiros para alimentar las demandas del centro y norte del SEIN están asociados a estas empresas.

En general se puede mencionar que los riesgos por rentas de congestión asociados a los retiros de demandas en el norte y norte medio pueden resultar en incentivos perversos para que los generadores no contraten con las empresas distribuidoras cuyas demandas estén ubicadas en dichas zonas. Así mismo pueden ocasionar que en los contratos con clientes libres se traslade este riesgo a los clientes, es decir se eleva el precio de la energía.

⁴⁷ De acuerdo a los resultados para el análisis de poder de mercado, Electroperú tiene una participación en la producción de energía del orden de 28,7%, Edegel tiene 29% y Egenor tiene 9,8%.

Figura 46
Renta de Congestión – Generadores - Enero

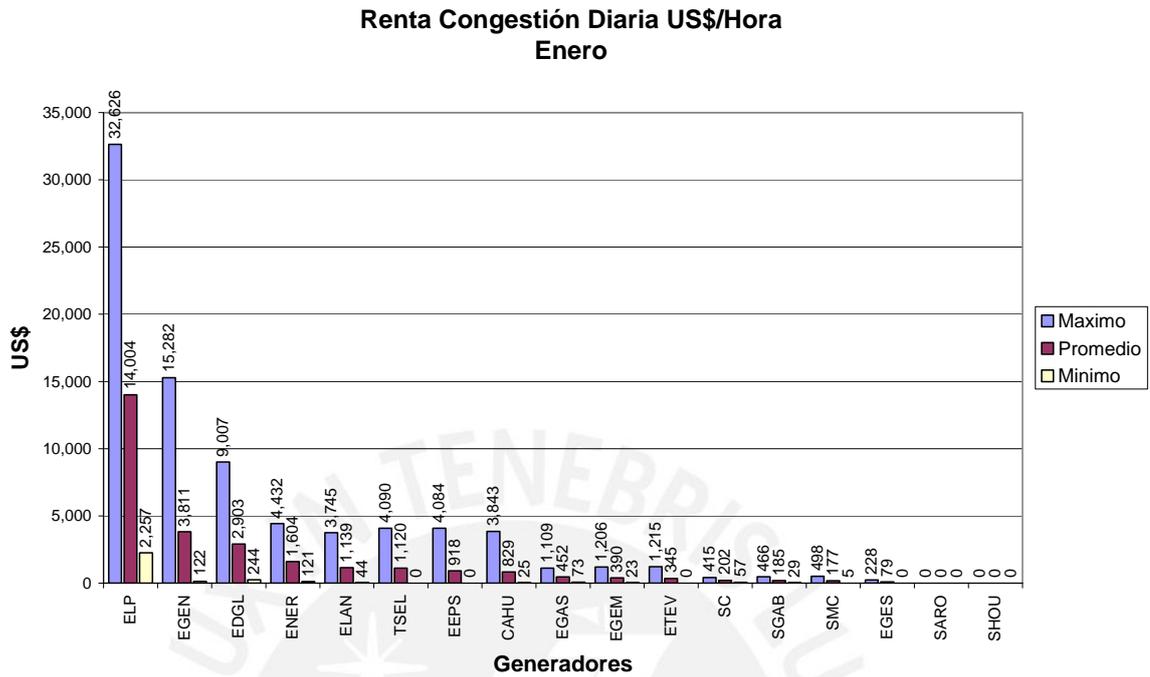


Figura 47
Renta de Congestión – Generadores - Abril

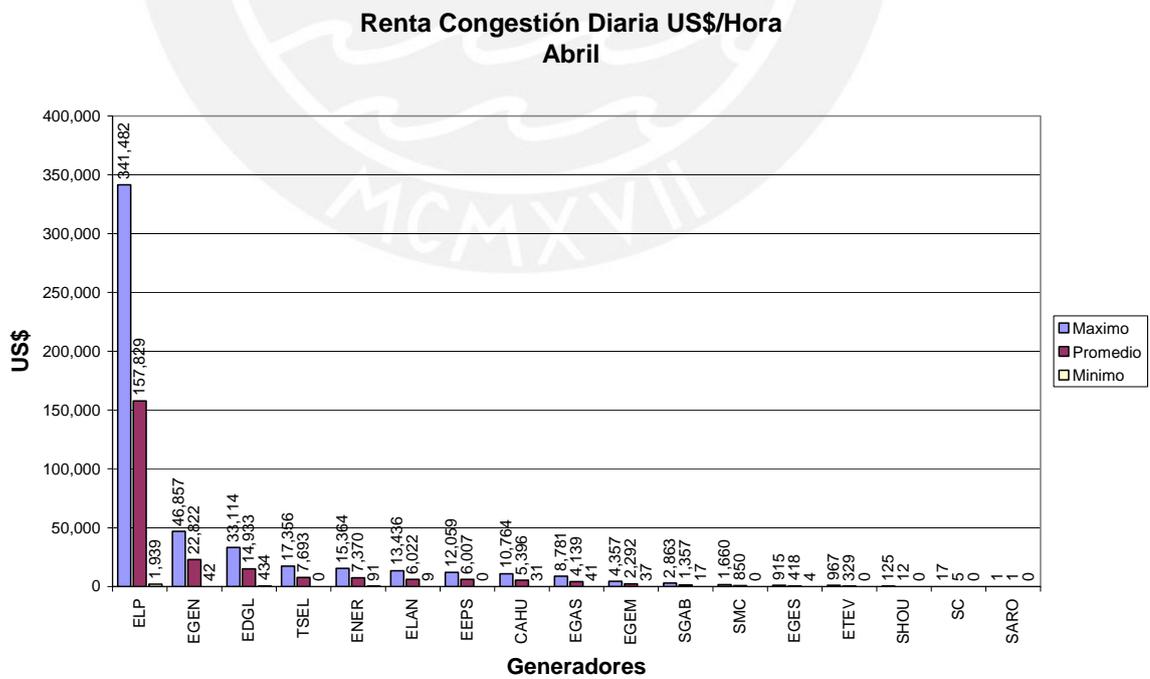


Figura 48
Renta de Congestión – Generadores - Julio

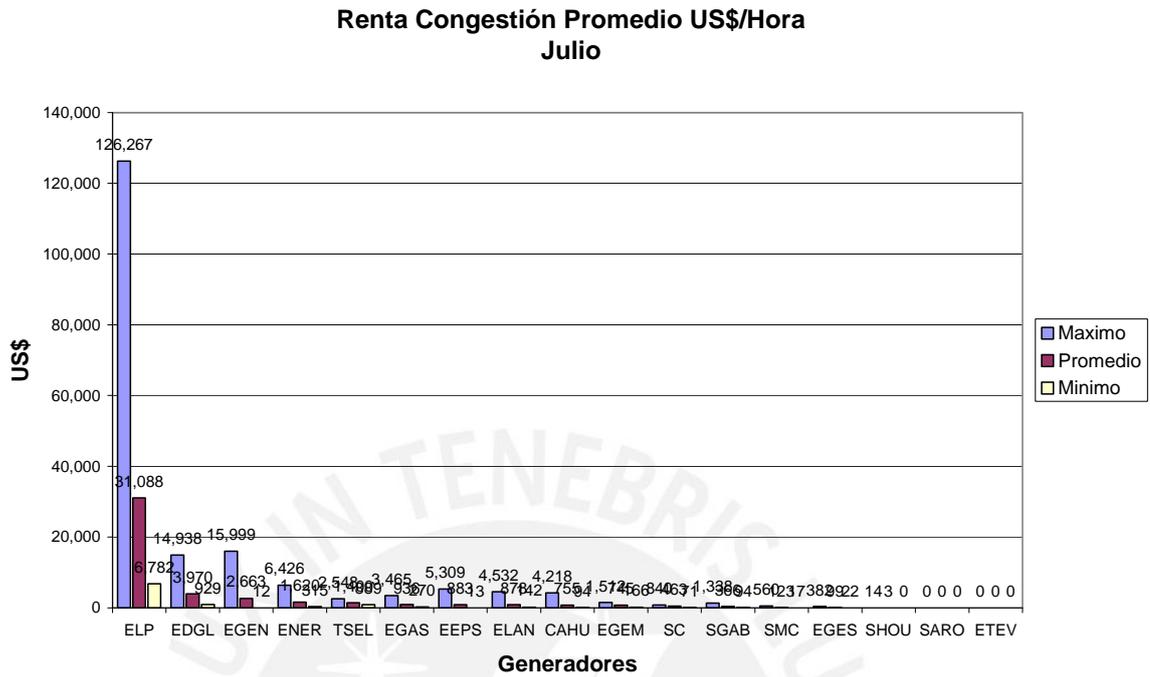
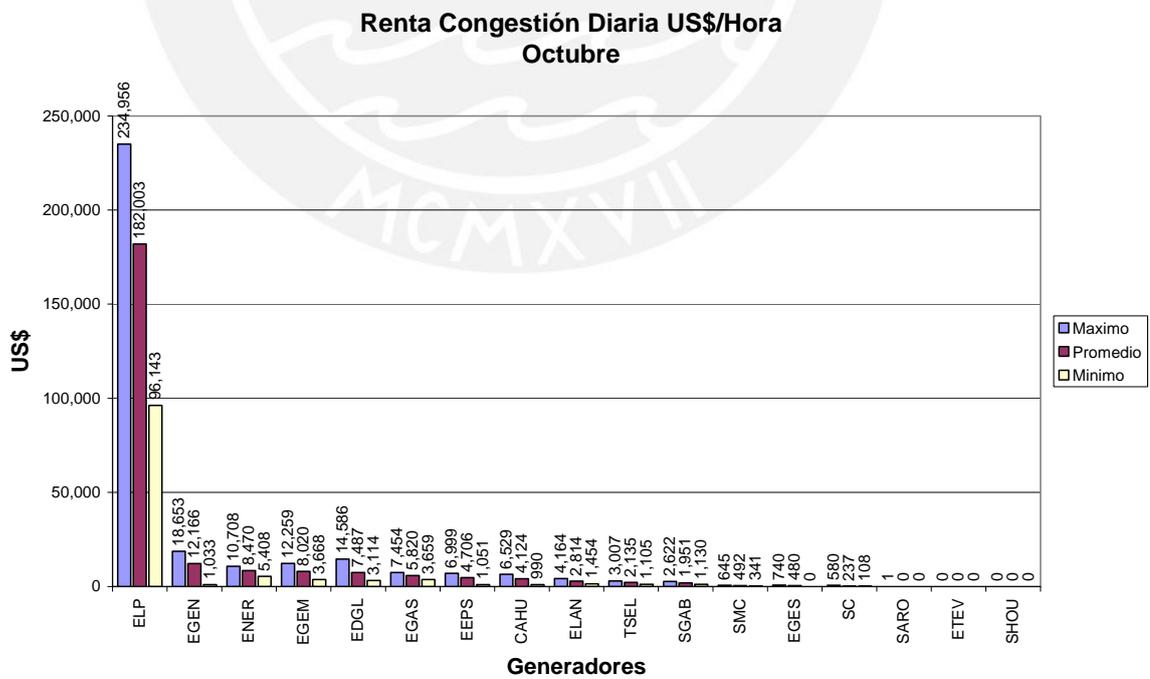


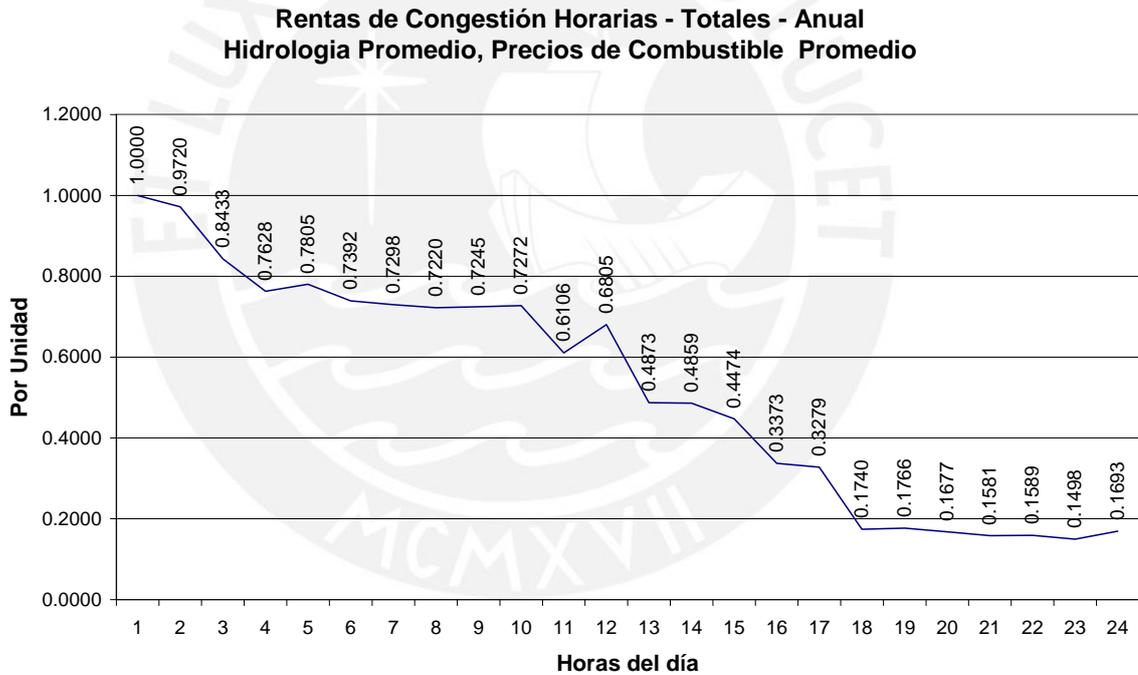
Figura 49
Renta de Congestión – Generadores - Octubre



5.7.2 Magnitud del Riesgo Anual debido a las Rentas de Congestión

Para obtener el orden de magnitud de las rentas de congestión anuales primero se han sumado las curvas correspondientes a los meses de enero, abril, julio y octubre, mostradas en las figuras 30 a 33, respectivamente, con el fin de obtener las probabilidades anuales de los niveles de rentas de congestión asociados a las horas del día. Para este fin, los valores correspondientes a cada mes se han multiplicado por 3, dado que cada uno se considera representativo de un trimestre del año. El resultado se muestra en el gráfico siguiente; donde el eje de las abscisas corresponde a las horas del día correspondientes a la curva de duración de demanda y el eje de las ordenadas contiene la sumatoria de las rentas de congestión expresado en por unidad respecto del mayor valor:

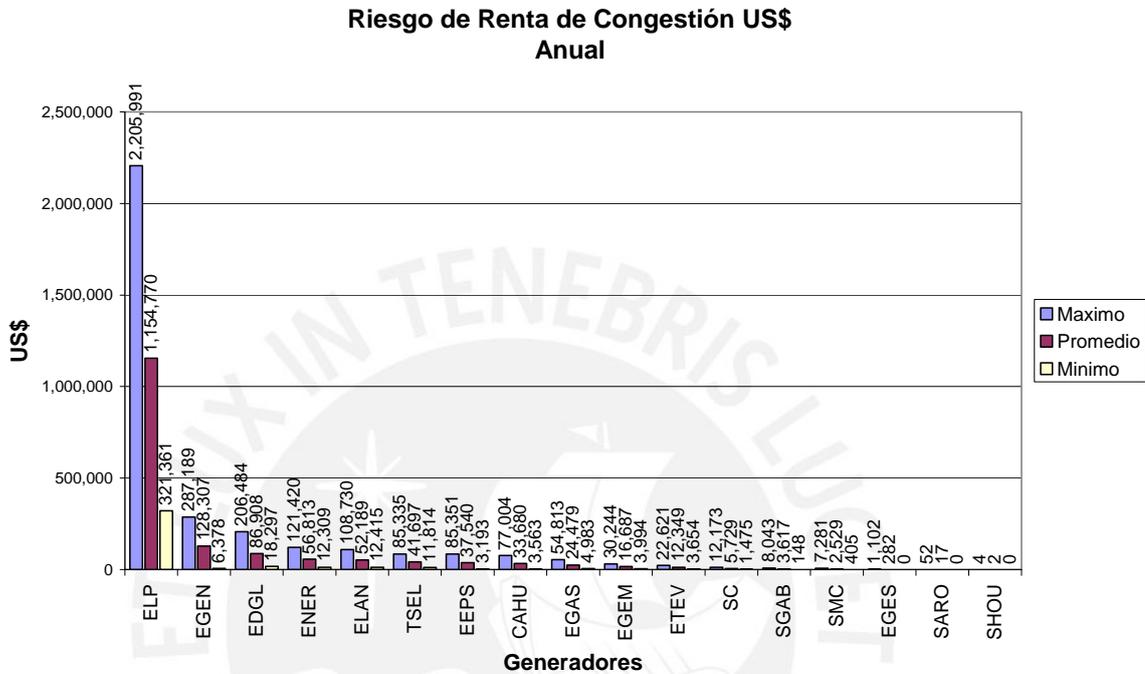
Figura 50
Curva de Rentas de Congestión – Anual



Con base al cuadro anterior, se puede concluir que para un periodo anual existe un 50% de probabilidades que las rentas de congestión sean mayores al 50% de la mayor renta de congestión posible y un 67% de probabilidades que las rentas de congestión sean mayores al 33% de dicho mayor valor.

La sumatoria de las rentas de congestión asociadas a cada central generadora se obtiene a partir de la suma ponderada⁴⁸ de los valores de las rentas de congestión de cada mes mostrado en las figuras 46 a 49. Los resultados se muestran en la figura que sigue:

Figura 51
Riesgo de Renta de Congestión – Anual



Se puede observar que para un periodo anual, la suma de los mayores riesgos por rentas de congestión alcanzan US\$ 3 313 835, la suma de los riesgos promedio ascienden a US\$ 1 657 595, y la suma de los menores riesgos ascienden a US\$ 403 989. Cabe recordar que, de acuerdo a los resultados mostrados en la Figura 50, existe un 50% de probabilidad de que el monto de este riesgo sea mayor que el 50% del valor mayor, es decir, mayor que US\$ 1 656 918, y un 67% de que las rentas de congestión sean mayores al 33% del valor mayor, es decir, mayores que US\$ 1 104 612.

Por otro lado, a fin de de evaluar el orden de magnitud de estos resultados, se han comparado con la utilidad neta del mercado de generación. Si se toma en cuenta que la utilidad neta del sector generación para el periodo 2006 asciende a 274,5⁴⁹ millones de US\$, los riesgos máximos por rentas de congestión representan el 1,2% de las utilidades

⁴⁸ Las rentas de congestión de cada mes se pondera por tres dado que cada uno es representativo de un trimestre del año.

⁴⁹ De acuerdo al anuario estadístico de 2006, publicado por OSINERGMIN, las utilidades netas de las empresas de generación ascienden a 883 millones de S/., los cuales al tipo de cambio de 31 de diciembre de 2006 igual a 3,216, equivalen a 274,5 millones de US\$

netas del sector generación, mientras con un 50% de probabilidad los riesgos por rentas de congestión serían mayores al 0,6% de las utilidades netas del sector generación y con un 67% de probabilidad los riesgos por rentas de congestión serían mayores al 0,4% de las utilidades netas del sector generación.

Cabe señalar que los valores mostrados en los párrafos anteriores corresponden a una condición en la que el sistema está diseñado adecuadamente, es decir no falta capacidad estructural del sistema, a pesar que en la actualidad nuestro sistema tiene deficiencias estructurales; es decir, se requiere implementar infraestructura en el sector transmisión. Si se consideraría esta condición de deficiencia estructural resultarían valores demasiado optimistas⁵⁰, ya que el actual marco regulatorio contienen señales que incentivan la construcción de nuevas instalaciones de transmisión a través de un Plan de Transmisión, el cual se elaborará cada 2 años. Por ello, es de esperar que con la construcción de las instalaciones del Plan de Transmisión, se superaran las deficiencias estructurales del sistema de transmisión en un horizonte de mediano plazo, aproximadamente hasta el año 2011⁵¹.

Dicho en otros términos, si se implementa un sistema de DFT, los generadores podrían cubrirse contra los riesgos por rentas de congestión hasta los niveles identificados; es decir, los beneficios por la implementación de un sistema de DFT representaría, con un 4,2% de probabilidad, máximo 1,2% de las utilidades netas de los generadores; con un 50% de probabilidad el beneficio sería mayor al 0,6% de las utilidades netas y; con un 67% de probabilidad sería mayor al 0,4% de las utilidades netas de los generadores.

⁵⁰ Las rentas de congestión si se tendría en cuenta que las deficiencias estructurales del sistema actual de transmisión (2006) permanecerían siempre, representan como máximo el 3,1% de las utilidades netas del sector generación, el riesgo menor representa el 0,8%, mientras que se tendría un 50% de probabilidad que las rentas de congestión superen el 1,6% de las utilidades netas y un 67% de probabilidad que los riesgos por rentas de congestión superen el 1,0% de tales utilidades.

⁵¹ Hasta la fecha de edición del presente trabajo se ha adjudicado la buena pro para la construcción de la línea Carhuamayo – Paragsha – Conococha – Huallanca – Cajamarca – Corona – Carhuaquero, las líneas Chilca- La Planicie – Zapallal, Mantaro – Caraveli – Montalvo y MachuPicchu – Cotaruse, todas pertenecientes al Plan Transitorio de Transmisión.

5.7.3 Significado de la aplicación de los Derechos Financieros

Conforme se mencionó en la sección 4.2.4.4, en un sistema de precios nodales los agentes enfrentan el riesgo de pagar montos no previstos debido a la ocurrencia de congestión en el sistema de transmisión.

En ese orden de ideas, si el modelo de mercado no incluye un mecanismo que mitigue este riesgo, los agentes enfrentarán incertidumbre en la evaluación de sus flujos de ingresos y egresos. Naturalmente esto conlleva a que los agentes adopten medidas independientes, tales como elevar los precios de sus ofertas en las licitaciones de energía para el mercado regulado, o incluyan cláusulas contractuales que trasladan explícitamente este riesgo a los clientes libres.

Estas soluciones independientes son ineficientes ya que, por un lado se trasladan, a los clientes regulados, sobrepuestos que a opinión de cada generador les permita cubrir los riesgos de la congestión. Es de esperar que esos sobrepuestos sean mayores a los realmente necesitados. Por otro, lado al trasladar todos los riesgos de congestión a los clientes libres, los generadores estarían cobrando rentas adicionales y no tendrían incentivos para participar en el alivio de las congestiones y por el contrario tendrían todos los incentivos para no colaborar con su alivio.

Al aplicarse un sistema de DFT, los generadores no tendrían que estimar, previamente a la suscripción, los costos de congestión para internalizarlos en sus contratos. Lo que sucedería cuando se presentasen estas congestiones, es que dichos costos se trasladarían a aquellos que poseen los derechos de congestión correspondiente. Si un generador actuó diligentemente debería poseer los DFT que los protejan contra las congestiones, es decir debería poseer los DFT entre el punto donde inyecta y el punto de retiro de su cliente.

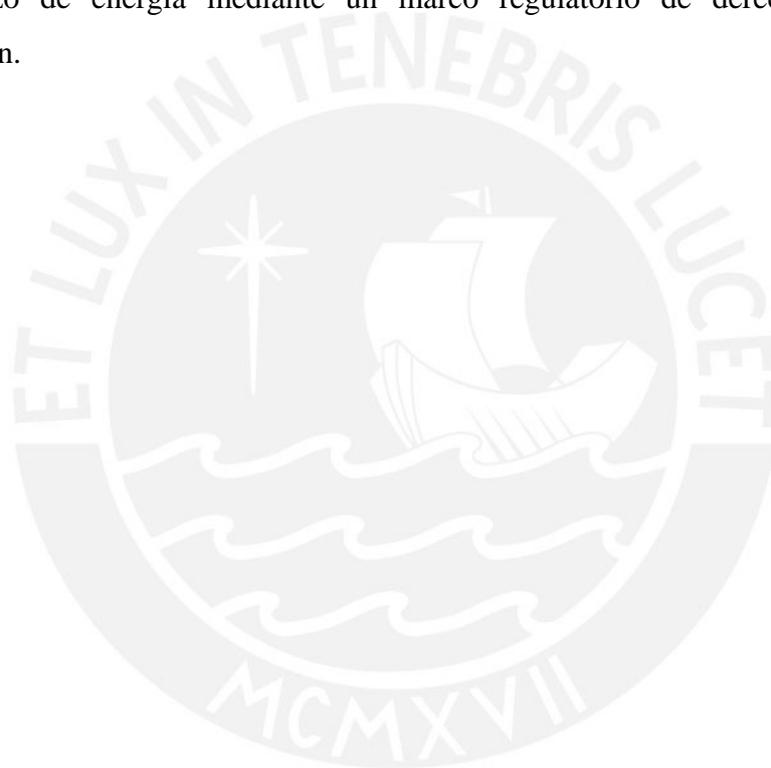
Ello no solo significa que el agente generador no pagaría ni cobraría un monto adicional al que realizaría por aplicación de su contrato, sino que además se eliminarían las ineficiencias que se derivan al tratar de determinar, ex-ante, el costo de las congestiones y que terminan pagando los consumidores.

Es preciso resaltar, que el efecto más importante no es el pago al generador o a la demanda por los DFT que posea, sino la disminución en la volatilidad de precios, lo cual justamente

da la señal de estabilidad y cobertura de riesgos para lograr la participación de una mayor cantidad de agentes en el mercado de energía.

El efecto más rápido de este mecanismo sería la disminución de los sobrepuestos en los contratos de largo plazo y en los contratos de clientes libres; en consecuencia, se lograría un mercado de energía eléctrica con un desempeño más eficiente.

Por tal motivo, y teniendo en cuenta los niveles de incertidumbre que enfrentarían los generadores, conforme se han dimensionado en los numerales 5.7.1 y 5.7.2 anteriores, se ha identificado que es necesario complementar el actual modelo de licitaciones y contratos de largo plazo de energía mediante un marco regulatorio de derechos financieros de transmisión.



Capítulo 6 Sobre la Implementación del Sistema de DFT

En este capítulo se identifican los aspectos institucionales y estratégicos para la implementación de un sistema DFT. Así mismo, se realiza un estimado de su costo de implementación, se comparara con los beneficios y se analiza su viabilidad.

6.1 Revisión del Marco Normativo Institucional

De acuerdo al marco regulatorio institucional, el sector eléctrico, está conformado principalmente por las siguientes instituciones:

- Ministerio de Energía y Minas: Es el órgano rector que emite y dirige las políticas en el sector minero - energético incluido el sector electricidad. Es el responsable de promover y/o aprobar las normas y reglamentos que completan el marco regulatorio establecidos por la Ley 28832 y la LCE.
- OSINERGMIN: Es el organismo regulador de las actividades de electricidad, hidrocarburos y minería. Específicamente en el sector eléctrico se encarga de supervisar la calidad del servicio que brindan las empresas y la operación del COES, establecer las tarifas y compensaciones para las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad; y establecer las normas complementarias necesarias.
- COES: Es el operador del sistema eléctrico y tiene por finalidad coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificando el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo.

Por otro lado, se debe tomar en cuenta que mediante la Ley 28832 se introdujeron varios cambios importantes en el diseño de mercado del sector eléctrico. Entre ellos se destacan: 1) un sistema de contratos de mediano y largo plazo adjudicados mediante subastas

públicas para el suministro de energía eléctrica a los distribuidores⁵². En estas subastas el factor de competencia es el precio ponderado de la energía. 2) un sistema de costos marginales de corto plazo para las transacciones en el mercado de corto plazo⁵³, 3) una señal para que los precios nodales de energía incluyan las restricciones de capacidad en la transmisión⁵⁴, y 4) la expansión de la infraestructura de transmisión eléctrica mediante Planes de Transmisión elaborados cada 2 años.

Del mismo modo, de acuerdo a este nuevo marco regulatorio, de los cuatro aspectos mencionados, las empresas distribuidoras son las encargadas de la conducción de las subastas para el abastecimiento de energía⁵⁵; mientras que es responsabilidad del COES, entre otros aspectos, la administración del mercado de corto plazo, el cálculo de los costos marginales de corto plazo y la elaboración del Plan de Transmisión⁵⁶.

⁵² Numeral 4.1 de la Ley 28832 [[2]]: El abastecimiento oportuno y eficiente de energía eléctrica para el mercado regulado se asegurará mediante Licitaciones que resulten en contratos de suministro de electricidad de largo plazo con Precios Firmes que serán trasladados a los Usuarios Regulados. El proceso de Licitación será llevado a cabo con la anticipación necesaria para facilitar y promover el desarrollo de nuevas inversiones en generación, aprovechar las economías de escala, promover la competencia por el mercado y asegurar el abastecimiento del mercado regulado.

⁵³ Numeral 11.2 de la Ley 28832 [[2]]: La compra y venta de energía en el Mercado de Corto Plazo se efectúa en función a los Costos Marginales de Corto Plazo nodales.

⁵⁴ Artículo 48 de la LCE [[3]] modificado por la Ley 28832: Los factores nodales de energía se calcularán considerando las pérdidas marginales y la capacidad del sistema de transmisión.

⁵⁵ Artículo 5 de la Ley 28832 [[2]]: Plazo para iniciar el proceso de Licitación:

5.1 Es obligación del Distribuidor iniciar un proceso de Licitación con una anticipación mínima de tres (3) años, a fin de evitar que la demanda de sus Usuarios Regulados quede sin cobertura de contratos.

5.2 El Distribuidor podrá iniciar Licitaciones con una anticipación menor a tres (3) años por una cantidad no mayor al diez por ciento (10%) de la demanda total de sus Usuarios Regulados, a fin de cubrir las desviaciones que se produzcan en sus proyecciones de demanda. En estos casos OSINERG aprobará los plazos contractuales correspondientes a propuesta del Distribuidor.

⁵⁶ Artículo 13 de la Ley 28832 [[2]].- Funciones de interés público

El COES tiene a su cargo las siguientes funciones de interés público:

- a) Elaborar la propuesta del Plan de Transmisión para su aprobación por el Ministerio;
- b) Elaborar los procedimientos en materia de operación del SEIN y administración del Mercado de Corto Plazo, para su aprobación por OSINERG;
- c) Asegurar el acceso oportuno y adecuado de los interesados a la información sobre la operación del SEIN, la planificación del sistema de transmisión y la administración del Mercado de Corto Plazo;

....

Artículo 14 de la Ley 28832 [[2]].- Funciones operativas

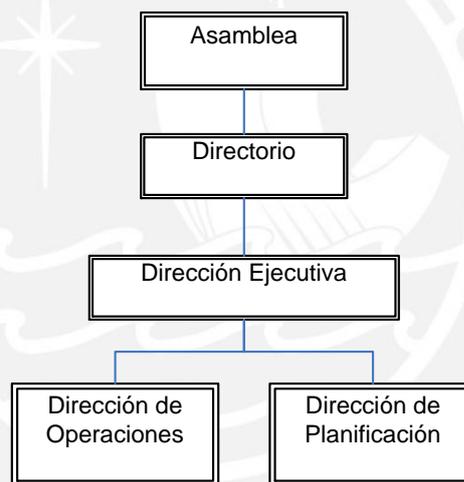
El COES tiene a su cargo las siguientes funciones:

- a) Desarrollar los programas de operación de corto, mediano y largo plazo, así como disponer y supervisar su ejecución;
- b) Programar y coordinar el mantenimiento mayor de las instalaciones de generación y transmisión;
- c) Coordinar la operación en tiempo real del SEIN;
- d) Coordinar la operación de los enlaces internacionales y administrar las TIE;
- e) Calcular los costos marginales de corto plazo del sistema eléctrico;
- f) Calcular la potencia y energía firmes de cada una de las unidades generadoras;
- g) Determinar y valorizar las Transferencias de potencia y energía entre los Agentes integrantes del COES;
- h) Administrar el Mercado de Corto Plazo;

....

Para el cumplimiento de estas nuevas actividades, la Ley 28832 ha dispuesto la reorganización del COES a fin de que los órganos de gobierno del COES este conformado por la Asamblea, el Directorio y la Dirección Ejecutiva. Es de resaltar que la Asamblea está integrada por los agentes del sistema agrupados en cuatro subcomités (generadores, distribuidores, transmisores y usuarios libres). Los miembros del Directorio son 5, 4 en representación de los subcomités y uno elegido por la Asamblea que lo presidirá, son nombrados y removidos por la Asamblea por un periodo de 5 años. Por otro lado, la Dirección ejecutiva esta conformada por la Dirección de Operaciones y la Dirección de Planificación de Transmisión. Así mismo, el Director Ejecutivo es seleccionado por el Directorio. La figura siguiente ilustra la organización del COES establecida por la Ley 28832:

Figura 52
Organización del COES definido en la Ley 28832



Es de resaltar que estas nuevas responsabilidades asignadas al COES resultan similares a las asignadas a los Operadores Independientes del Sistema (ISO) y a las Organizaciones Regionales de Transmisión (RTO) que forman parte del mercado estándar (DME) establecido por la FERC. En efecto PJM (la RTO que abarca los estados de Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia y el Distrito de Columbia), tiene las funciones de operar el mercado mayorista de electricidad, realizar el planeamiento para la expansión de la generación y la transmisión y proveer información del mercado en tiempo

real a los participantes del mercado, así mismo se encarga de administrar el mercado de DFT^{57, 58}.

Cabe destacar también que, de acuerdo al numeral 12.2 de la Ley 28832 el COES es una entidad privada, sin fines de lucro y con personería de Derecho Público. Está conformado por todos los Agentes del SEIN y sus decisiones son de cumplimiento obligatorio por los Agentes.

6.2 Modificaciones necesarias para la implementación del sistema de DFT

6.2.1 Selección de la institución para implementar el sistema de DFT

Un primer aspecto del arreglo institucional vigente y del marco regulatorio establecido mediante la Ley 28832, es que el órgano técnico con conocimiento y acceso a la información en tiempo real del comportamiento del sistema eléctrico es el COES. Un segundo aspecto es que, el diseño de su organización, donde la Asamblea esta conformada por miembros representativos de las diversas fuerzas del mercado (generadores, transmisores, distribuidores y grandes clientes), establece un alto grado de independencia que le permita tomar decisiones con menor riesgo de sesgos hacia algún segmento o agente en particular. Estas dos características, “la capacidad y acceso a la información” y “la independencia en su organización”, son factores favorables para que sea el COES quien administre un sistema de DFT.

Por un lado, la capacidad y acceso a la información, minimiza los costos de transición asociados a la implementación de un sistema de DFT toda vez que, no se tendrían gastos adicionales en personal directivo ni en sistemas de información (SCADA) para la captación de la información, ya que el personal directivo sería el mismo que ha sido concebido para el nuevo COES. Así mismo, se aprovecharía el mismo sistema SCADA y software con que cuente el COES para las funciones de operación de mercado y que resulten aplicables para el sistema DFT.

⁵⁷ Fuente página Web de PJM, www.pjm.com

⁵⁸ Otros RTO e ISO que se encargan de administrar los mercados de DFT en los Estados Unidos son: California ISO (CAISO), Electric Reliability Council of Texas (ERCOT), Southwest Power Pool, Inc. RTO (SPP), Midwest Independent Transmission System Operator, Inc. RTO (MISO), New York Independent System Operator, Inc. (NYISO), New England (ISO-NE)

Por otro lado, la independencia de la institución es un requisito indispensable para la administración del mercado de DFT, toda vez que cualquier sesgo en las decisiones de la institución que se encargue de este sistema, lo conduciría al fracaso. La teoría regulatoria en este aspecto es amplia en señalar que el éxito de todo marco regulatorio debe efectuarse en total independencia, tanto económica como políticamente.

Por las razones mencionadas se concluye que es más conveniente que la administración del sistema de DFT se implemente dentro del nuevo COES conforme ha sido diseñado en la Ley 28832.

6.2.2 Adecuación del marco regulatorio

Como se ha visto en las secciones anteriores, el diseño de la organización del COES y las funciones encargadas a este comité han sido establecidos mediante la Ley 28832. En ese sentido, un primer requisito para cualquier modificación que se necesite efectuar en la organización del COES es que deberá realizarse mediante un dispositivo legal de igual o mayor jerarquía a Ley.

La adecuación del marco regulatorio debe incluir la modificación de las funciones del COES. En ese orden de ideas, se debería agregar a las funciones de interés público establecidas en el Artículo 13 de la Ley 28832, la siguiente:

“Artículo 13.- Funciones de interés público

El COES tiene a su cargo las siguientes funciones de interés público

...

f) Administrar eficientemente la congestión en el sistema de transmisión.”

Por otro lado se deben añadir las siguientes funciones operativas a las ya establecidas en el Artículo 14 de la Ley 28832.

“Artículo 14°.- Funciones operativas

El COES tiene a su cargo las siguientes funciones:

...

- i) Administrar el mercado de Derechos Financieros de Transmisión.
- j) Conducir las subastas de Derechos Financieros de Transmisión.
- k) Mantener y publicar el registro de Derechos Financieros de Transmisión.
- l) Efectuar liquidaciones mensuales de los Derechos Financieros de Transmisión.”

Por otro lado, es necesario también que se agregue un Capítulo en la Ley 28832 que instituya el mercado de DFT, para ello se sugiere el siguiente texto:

“Capítulo Octavo

El Mercado de Derechos Financieros de Transmisión

Artículo 11.- El Mercado de Derechos Financieros de Transmisión

11.1 Se establece el mercado de Derechos Financieros de Transmisión como instrumento para la cobertura de riesgos ocasionados por las congestiones en el sistema de transmisión, dentro del mercado de corto plazo.

11.2 Los Derechos Financieros de Transmisión deberán otorgarse mediante subastas y podrán comercializarse entre agentes a través de un mercado secundario de Derechos Financieros de Transmisión.

11.3. Para la liquidación de los Derechos Financieros de Transmisión deberán emplearse los costos marginales de corto plazo del día previo.

11.4 El reglamento deberá establecer los tipos, los procedimientos de subasta, el mercado secundario; así como la liquidación de los Derechos Financieros de Transmisión.”

Como se puede observar, las propuestas de modificaciones a la Ley están orientadas únicamente a establecer el mercado de DFT y a designar la responsabilidad al COES. Se deja en manos del Reglamento el diseño específico de los detalles de este mercado, esto le otorgaría cierta flexibilidad al sistema. Ello es necesario para este tipo de mercado dado que es nuevo en el sistema peruano y es muy probable que a medida que madure, se requieran realizar los ajustes necesarios que se identifiquen durante su operación. Se debe recordar que, de acuerdo a Hogan 2003 [[18]], es recomendable comenzar con un diseño

simple de mercado de DFT tipo obligación punto a punto dado su mayor simplicidad, para luego evolucionar, en la medida que se necesite, hasta sistemas más complejos en el que existan DFT punto a punto y flowgates tanto del tipo opción y obligación.

6.3 Características Estratégicas del Sistema de DFT

En esta sección se han identificado los aspectos estratégicos que deberían tenerse en cuenta en la elaboración del reglamento de Derechos Financieros de Transmisión. En su elaboración se han tomado en cuenta la bibliografía especializada tanto de autores que han evaluado diversos sistemas de DFT implementados ([27], [28], [30]), así como la información de los propios operadores que administran los sistemas de DFT ([25], [30] y [31]).

Se han identificado los siguientes aspectos estratégicos: Aspectos preliminares previos a la implementación del DFT, Tipos de Derechos Financieros de Transmisión, Procesos de Subastas, Mercado Secundario y Liquidación de Derechos Financieros de Transmisión, Intercambio de Información, cuyas características se proponen a continuación:

- **Aspectos Preliminares**

- Deben elaborarse los reglamentos y manuales técnicos; así como, los sistemas informáticos para el soporte del sistema de DFT.
- Antes que empiece a funcionar el sistema de DFT, es importante que se realicen campañas de difusión del sistema, y rondas de capacitación a los agentes sobre los conceptos de DFTs, su aplicación práctica, y sobre el uso de los sistemas informáticos diseñados para tal fin.

- **Tipos de Derechos Financieros**

De acuerdo con Hogan [[18]], se recomienda implementar inicialmente los DFT tipo punto a punto obligación. En el caso peruano, debido a la naturaleza radial del sistema y al tamaño relativamente reducido del mercado respecto de los mercados en los cuales ya se han aplicado simultáneamente los distintos tipos de DFT, es razonable que en el reglamento se contemple de manera inicial la implementación del sistema de DFT tipo obligación, con la alternativa de implementar en el futuro los demás tipos de DFTs. Para ello, se requiere encargar al operador del sistema

que realice evaluaciones periódicas (recomendable cada 2 años) del mercado a fin de que se determine la viabilidad de implementar los demás tipos de DFT.

▪ **Proceso de Subastas:**

Las subastas son los procesos mediante los cuales se otorgan los títulos de DFT en términos de MW a todos los postores que realicen ofertas por los mismos, previo pago de los montos ofertados. Los aspectos estratégicos relacionadas con las subastas son:

○ Periodicidad de las Subastas:

- Anual: En esta etapa se subasta en lo posible el 100% de la cantidad total de DFTs posibles.
- Mensual: Se subasta únicamente la cantidad de DFTs que no pudieron colocarse en la subasta anual y se reasignan los DFT de acuerdo con la evolución de la demanda y generación.

○ Recolección y Validación de Datos:

En cada proceso de adjudicación de DFTs, antes de efectuar las subastas, debe recolectarse y validar la siguiente información para el periodo (anual o mensual): Ubicación (barras del sistema) y cantidad (MW) de las inyecciones al SEIN. Ubicación (barras) y cantidad (MW) de los retiros del SEIN; así como, los datos de demanda histórica y proyectada.

Se debe verificar que las inyecciones estén garantizadas mediante las concesiones de operación de los titulares de las centrales de generación y con contratos de suministro de energía. Para cada unidad de generación, se debe verificar que la máxima potencia requerida por los agentes no exceda su máxima capacidad.

Los procesos se deben iniciar con la debida anticipación a la entrada en vigencia de los DFTs. En ese sentido:

- Para los DFTs anuales: La recolección de datos y su validación debe iniciarse cuatro meses antes del inicio del periodo anual de DFTs.

- Para los DFT mensuales: La recolección de datos y su validación debe iniciarse un mes antes del inicio del periodo mensual de DFTs.
- Ofertas y Adjudicación: El proceso de ofertas y adjudicación debe realizarse con el soporte de un sistema informático, es decir el proceso debe ser electrónico, que permita a los agentes realizar sus ofertas desde sus propias instalaciones dentro de un determinado periodo de tiempo. Este sistema debe tener todas las medidas de seguridad. Los procesos de subastas pueden ser multironda o de una sola ronda.
- Pruebas de Factibilidad Simultánea: En cada proceso de subasta y otorgamiento de DFTs se deben realizar las pruebas de factibilidad simultánea (SFT) con dos objetivos principales: a) Asegurar que la potencias correspondientes a todos los DFTs no excedan los límites de capacidad de los enlaces de transmisión implicados, y b) Asegurar ingresos adecuados bajo condiciones normales del sistema.

El concepto de ingreso adecuado, implica asegurar que el total del monto de rentas de congestión que se recauden con base al mercado de día previo, sean suficientes para que cubrir todos los DFT. Ello no siempre es factible debido a que pueden presentarse contingencias en tiempo real que no fueron previstos en el día previo. En el caso de que esto suceda, los montos que se recauden en exceso se pueden acumular en una cuenta para cubrir los casos en que se recaude en déficit.

- **Asignación de los Montos recolectados en las subastas:**

Existen varias alternativas para distribuir los montos que se recauden como producto de las subastas de DFTs: 1) para ayudar a pagar los costos de transmisión, 2) como subsidio al consumo de energía eléctrica en los sistemas rurales, y 3) para la construcción de infraestructura para ampliar la frontera eléctrica. En todo caso, debe implementarse un sistema para que los resultados de esta asignación sean los más eficientes. En el reglamento se deben especificar el procedimiento para la asignación de estos fondos.

- **Mercado Secundario:**

El mercado secundario debe permitir la comercialización de DFTs de manera bilateral entre los agentes del sistema. Se deben comercializar únicamente los DFTs que fueron otorgados en las subastas anuales y mensuales. Estas transacciones se deben realizar sobre la plataforma electrónica habilitada por el operador, ello con el fin de actualizar la titularidad de los DFTs y consecuentemente los pagos mensuales de los DFTs.

Un aspecto importante que se debe especificar en el Reglamento es que en el mercado secundario no se definen nuevos DFTs.

- **Liquidación de DFTs**

El pago a los titulares de los DFT se debe realizar con periodicidad mensual. El monto que corresponde a cada titular de DFT es la suma de las rentas de congestión horarias producidas durante cada mes, conforme la siguiente ecuación:

$$\text{Pago por DFT} = \text{DFT} (\text{PDAr}^h - \text{PDAi}^h)$$

Donde:

Pago por DFT : Es el pago que le corresponde al titular de DFT por cada hora.

DFT : Es la cantidad de MW que le otorga el DFT a su titular.

PDAi^h : Precio nodal del mercado de día previo en el nodo de inyección especificado en el DFT, para la hora “h”.

PDAr^h : Precio nodal del mercado de día previo en el nodo de retiro especificado en el DFT, para la hora “h”.

Cabe resaltar que los precios nodales del día previo deben determinarse mediante Flujos Óptimos de Potencia Restringidos por Seguridad (Security Constrained Optimal Power Flow). En este tipo de flujo de potencia se consideran la variación horaria de la demanda, los costos de las unidades de generación, los tiempos de arranque de las máquinas el tiempo mínimo de operación de estos generadores, y las restricciones de tipo ambiental e hídrico. Pero lo más importante es que en el cálculo de estos flujos se toman en cuenta las condiciones pronosticadas que

pueden afectar la red de transmisión; estas condiciones pueden ser salidas de generadores e instalaciones de transmisión, el clima, nivel de carga, entre otros.⁵⁹ .

▪ **Intercambio de Información:**

En concordancia con el principio de transparencia, es imprescindible que toda la información del proceso de DFT se soporte sobre un sistema que emplee las últimas tecnologías informáticas a fin de poner a disposición de todos los agentes e interesados toda la información del sistema de DFT. Esta información debe incluir al menos:

- Tipo Instructiva: Manuales, cursos, preguntas más frecuentes, entre otros.
- Datos Técnicos: Bases de datos de barras de inyección y retiro, ubicación tensión, potencia, energía. Información del sistema eléctrico.
- Registro de DFTs: adjudicados: titulares, cantidad de DFTs, vigencia del título, montos de oferta.

6.4 Costos Aproximados de Implementación

La implementación del sistema DFT, comprende los gastos iniciales y los gastos anuales, para la estimación de estos gastos se ha tomado en cuenta el método de costos incrementales. Es decir, se han incluido únicamente los ítems que actualmente el COES no posee y que, por lo tanto, son necesarios adicionar a su presupuesto. A continuación se describe cómo se estimaron estos costos:

Gastos Iniciales: En este rubro se ha considerado la inversión en hardware y software, así como la capacitación inicial del personal:

▪ **Hardware:**

Se han considerado, servidores, estaciones de trabajo y accesorios:

- Servidores: Se ha tomado en cuenta la adquisición de 8 servidores tipo “blade”, para la estimación del monto se ha tomado en cuenta los resultados

⁵⁹ FERC (2006) Security Constrained Economic Dispatch: Definition, Practices, Issues and Recommendations.

de la licitación pública N° 0002-2007-OSINERGMIN para la “adquisición de servidores de alta disponibilidad para la implementación del portal de contingencias para servicios corporativos”. De acuerdo a ello el monto de estos servidores estaría en el orden de US\$ 95 000.

- Estaciones de Trabajo: Se han considerado 4 estaciones de trabajo para el personal que se encargará de administrar el sistema de DFT, cada estación a un costo unitario estimado de US\$ 2 000 (este monto está en el orden de los costos del mercado local), que hacen un total de US\$ 8 000.
- Red y Accesorios: Adicionalmente se ha considerado una provisión igual al 10% del costo de hardware, para los equipos complementarios de red y demás accesorios necesarios para la conexión y operación de los servidores y estaciones de trabajo, este rubro asciende a la suma de US\$ 10 300.

▪ Software

Se han considerado tres tipos de herramientas informáticas: sistema de simulación del sistema, sistema de intercambio de información, y sistema de subastas.

- Simulador del Sistema: Se ha tomado como referencia el costo del programa comercial PowerWorld dado que este ha sido diseñado tomando en cuenta las especificaciones del diseño estándar de mercado de la FERC, y contiene el módulo de flujo óptimo de con restricciones de seguridad. Se han incluido dos licencias, que ascienden en total a US\$ 47 600.
- Sistema de Información: Este sistema es el que se encarga de administrar el ingreso y salida de toda la información relacionada con el sistema de DFT, su diseño es ad-hoc, debe funcionar con interfaces en entorno Web, y con soporte en bases de datos ya adquiridas por el operador. Se estima en US\$ 10 000.
- Sistema de Subastas: Este es el sistema sobre el cual se soportarán los procesos de subastas, debe permitir la administración de las ofertas, del otorgamiento de DFTs, de las liquidaciones de DFTs y del registro histórico de títulos, precios y liquidaciones de DFT. Este es un sistema ad-hoc y se estima en US\$ 50 000.

▪ Capacitación

Se considera la capacitación del personal para la operación del sistema en su presupuesto se ha incluido la participación de un experto internacional en la modalidad “in-house” durante un mes, estimado en US 8 000, al cual se han añadido los costos de transporte y estadía (US\$ 3 000); así como, el material bibliográfico y ambiente, mobiliarios y equipos para la capacitación (US\$ 1 000). En total este rubro asciende a US\$ 12 000.

En resumen, el monto total de inversión inicial asciende US\$ 232 900. Por otro lado, con el fin de hallar el costo anual total se estima que estos costos iniciales se deprecian en 5 años por lo que la alícuota anual asciende a US\$ 46 580. En el cuadro siguiente se resume el presupuesto de inversión inicial

Cuadro 17
Gastos Iniciales para implementar División de DFT

	Unid	Cantidad	P.U. US\$	Total US\$
Hardware				
Servidores (Solución 8 Servidores Blade)	Glob	1	95 000	95 000
Estaciones de Trabajo	Und	4	2 000	8 000
Red y Accesorios	%	10%	107 000	10 300
Software				
Simulador del sistema	Und	1	61 880	47 600
Sistema de Información	Und	1	10 000	10 000
Sistema de subastas	Und	1	50 000	50 000
Capacitación				
Capacitación en sistema DFT	persona	4	3 000	12 000
TOTAL INVERSION INICIAL				232 900
Alícuota Anual Depreciación en 5 años				5 46 580

Gastos Anuales: En este rubro se ha considerado los gastos en remuneración de personal; así como, todos los demás gastos no personales necesarios para el cumplimiento de las funciones de la división encargada de la administración del sistema de DFTs.

▪ Personal

Se ha considerado un jefe de división, un especialista en subastas, un especialista para liquidación mensual y un administrador de los sistemas informáticos. Se ha empleado los costos de personal promedios de mercado que emplea el

OSINERGMIN⁶⁰ para la determinación de los costos de operación y mantenimiento del Sistema Principal de Transmisión, estos incluyen los costos por beneficios y gratificaciones. En total el presupuesto anual del personal asciende a US\$ 227 016, conforme se detalla a continuación:

Cuadro 18
Gastos de Personal de la División de DFT

Cargo	Und	Anual US\$
Jefe de División	Año	71 685
Especialista en Subastas	Año	51 777
Especialista para Liquidación mensual	Año	51 777
Administrador de los sistemas informáticos	Año	51 777
Total Costo de Personal		227 016

▪ **Gastos no Personales**

Estos gastos incluyen alquiler de oficina, útiles de oficina, servicios de agua, energía y teléfono, mantenimiento de local, consumibles, mantenimiento de software y hardware, servicios prestados por terceros, entre otros, que permiten cumplir con las funciones encargadas a la división de DFT. El costo de este rubro se ha determinado como un porcentaje del costo de personal, este porcentaje se ha calculado sobre la base del detalle de los gastos de administración reportados por el COES en su memoria anual del año 2006. De acuerdo a ello los costos no personales equivalen a un 88,6% del costo de personal, lo que equivale a un total de US\$ 201 162

Resumen de Gastos: En el cuadro siguiente se muestran los costos iniciales y los gastos anuales totales:

Cuadro 19
Resumen del Presupuesto de la División de DFT

RESUMEN DE PRESUPUESTO	US\$
Inversión Inicial	232 900
Costo Anual	
Alícuota de de inversión inicial	46 580
Personal	227 016
Gastos No Personales	201 162
Total Costo Anual	474 758

⁶⁰ Empleadas en la fijación de Tarifas en Barra año 2008, estos costos son promedios de encuestas especializadas de costos de personal de las empresas del sector eléctrico

En resumen el gasto anual incluida la alícuota del gasto inicial se estima asciende a US\$ 474 758

Si se compara este presupuesto anual, con los riesgos de rentas de congestión calculados para el año 2006, se observa que representa el 14% del mayor monto probable de tales rentas, así mismo, es mayor en 18% que el menor monto probable. Por otro lado, con un 50% de probabilidad el presupuesto anual será inferior al 29% de las rentas de congestión, así mismo, con un 67% de probabilidad el presupuesto será inferior al 43% de las rentas de congestión. Estos porcentajes serán menores a medida que la demanda aumente, en otras palabras los costos serían menores que los costos como se ve en la siguiente sección.

6.5 Condiciones de Viabilidad

Beneficios de implementar el sistema de DFT.

Como se ha mencionado en los capítulos anteriores, el principal objetivo de un sistema de DFT es la cobertura contra los riesgos por la variación de los precios que se producen durante las congestiones, y en el caso del presente trabajo, específicamente en las congestiones de largo plazo. En ese sentido, **el primer beneficio derivado de la implementación de este sistema es la magnitud de riesgo reducido**, entendiéndose por esto a la magnitud de rentas de congestión que se dejarían de perder gracias a la implementación de este sistema.

Beneficios para Agentes en Particular

Como consecuencia de la reducción del riesgo se obtienen otros beneficios tanto para los agentes de manera individual como para el mercado en conjunto. En cuanto a los beneficios que observan los agentes, se encuentra la posibilidad que accedan a los mercados financieros o que se reduzcan los costos de financiamiento; ello debido a que con un sistema de DFT se disminuye o hasta se elimina la volatilidad en los flujos de los agentes, siendo que la volatilidad es la base para valorar todos los instrumentos financieros⁶¹.

⁶¹ Jonathan A. Lesser, PhD and Leonardo R. Giacchino, PhD. “Fundamentals of Energy Regulation”, páginas 236 – 238.

Beneficios para el Mercado

- Aporta al desarrollo de un mercado competitivo, como consecuencia:
- Reduce los precios a usuarios mayores siempre y cuando se trasladen esas ganancias, y.
- Proporciona señales para nueva generación y transmisión

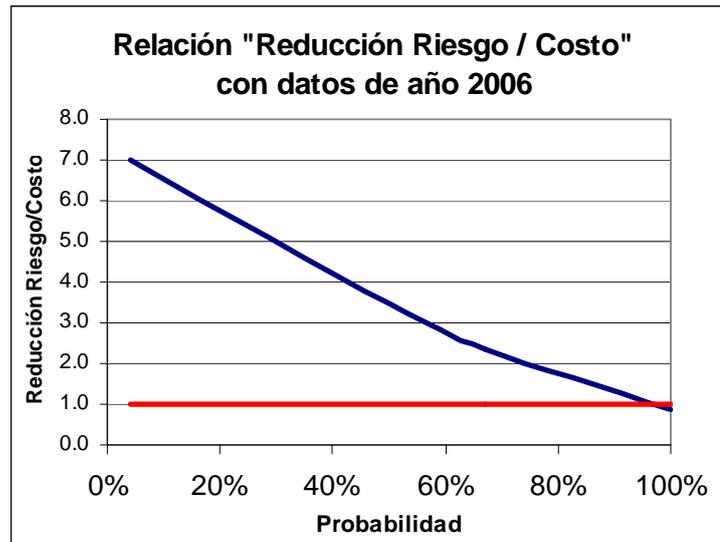
En consecuencia se tienen **dos tipos de beneficios, unos de naturaleza directa** como es la reducción del riesgo y otros **indirectos o intangibles**. Para efectos de la evaluación de las condiciones de viabilidad se han tomado en cuenta únicamente los **beneficios directos**, (reducción de riesgo), en el sentido que si la relación de la “reducción de riesgo / costo” es superior o cercano a 1, significa que el sistema DFT puede ser viable.

Cuadro 20
Relación de “Reducción de Riesgo / Costo” del Sistema DFT – 2006

Reducción de Riesgo Anual		Costo Anual US\$	Relación “Reducción de Riesgo/Costo”
Monto US\$	Probabilidad de Ocurrencia %		
3 313 835	4,2%	474 758	7,0
1 656 918	50,0%	474 758	3,5
1 104 612	67,0%	474 758	2,3
403 989	100,0%	474 758	0,9

En el cuadro anterior, los valores de la columna “Monto US\$” y “Probabilidad de Ocurrencia %”, corresponden a los montos anuales de riesgo por rentas de congestión en la transmisión que enfrentan los generadores y su probabilidad de ocurrencia, conforme se presentaron en el numeral 5.7.2 anterior. Por su parte, la columna “Costo Anual US\$” muestra el costo anual que representa el sistema DFT y que fue determinado en el numeral 6.4. precedente. Por ejemplo: con la información del año 2006 se tiene un 50% de probabilidad que el monto de las rentas de congestión de corto plazo que se podrían evitar con el sistema DFT sea mayor que US\$ 1 656 918, monto 3,5 veces mayor que el costo de implementar dicho sistema.

Figura 53
Relación de “Reducción de Riesgo / Costo” del Sistema DFT – 2006



La figura anterior corresponde a los relaciones beneficio / costo versus su probabilidad de ocurrencia. En general se observa que, la relación de “reducción de riesgo / costo” con los datos del año 2006, es mayor que 1 con casi 100% de probabilidad.

Por otro lado, se ha estimado la relación, “reducción de riesgo / costo” para el año 2008, para ello se ha realizado una sensibilidad de las rentas de congestión con los datos de demanda proyectados para este año⁶². En ese sentido, si se considera una evolución de la demanda igual al 16%⁶³ desde el año 2006 hasta el año 2008, la relación de “reducción de riesgo / costo” sería la siguiente:

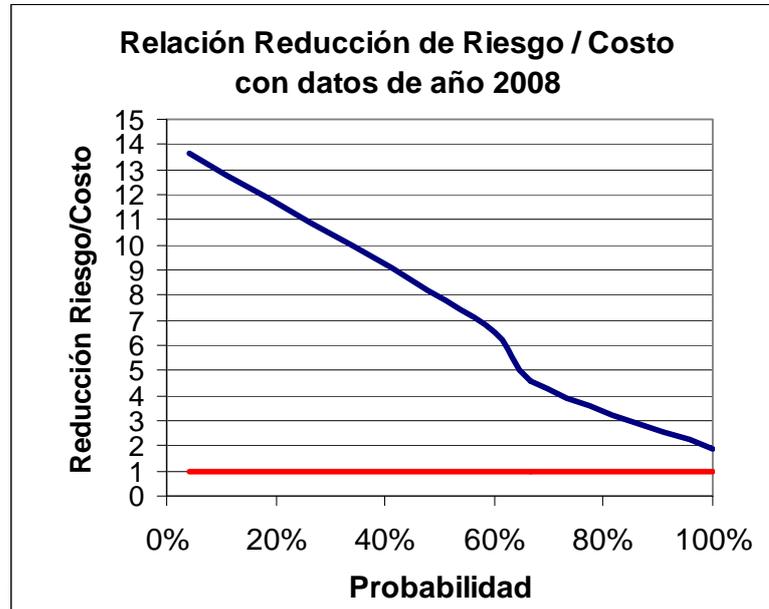
Cuadro 21
Relación de “Reducción de Riesgo / Costo” del Sistema DFT – 2008

Reducción de Riesgo Anual		Costo Anual US\$	Relación Reducción de Riesgo/Costo
Monto US\$	Probabilidad de Ocurrencia %		
6 465 115	4,2%	474 758	13,62
3 232 558	58%	474 758	6,81
2 155 038	67%	474 758	4,54
881 076	100.0%	474 758	1,86

⁶² En el Apéndice G se muestran los resultados de la sensibilidad de rentas de congestión con la demanda del año 2008.

⁶³ El porcentaje de 16% corresponde al porcentaje de crecimiento de 10,5% en el año 2007 respecto a 2006 reportado en el anuario estadístico del COES y el estimado de crecimiento de 5,5% en el año 2008 respecto del año 2007 considerado en la fijación de Tarifas en Barra del año 2008.

Figura 54
Relación de “Reducción de Riesgo / Costo” del Sistema DFT –2008



Como se puede ver en este caso la relación de beneficio / costo es mayor que 1,8 con 100% de probabilidad, es mayor que 4,4 con 67% de probabilidad, es mayor que 6,8 con 58% de probabilidad y es mayor que 13 con 4,2% de probabilidad.

En consecuencia, se puede concluir que existen evidencias para afirmar que si se implementa el sistema de DFT, la reducción del riesgo ocasionado por las congestiones en la red de transmisión eléctrica sería mayor que el costo asociado a dicho sistema.

Capítulo 7 Conclusiones y Recomendaciones

Con base al análisis efectuado sí es viable e implementable la aplicación del sistema de Derechos Financieros de Transmisión en el Perú.

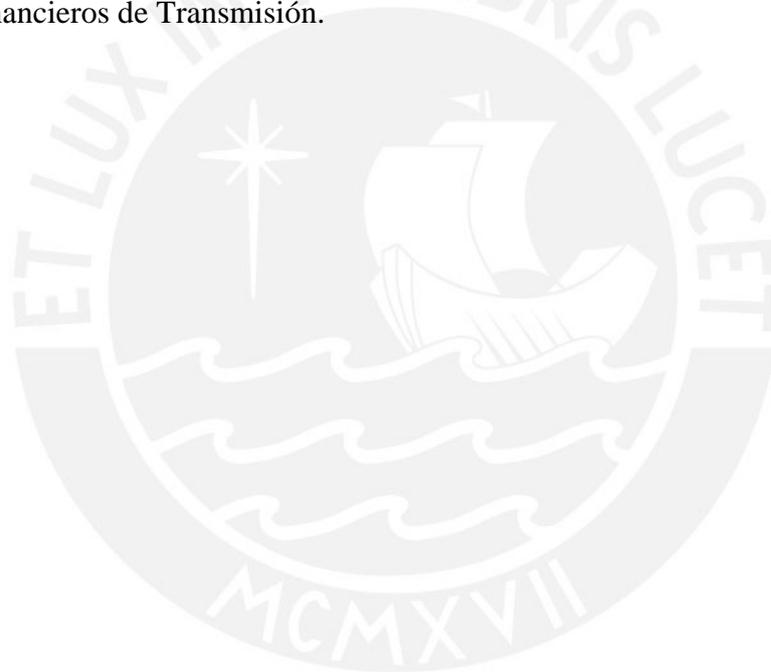
Así mismo, durante el desarrollo del trabajo de tesis, se han identificado los siguientes aspectos relevantes:

- En un mercado eléctrico basado en precios marginales locales, como el que se ha implementado en el Perú, uno de los principales problemas que se debe enfrentar es el manejo del riesgo de incrementos del costo de la transmisión debido a congestiones inesperadas en la red.
- Conforme se manifestó en la parte introductoria, a partir del desarrollo del marco conceptual y de la experiencia en los diferentes mercados con diseños basados en precios marginales locales, se ha encontrado que la creación de derechos financieros de transmisión constituyen un mecanismo que otorga cobertura a los agentes del mercado contra los riesgos derivados de las congestiones de transmisión, lo cual le brinda sostenibilidad a los mercados.
- Además de sostenibilidad, se halló que el sistema de derechos financieros de transmisión mejoran la eficiencia de los mercados ya que permiten que en las licitaciones para el suministro de energía en largo plazo los agentes no necesiten estimar ex-ante los costos del riesgo por congestión de transmisión, y tener que incorporar un riesgo adicional a los asociados a la estimación de la demanda y precios para un largo plazo futuro.
- Se encontró que el sistema de DFT puede ser usado posteriormente como un mecanismo que permita recaudar ingresos para las futuras inversiones en transmisión, no obstante, la presente tesis se ha enfocado en analizar la viabilidad económica de los DFT como mecanismo de cobertura contra los riesgos de congestión en la red, y no trata de su posible aplicación como mecanismo de

expansión del sistema, debido a que en el Perú este problema se ha enfrentado mediante la planificación centralizada de la expansión a través de un Plan de Transmisión que se elabora cada dos años.

- Debido a que el diseño de mercado eléctrico peruano se basa en contratos de energía de largo plazo y en un sistema de precios marginales locales, se encontró que el Sistema de Derechos Financieros de Transmisión es un mecanismo importante que complementa el diseño de mercado eléctrico peruano vigente al proporcionar cobertura contra los riesgos de volatilidad de precios nodales debido a las congestión en el sistema de transmisión.
- Con base a simulaciones del comportamiento del sistema eléctrico peruano, se ha encontrado que al aplicarse un sistema de Derechos Financieros de Transmisión al sistema eléctrico peruano, con la demanda del año 2006, resultarían valores positivos en la reducción del riesgo que enfrentan los agentes del sistema debido a las congestiones de corto plazo en la transmisión, del orden de US\$ 403 989 anuales con un 100% de probabilidad y con un valor máximo de US\$ 3 313 835 anuales en los escenarios más críticos.
- Al efectuarse un análisis de sensibilidad con la demanda proyectada para el año 2008, se encontró que al aplicarse un sistema de Derechos Financieros de Transmisión, los montos de la reducción del riesgo de los agentes del sistema serían superiores a US\$ 881 076 anuales con un 100% de probabilidad y con un valor máximo de US\$ de 6 465 115.
- Por otro lado, con base a simulaciones en diversos escenarios de hidrología y precios de combustible, se ha encontrado que las valorizaciones de los Derechos Financieros de Transmisión no son notablemente sensibles a la variación de escenarios hidrológicos o de precios para una determinada contingencia. Así mismo, las empresas alejadas de la zona centro del país, principalmente hacia el norte del país son las que sufragan las mayores rentas de congestión.
- Se ha encontrado que el costo anual de implementar este sistema que incluye personal, equipos, software y gastos no personales, ascienden aproximadamente a US\$ 500 000.

- Se ha verificado que la reducción de los riesgos de congestión al implementar un sistema de Derechos Financieros de Transmisión son mayores que los costos asociados a este sistema y con un 100% de probabilidad que la relación “reducción de los riesgos / costo” sea mayor a 1,8 con la demanda del año 2008.
- Para implementar un Sistema de Derechos Financieros de Transmisión se requiere realizar modificaciones en el actual marco regulatorio, específicamente en la Ley N° 28832 y su reglamento, tales como la implementación de un mercado de corto plazo conforme esta previsto en la mencionada Ley.
- Con base a la revisión del marco institucional y al diseño de marco regulatorio, se recomienda que se delegue al COES la administración del sistema de Derechos Financieros de Transmisión.



BIBLIOGRAFIA

SECTOR ELECTRICO PERUANO

- [1] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional - COES-SINAC, “página Web <http://www.coes.org.pe>”.
- [2] Ley 28832, “*Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica*”.
- [3] Decreto Ley 25844, (Nov. 1992), “*Ley de Concesiones Eléctricas y sus modificatorias*”.
- [4] Decreto Supremo N° 009-93-EM, (Feb. 1993). “*Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas y sus modificatorias*”.
- [5] Ministerio de Energía y Minas, Electricidad, “página Web <http://www.minem.gob.pe/electricidad/index.asp>”.
- [6] Organismo Supervisor de la Inversión en Energía – OSINERG, “página Web <http://www.osinerg.gob.pe>”.

PROBLEMÁTICA DE LA TRANSMISION

- [7] GALLARDO J., GARCIA R., TAVARA J. (2005), “*Instituciones y Diseño de Mercado en el Sector Eléctrico Peruano: Análisis de la Inversión desde el Enfoque de la Economía Institucional*”.
- [8] OSINERG (2003), “*Revisión del Marco Regulatorio de la Transmisión, Informe Final consultora Proyectos Especiales Pacífico S.A*”.
- [9] OSINERG (2003), “*Marco Regulatorio para Interconexiones Internacionales, Informe Final consultora PA Consulting Services S.A.C*”.
- [10] OSINERG (2005), “*Plan Estratégico para Modernización del Marco Regulatorio Informe Final consultora Mercados Energéticos*”.
- [11] COMISION MEM-OSINERG (2005), “*Proyecto de Ley para el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica. Libro Blanco*”.

SISTEMA DE PRECIOS NODALES Y ZODALES

- [12] HARVEY S. y HOGAN, W. (2000), “*Nodal and Zonal Congestion Management and the Exercise of Market Power*”.
- [13] MENDEZ R. (2002), “*Tarificación de Congestión y Derechos de Transmisión en Mercados Eléctricos*” Tesis Pontificia Universidad Católica de Chile.
- [14] STOFT S. (2002), “*Power System Economics*”. Capítulos 3 y 5.
- [15] ROTHWELL, G. y GOMEZ, T. (2003), “*Electricity Economics: Regulation and Deregulation*”.

DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSMISION

Formulación

- [16] Comisión Reguladora de Energía, “*Revista Transforma Año I, número 4*”. Mayo de 2002, paginas 3 y 4.
- [17] HOGAN William. (2002), “*Financial Transmission Right Formulations*”. Center for Business and Government John F. Kennedy School of Government. Harvard University.

- [18] HOGAN William (2003), “*Transmission Market Design*”, Center for Business and Government John F. Kennedy School of Government. Harvard University.
- [19] STOFT S. (2002), “*Power System Economics*”, Capítulo 5.

Estudios Teóricos sobre poder de Mercado y DFTs

- [20] HOGAN, W. (2000). “*Market Power in Theory and Practice, Comments on Joskow and Tirole (2000) and Johnsen, Verma and Wolfram (1999)*”, POWER Conference, University of California, Berkeley, Berkeley, CA, March 17.
- [21] JOSKOW P. y TIROLE J. (2001), “*Transmission Rights and Market Power on Electric Power Networks*”.
- [22] JUNJIE SUN. (2005), “*U.S. Financial Transmission Rights: Theory and Practice*”, Department of Economics Iowa State University.
- [23] OREN, S., (1997). “*Economic Inefficiency of Passive Transmission Rights in Congested Electricity Systems with Competitive Generation*”, The Energy Journal, 18(1): 63-83.
- [24] STOFT, S. (1999), “*Financial Transmission Rights Meet Cournot: How TCCs Curb Market Power*”, The Energy Journal, 20(1): 1-4.

Experiencia Empírica

- [25] ISO New England Inc.(2006), “*Financial Transmission Rights M- 06 Revisión 5*”,
- [26] ISO. (2004), “*PJM eFTR Users Guide*”, Revision 2.
- [27] Kristiansen T. (2003), “*Markets for Financial Transmission Rights*”, Norwegian University of Science and Technology, Department of Electrical Power Engineering.
- [28] LYONS, K, H. FRASER, y H. PARMESANO, (2000), “*An Introduction to Financial Transmission Rights*”, Electricity Journal 13(10): 31-37.
- [29] SIDDIQUI A. et all.(2003), “*On the Efficiency of the New York Independent System Operator Market for Transmission Congestion Contracts*”.
- [30] California ISO (2007), “*Presentación Congestion Revenue Rights Allocation & Auction Process*”.
- [31] PJM (2007), “*Manual 06 Financial Transmission Rights. Revisión 10*”.

APLICACIÓN AL CASO PERUANO

Modelos de Simulación del Sistema Peruano

- [32] CAMAC D. y URIBE M. (2000), “*Modelo para la Determinación de Costos Marginales en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional*”. ex-Comisión de Tarifas de Energía.

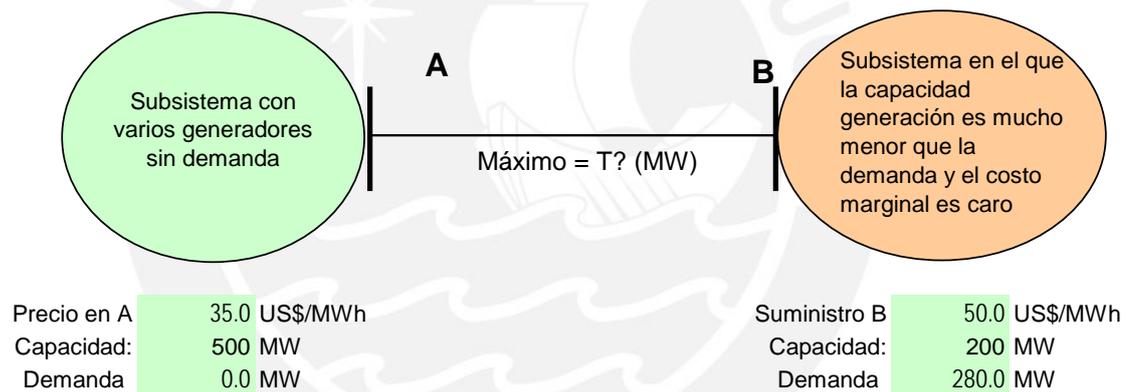
Apéndice A. Ejemplo de Aplicación de Derechos Financieros de Transmisión

En el siguiente ejemplo se muestra lo siguiente:

- Las rentas de congestión que se producen en un sistema congestionado
- La liquidación de ingresos de los agentes propietarios de DFT.

El sistema analizado:

Para el ejemplo se emplea un sistema de dos barras que se muestra en la figura siguiente, en el cual no se consideran las pérdidas en el sistema de transmisión:



En la Barra A no se conecta demanda pero sí se conectan varios generadores cuyo costo marginal es de 35 US\$/MWh con una capacidad de 500 MW, en la Barra B se conecta una demanda de 280 MW y ciertas generadoras con una capacidad menor que la demanda, 200 MW, con un costo marginal de 50 US\$/MWh. Ambas barras están unidas con una línea de transmisión. Así mismo, el generador en A (GenA) tiene un contrato de suministro con un distribuidor en B a un precio de 35US\$/MWh, para atender usuarios de servicio público, por lo que, en los cálculos GenA debe pagar los retiros en B para atender su contrato.

Caso sin Congestión:

En la primera parte de este ejemplo se muestran los pagos que se efectúan a los generadores cuando en el sistema no existe congestión, estos resultados se detallan en el cuadro siguiente:

Cuadro A-1

Pagos a los Agentes con Derechos Financieros Sin Congestión

Concepto	Agente	Und.	Sin Congestión			
			Día Previo	Tiempo Real	Balance	Total
Límite de Transmisión A-B (T)		MW	300	300	300	
CMgA		US\$/MWh	35,00	35,00	35,00	
CMgB		US\$/MWh	50,00	50,00	50,00	
PrecioA		US\$/MWh	35,00	35,00	35,00	
PrecioB		US\$/MWh	35,00	35,00	35,00	
Retiros						
Demanda en A		MWh	0	0	0	
Demanda en B	GenA	MWh	280	290	10	
Inyecciones						
Gen en A	GenA	MWh	280	290	10	
Gen en B	GenB	MWh	0	0	0	
Cobro a los Agentes por Retiros						
Demanda en A		US\$	0	0	0	0
Demanda en B	GenA	US\$	-9 800	-10 150	-350	-10 150
Total		US\$	-9 800	-10 150	-350	-10 150
Pago a Agentes por Inyección						
Gen en A	GenA	US\$	9 800	10 150	350	10 150
Gen en B	GenB	US\$	0	0	0	0
Total		US\$	9 800	10 150	350	10 150
Rentas de congestión						
Rentas de congestión		US\$	0	0	0	0
Precio de FTR (de A a B)		US\$/MWh	0,00	0,00	0,00	
Valor de FTR total a pagar		US\$	0	0	0	0
Pago de FTR a propietarios						
% FTR que posee A		%	100%	100%	100%	100%
% FTR que posee B		%	0%	0%	0%	0%
Pago a Gen en A por FTR	GenA	US\$	0	0	0	0
Pago a Gen en B por FTR	GenB	US\$	0	0	0	0
Liquidación Mercado Spot						
Saldo de Gen en A sin FTR	GenA	US\$	0	0	0	0
Saldo de Gen en A con FTR	GenA	US\$	0	0	0	0
Saldo de Gen en B sin FTR	GenB	US\$	0	0	0	0
Saldo de Gen en B con FTR	GenB	US\$	0	0	0	0
Contrato de Suministro de Largo Plazo de Gen A en Barra B						
Precio de Contrato		US\$/MWh	35	35	35	
Pago a Gen en A	Gen A	US\$	9 800	10 150	350	10 150
Saldo Total de Agentes						
Gen en A sin FTR	Gen A	US\$	9 800	10 150	350	10 150
Gen en A con FTR	Gen A	US\$	9 800	10 150	350	10 150
Gen en B sin FTR	GenB	US\$	0	0	0	0
Gen en B con FTR	GenB	US\$	0	0	0	0

En el cuadro anterior, se supone que en el mercado de día previo, la demanda en B es de 280 MW y que la capacidad de la línea A-B es de 300 MW. Consecuentemente los

precios marginales en A y en B son 35 US\$/MWh, por lo cual el pago por los retiros en B (sufragado por GenA) asciende a 9 800 US\$, mientras que los pagos a los generadores por las inyecciones serían: 9 800 US\$ para GenA (280 MWh x 35 US\$/MWh) y 0 US\$ para GenB (0 MWh x 35 US\$/MWh). Con ello las rentas de congestión ascienden a 0 US\$ (9 800 – (9 800 + 0)). Dado que no se tienen rentas de congestión no corresponden pagos a los generadores por sus títulos de DFT. Por su parte, el saldo total en el mercado spot de GenA es “cero”, igual a la suma de los ingresos por sus inyecciones menos los pagos por sus retiros (9 800 US\$ – 9 800 US\$). Adicionalmente, GenA recibe el pago del distribuidor en merito a su contrato, igual a 9 800 US\$ (35 US\$/MWh x 280 MWh), con lo cual el saldo total de GenA en el mercado de día previo es de US\$ 9 800.

En la operación real la demanda es de 290 MW en lugar de 280 MW, no obstante, tampoco se produce congestión, por lo que, la única diferencia con la operación del día previo es la valorización de la energía adicional suministrada por GenA (10 MWh) igual a 350 US\$ (10 MWh x 35 US\$/MWh), con lo que el saldo total del GenA, incluidas las operaciones del mercado del día previo y los balances de tiempo real, asciende a US\$ 10 150 (9 800 US\$ + 350 US\$) .

El saldo total del GenB es “cero” dado que no realiza inyecciones en el mercado spot ni tiene contratos de suministro.

Caso con Congestión:

En la segunda parte de este ejemplo se muestran los pagos que se efectúan a los generadores cuando en el sistema se presenta congestión, estos resultados se detallan en el cuadro siguiente:

Cuadro A-2

Pagos a los Agentes con Derechos Financieros Con Congestión

Concepto	Agente	Und	Con Congestión			
			Día Previo	Tiempo Real	Balance	Total
Límite de Transmisión A-B (T)		MW	300	300	300	
CMgA		US\$/MWh	35,00	35,00	35,00	
CMgB		US\$/MWh	50,00	50,00	50,00	
PrecioA		US\$/MWh	35,00	35,00	35,00	
PrecioB		US\$/MWh	50,00	50,00	50,00	
Retiros						
Demanda en A		MWh	0	0	0	
Demanda en B	GenA	MWh	320	340	20	
Inyecciones						

Concepto	Agente	Und	Con Congestión			
			Día Previo	Tiempo Real	Balance	Total
Gen en A	GenA	MWh	300	300	0	
Gen en B	GenB	MWh	20	40	20	
Cobro a los Agentes por Retiros						
Demanda en A		US\$	0	0	0	0
Demanda en B	GenA	US\$	-16 000	-17 000	-1 000	-17 000
Total		US\$	-16 000	-17 000	-1 000	-17 000
Pago a Agentes por Inyección						
Gen en A	GenA	US\$	10 500	10 500	0	10 500
Gen en B	GenB	US\$	1 000	2 000	1 000	2 000
Total		US\$	11 500	12 500	1 000	12 500
Rentas de congestión						
Rentas de congestión		US\$	4 500	4 500	0	4 500
Precio de FTR (de A a B)		US\$/MWh	15,00	15,00	15,00	
Valor de FTR total a pagar		US\$	4 500	4 500	0	4 500
Pago de FTR a propietarios						
% FTR que posee A		%	100%	100%	100%	100%
% FTR que posee B		%	0%	0%	0%	0%
Pago a Gen en A por FTR	GenA	US\$	4 500	4 500	0	4 500
Pago a Gen en B por FTR	GenB	US\$	0	0	0	0
Liquidación Mercado Spot						
Saldo de Gen en A sin FTR	GenA	US\$	-5 500	-6 500	-1 000	-6 500
Saldo de Gen en A con FTR	GenA	US\$	-1 000	-2 000	-1 000	-2 000
Saldo de Gen en B sin FTR	GenB	US\$	1 000	2 000	1 000	2 000
Saldo de Gen en B con FTR	GenB	US\$	1 000	2 000	1 000	2 000
Contrato de Suministro de Largo Plazo de Gen A en Barra B						
Precio de Contrato		US\$/MWh	35	35	35	
Pago a Gen en A	Gen A	US\$	11 200	11 900	700	11 900
Saldo Total de Agentes						
Gen en A sin FTR	Gen A	US\$	5 700	5 400	-300	5 400
Gen en A con FTR	Gen A	US\$	10 200	9 900	-300	9 900
Gen en B sin FTR	GenB	US\$	1 000	2 000	1 000	2 000
Gen en B con FTR	GenB	US\$	1 000	2 000	1 000	2 000

En el cuadro anterior, se supone que en el mercado de día previo, la demanda en B es de 320 MW y que la capacidad de la línea A-B es de 300 MW, consecuentemente al producirse congestión en la línea A-B, los precios marginales en A y en B son 35 US\$/MWh y 50 US\$/MWh, respectivamente. Con estos precios el pago por el retiro en B (sufragado por GenA) asciende a 16 000 US\$, mientras que los pagos a los generadores por las inyecciones, serían 10 500 US\$ para Gen A (300 MWh x 35 US\$/MWh) y 1 000 US\$ para GenB (20 MWh x 50 US\$/MWh). Con ello, las rentas de congestión ascienden a 4 500 US\$ (16 000 – (10 500 + 1 000)). Dado que el 100% de los títulos de DFT corresponden a GenA, este agente recibe el total de las rentas de congestión (US\$ 4 500). Por su parte, el saldo total en el mercado spot de GenA es US\$ –5 500”, igual a la suma de los ingresos por sus inyecciones menos los pagos por sus retiros (10 500 US\$ – 16 000 US\$). Adicionalmente, GenA recibe el pago del distribuidor en merito a su contrato, igual a 11 200 US\$ (35 US\$/MWh x 320 MWh), con lo cual el saldo total de GenA en el mercado

de día previo es de US\$ 10 200; no obstante, si no tendría títulos de DFT su saldo sería de US\$ 5 700.

En la operación real la demanda es 340 MW en lugar de 320 MW, con lo cual se produce mayor congestión, los precios marginales en A y en B son 35 US\$/MWh y 50 US\$/MWh, respectivamente. Con estos precios el pago por el retiro en B (sufragado por GenA) asciende a 17 000 US\$, mientras que los pagos a los generadores por las inyecciones, serían 10 500 US\$ para Gen A (300 MWh x 35 US\$/MWh) y 2 000 US\$ para GenB (40 MWh x 50 US\$/MWh). Con ello, las rentas de congestión ascienden a 4 500 US\$ (17 000 – (10 500 + 2 000)). Dado que el 100% de los títulos de DFT corresponden a GenA, este agente recibe el total de las rentas de congestión (US\$ 4 500). Por su parte, el saldo total en el mercado spot de GenA es US\$ –6 500”, igual a la suma de los ingresos por sus inyecciones menos los pagos por sus retiros (10 500 US\$ – 17 000 US\$). Adicionalmente, GenA recibe el pago del distribuidor en merito a su contrato, igual a 11 900 US\$ (35 US\$/MWh x 340 MWh), con lo cual el saldo total de GenA en el mercado de día previo es de US\$ 9 900; no obstante, si no tendría títulos de DFT su saldo sería de US\$ 5 400.

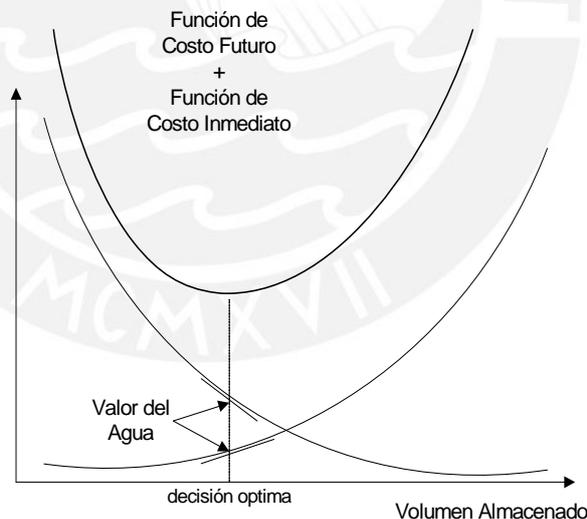
El saldo total del GenB es US\$ 2 000 correspondiente únicamente a la valorización de sus inyecciones en el mercado spot ya que no posee títulos de DFT ni posee contratos de suministro.

En resumen, se puede observar que los FDT son un importante instrumento de cobertura contra los riesgos de congestión en el sistema de transmisión.

Apéndice B. Formulación del Modelo PERSEO

Para la elaboración del presente apéndice se ha tomado en cuenta el Manual Técnico de metodología del Modelo PERSEO.

Conforme a lo mencionado en el referido *manual*, “la operación óptima a mínimo costo total del sistema hidrotérmico corresponde al punto en el cual las derivadas de las funciones de costo inmediato (asociado a los costos de producción de energía térmica en la etapa actual) y futuro (asociado a los costos operativos esperados por generación térmica y los costos de déficit, en etapas posteriores) son iguales (ver figura siguiente). Estas derivadas de las curvas de costos son conocidas como valores del agua, y están asociadas a la economía de la totalidad de combustible desplazado en la actualidad y en el futuro. Como consecuencia el valor de la energía producida por los grupos hidroeléctricos asociados a los embalses, si bien no tiene un costo directo como en el caso de las unidades térmicas, tiene un valor indirecto que depende de la política de manejo de la energía hídrica.”



Fuente: OSINERGMIN. Manual Técnico de metodología del Modelo PERSEO.O

En ese orden de ideas este modelo se emplea para determinar una solución de despacho del sistema eléctrico a mínimo costo, tomando en cuenta las restricciones operativas. (cobertura de la demanda, límites de capacidad de generación, balance en el sistema hídrico, límites operativos de los embalses, límites operativos en los reservorios, límites

operativos en los caudales regulados, metas operativas de volumen de agua almacenado, capacidad), pérdidas en la red de transmisión y el carácter estocástico de la hidrología.

La función objetivo y las restricciones contenidas en el mencionado manual, son las que se reproducen a continuación:

$$\text{Min} \sum_{j=1}^{N_j} \sum_{t=1}^{N_T} \text{co}_j g_{j,t}$$

s/ a

$$\sum_{j \in k} g_{j,t} + \sum_{i \in k} \rho_i q_{i,t} + \sum_{m \in \Omega(k)} ((1 - 0.5\gamma_{mk,t})f_{mk,t} - (1 + 0.5\gamma_{km,t})f_{km,t}) = d_{k,t}$$

$$g_{j,t} \leq \bar{g}_{j,t}$$

$$f_{mk,t} \leq \bar{f}_{mk}$$

$$v_{i,t+1} - v_{i,t} - \sum_{l \in M_i} (q_l + s_l) + q_i + s_i = a_{i,t} - e_{i,t}$$

$$v_{i,t,k-1} - v_{i,t,k} - \sum_{l \in M_i} (q_l + s_l) + q_i + s_i = a_{i,t}$$

$$v_{i,t} \leq \bar{v}_{i,t}$$

$$v_{i,t} \geq \underline{v}_{i,t}$$

$$v_{i,t,k} \leq \bar{v}_i$$

$$q_{i,t} \leq \bar{q}_{i,t}$$

$$q_{i,t} \geq \underline{q}_{i,t}$$

$$r_{i,t} \leq \bar{r}_{i,t}$$

$$r_{i,t} \geq \underline{r}_{i,t}$$

$$f_{mk,t} = f_{mk}(\theta_m, \theta_k) \geq 0$$

$$\forall k = 1, \dots, N_K; i = 1, \dots, N_I; j = 1, \dots, N_J; t = 1, \dots, N_T$$

Donde:

- j índice de las plantas de generación térmica
- t índice de las etapas
- N_j número de plantas de generación térmica
- N_T número de etapas del horizonte de estudio
- $\text{co}_{j,t}$ costo de operación de la j -ésima planta térmica en la etapa t
- $g_{j,t}^t$ generación de la j -ésima planta térmica en la etapa t

$g_{j,t}$	capacidad disponible de generación de la j -ésima planta térmica en la etapa t
d_t	demanda del mercado de energía en la etapa t
ρ_i	rendimiento de la turbina (coeficiente caudal turbinado/energía generada)
$q_{i,t}$	volumen turbinado en la i -ésima planta hidroeléctrica durante la etapa t .
$v_{i,t}$	volumen de agua almacenado en el embalse de la i -ésima planta al inicio de la etapa t (igual al volumen almacenado en la etapa $t-1$)
$a_{i,t}$	volumen de agua afluente al embalse de la i -ésima planta durante la etapa t
$s_{i,t}$	volumen de agua vertido por la i -ésima planta durante la etapa t
M_i	conjunto de plantas aguas arriba de la i -ésima planta
$e_{i,t}$	volumen de agua evaporada en el embalse de la i -ésima planta en la etapa t
$v_{i,t,k}$	volumen de agua almacenado en el reservorio de la i -ésima planta durante la etapa t en el bloque k .
$r_{i,t}$	volumen de agua regulado para la i -ésima planta durante la etapa t
k	índice de las barras equivalentes.
N_K	número total de barras equivalentes en el sistema.
Ω_k	conjunto de líneas de transmisión conectadas a la barra equivalente k .
$f_{mk,t}$	flujo de energía de la barra equivalente m para la barra equivalente k en la etapa t .
$\gamma_{mk,t}$	coeficiente de pérdidas del flujo de transmisión de m para k durante la etapa t , expresado en % del flujo actual
$d_{k,t}$	demanda de energía en la barra equivalente k durante la etapa t

Cabe aclarar que la formulación mostrada no incluye el tratamiento de la estocasticidad de la hidrología, debido fundamentalmente a que esta incertidumbre no es relevante en el despacho de corto plazo.

Apéndice C. Eventos del Año 2006 en el SEIN

Este apéndice contiene la descripción de los eventos sucedidos durante los meses de enero, abril, julio y octubre de 2006 que se han tomado en cuenta para el cálculo de las rentas de congestión. La fuente de estos eventos son los Informes de Operación Semanal, publicados en el Sistema de Información del COES SINAC – SICOES: www.coes.org.pe



Cuadro C-1

Eventos Sucuidos en Enero 2006

Nro	EQUIPO	DIA	Ini	Fin	EVENTO
1	L-2238 Piura Oeste - Chiclayo 220kV	04-ene	18:39	20:55	Se desconecto la línea Chiclayo - Piura
2	L-2053 Cotaruse - Socabaya 220kV	06-ene	2:04	10:15	Se desconectó la línea L-2053 (Cotaruse - Socabaya) de 220 kV por falla bifásica de las fases "R" y "S" debido a fuerte nevada en la zona de Cotaruse. No hubo pérdida de la interconexión debido a que el enlace se mantuvo por la línea paralela L-2054. Al momento de la falla la interconexión transmitía 91.8 MW de Norte a Sur. Como consecuencia desconectó el reactor XL14 por actuación de su protección diferencial, cuya causa no fue informada. La carga de la minera Cerro Verde disminuyó de 40 a 20 MW debido a la actuación de sus protecciones internas por oscilación de tensión. A las 02:25 h el CC-CTM informó que la línea L-2053 queda fuera de servicio por indisponibilidad del reactor XL14. Finalmente, el reactor XL14 y la línea L-2053 entraron en servicio a las 10:10 h y 10:15 h respectivamente.
3	L-1706 Caripa - Condorcocha 220kV	08-ene	19:53	20:47	Se desconecto la línea Caripa - Condorcocha
4	L-2256 Yanango - Pachachaca 220kV	09-ene	14:28	15:10	Se desconectó la línea L-2256 (Yanango - Pachachaca) de 220 kV en la S.E. Yanango por falla monofásica de la fase "R" debido a descargas atmosféricas. En la S.E. Pachachaca actuó la protección de distancia (21) localizando la falla a 16.7 km de la subestación, y realizó un recierre exitoso. En la S.E. Yanango también actuó la protección de distancia (21) con recierre no exitoso, enviando disparo trifásico definitivo. Como consecuencia desconectó las CC.HH. Chimay y Yanango con 183 MW en total. La frecuencia del SEIN disminuyó hasta 58.92 Hz activando el ERACMF, interrumpiendo un total de 73.754 MW. La línea L-2224 (Pachachaca - Oroya Nueva) de 220 kV desconectó en la S.E. Oroya Nueva por causa no informada, también desconectó la línea L-2280 (Zorritos - Machala) de 220 kV por actuación de su protección de mínima frecuencia. La C.H. Chimay entró en servicio a las 15:02 h. La línea L-2224 entró en servicio a las 15:03 h. La C.H. Yanango entró en servicio a las 15:10 h.
4	L-2224 Pachachaca - Oroya Nueva 220 kV	09-ene	14:28	14:57	Desconexión en cascada de anterior
5	L-1125 Aguaytía-Pucallpa 138 kV	21-ene	18:10	19:10	Desconexión en cascada de anterior
6	Transformador de 220/12.5/12.5 kV de la S.E. Matucana	26-ene	14:33	23:59	Se desconectó el transformador 220/12.5/12.5 kV de la C.H. Matucana por actuación de su protección diferencial debido a descarga en el pararrayos fase S. Asimismo, desconectó en ambos extremos la línea L-2007 (Matucana - Callahuanca) de 220 kV por falla debido a causa que se investiga. Como consecuencia salieron de servicio la C.H. Matucana con 126 MW y desconectaron los grupos G2 y G3 de la C.H. Callahuanca con 31 MW en total por causa en investigación, las unidades TG1 y TG2 de la C.T. Aguaytía disminuyeron su carga de 86.6 a 60 MW y de 75 a 37.8 MW respectivamente al activarse el control por frecuencia/carga. La frecuencia del SEIN disminuyó de 60.021 a 59.015 Hz activándose la actuación del ERACMF. Se interrumpió 88.98 MW. El transformador de la C.H. Matucana quedó indisponible por mantenimiento correctivo del pararrayos hasta la 01:00 h del 27.01.06.

Nro	EQUIPO	DIA	Ini	Fin	EVENTO
7	C.H. Yuncan	28-ene	10:26	12:15	Salió de servicio la C.H. Yuncán con 130 MW, por apertura del interruptor de acoplamiento de 220 kV en la subestación de Santa Isabel, dejando fuera de servicio la barra "B" de 220 kV a la cual estaba conectada la C.H. Yuncán, durante pruebas en el sistema de protección de la L-2266 (Carhuamayo – Santa Isabel) por parte de EGECEN en la subestación de Santa Isabel. Como consecuencia la frecuencia del SEIN bajó de 59.971 Hz a 58.999 Hz, produciéndose rechazos de carga por el esquema de mínima frecuencia. Se interrumpió 50.622 MW. A las 10:39 h. se inició el proceso de normalización de los suministros interrumpidos. A las 12:11 h. ingresó el grupo G1 de CH. Yuncán y los grupos G2 y G3, ingresaron a las 12:17 h. y 12:19 h. respectivamente.
8	L-1103/04 Chimbote 1 - Huallanca	30-ene	12:40	13:06	Se produjo recierre no exitoso por falla monofásica en la fase T de la línea L-1103 (Huallanca - Chimbote 1) de 138 kV en el lado de la S.E. Huallanca, debido a probable descarga atmosférica. La línea quedó tensionada desde la S.E. Chimbote 1, señalizando el relé 21, zona 1, a una distancia de 52.9 km de esta S.E. Como consecuencia se presentaron oscilaciones de potencia en la C.H. Cañón del Pato y otras centrales del SEIN ocasionando la desconexión de las líneas L-1105/L-1104 y el SVC de la S.E. Trujillo Norte por causa que se investiga. Asimismo salió de servicio la C.H. Cañón del Pato con 260.3 MW por actuación de su protección de sobrefrecuencia, disminuyendo la frecuencia del SEIN de 60.0 a 59.127 Hz. La súbita caída de frecuencia provocó un valor de derivada de frecuencia (Hz/s) que activó el ERACMF interrumpiéndose 129.18 MW. A las 12:43 h desconectó la línea L-2249 (Talara - Zorritos) por sobretensión, interrumpiéndose la carga de la S.E. Zorritos. A las 12:56 h en servicio la línea L-2249, sin embargo no se conectó la carga de Zorritos debido a sobrecarga de la L-2215 (170 MW). A las 13:02 h en servicio la línea L-1104. A las 13:01, 13:08 y 13:12 h en servicio los grupos G1, G2 y G3 de la C.H. Cañón del Pato. A las 13:06 h se coordina recuperar parcialmente la carga de la S.E. Zorritos. A las 13:14 h se coordinó recuperar la carga de Sider Perú. A las 13:20 h en servicio el SVC de la S.E. Trujillo. A las 13:36 h en servicio la L-1105. La barra de 10 kV de la S.E. Trujillo Norte quedó indisponible por mantenimiento correctivo hasta las 15:54 h (se interrumpió 15 MW aproximadamente).
8	L-1105 (Chimbote 1 - Huallanca)	30-ene	12:40	13:34	Salida en cascada con anterior
8	L-2249 Talara - Zorritos	30-ene	12:43	12:59	Salida en cascada con anterior

Cuadro C-2
Eventos Sucuidos en Abril 2006

Nro	EQUIPO	DIA	Ini	Fin	EVENTO
1	LINEA L-1009 (AZÁNGARO - SAN RAFAEL)	05-abr	16:54	17:29	Se desconectaron las líneas L-1010 (San Gabán II - Azángaro) y L-1009 (Azángaro - San Rafael) de 138 kV debido a falla originada por descarga atmosférica. Como consecuencia salió de servicio el grupo G-2 de la CH San Gabán II por la actuación del ERAGSF, mientras que el grupo G-1 quedó operando en sistema aislado con la carga de la S.E. San Rafael. Asimismo, la frecuencia en el SEIN disminuyó de 60.024 Hz hasta 59.53 Hz y disminuyeron carga las mineras BHP Tintaya y Minsur por las variaciones de tensión. La línea L-1009 entró en servicio a las 17:29 h, sincronizando el sistema aislado con el SEIN.
2	L. AGUAYTÍA - TINGO MARÍA - LINEA L-2251	14-abr	0:46	1:04	Se desconectó la línea L-2251 (Aguaytía - Tingo María) de 220 kV por falla monofásica de la fase "T", debido a probables descargas atmosféricas. En ambos extremos actuó la protección de distancia (21), localizando la falla a 13.6 km de la SE Aguaytía. Como consecuencia la frecuencia en el SEIN aumentó de 59.93 hasta 60.415 Hz. También se interrumpió los suministros de Aguaytía y Pucallpa. Asimismo, la mina Antamina disminuyó su carga de 85 a 36 MW. A las 00:51 h entró en servicio la CT Yarinacocha para operar en sistema asilado con la carga de Pucallpa. A las 01:00 h, la minera Antamina inició la normalización de su carga. La línea L-2251 entró en servicio a las 01:04 h, energizando el transformador T38-211 de la S.E. Aguaytía. A las 01:07 h entró en servicio la línea L-1051 (Aguaytía - Aguaytía Pueblo) de 22.9 kV. A las 01:08 h se energizó la línea L-1125 (Aguaytía - Pucallpa) de 138 kV desde la S.E. Aguaytía. A las 01:15 h entró en servicio el transformador T39-161 de la S.E. Pucallpa con el cierre del interruptor IN-6182 de 60 kV, sincronizando el sistema aislado Pucallpa con el SEIN.
3	LINEA L-2223 (PACHACHACA - CALLAHUANCA (REP))	18-abr	17:32	18:05	Se desconectó la línea L-2223 (Pachachaca - Callahuanca) de 220 kV por falla monofásica en la fase "S" debido a probables descargas atmosféricas. Como consecuencia disminuyó la carga de la Refinería Cajamarquilla de 62 a 8 MW, asimismo las tensiones en las barras de Lima disminuyeron de 213 a 207 kV. A las 17:41 h cuando se puso en servicio la línea L-2223, la línea L-2716 (Callahuanca EDG - Callahuanca REP) de 220 kV desconectó en la S.E. Callahuanca EDG, la protección de distancia (21) señaló falla monofásica en la fase "S" localizándola a 47 km de la subestación. Como consecuencia las líneas L-2222, L-2223, L-2226 y L-2716 quedaron operando en vacío y la tensión en las barras de Lima disminuyeron hasta 204 kV. Las líneas L-2716, L-2223 y L-2226 entraron en servicio a las 18:05 h. A las 18:12:45 h se cerró el anillo de la S.E. Pachachaca con el cierre el interruptor IN-2120.
4	LINEA L-1007 (CACHIMAYO - ABANCAY)	27-abr	13:20	16:13	Se desconectó la línea L-1007 (Cachimayo-Abancay) 138 kV por falla del pararrayo de la fase "R" en la S.E. Cachimayo. En la SE Abancay actuó el relé de mínima tensión (27) y en la SE Cachimayo actuó la protección de distancia (21). Asimismo, desconectó la línea L-1003 en la SE Dolorespata por actuación de su protección de distancia en zona 1. Como consecuencia se interrumpió el suministro a la ciudad de Abancay y el cliente Yura disminuyó su carga de 23 a 1 MW. La línea L-1003 entró en servicio a las 13:29 h y la línea L-1007 entró en servicio a las 16:13 h luego de cambiar el pararrayo fallado.

Cuadro C-3
Eventos Sucuidos en Julio 2006

Nro	EQUIPO	DIA	Ini	Fin	EVENTO
1	S.E. PLANTA ZINC TRAFO TR-2	06-jul	14:12	15:33	Se desconectó el transformador T2 de 50/11 kV de la SE Planta de Zinc por la actuación del relé Buchholtz. Como consecuencia, Doe Run disminuyó su carga en 24 MW y desconectaron las líneas L-6540 y L-6541 (P. de Zinc - Oroya) de 50 kV. Las líneas L-6540 y L-6541 entraron en servicio a las 15:18 y 15:33 respectivamente. A las 17:38 se desconectó manualmente la línea L-6541 por mantenimiento correctivo en la Planta Electrolítica de Zinc a solicitud de Doe Run.
2	LINEA L-2215 (PARAMONGA - CHIMBOTE)	14-jul	3:27	10:32	Se desconectó la línea L-2215 (Paramonga Nueva – Chimbote 1) de 220 kV por falla monofásica fase T, debido a caída de conductor en el vano de las estructuras T-546 y T-547, en el momento de la falla la L-2215 transmitía 140.94 MW hacia el área Norte. Como consecuencia de la falla la frecuencia en el sistema aislado Norte disminuyó hasta 55.803 Hz produciéndose así el colapso del área Norte. Se interrumpió 292 MW. En el SEIN la frecuencia subió hasta 60.917 Hz. A las 05:06 horas se inició la recuperación de los suministros en forma aislada desde la S.E. Chimbote1, culminando a las 09:35 horas con el sincronismo de la L-2249 en Zorritos. A las 10:32 horas en servicio la línea L-2215, sincronizando el Área Norte (SIN) con el SEIN.
3	LINEA L-2251 (AGUAYTIA - TINGOMARIA)	15-jul	12:41	12:57	Se desconectó la línea L-2251 con un flujo de potencia de 163.84 MW por falla monofásica debido a probable descarga atmosférica. En la S.E. Aguaytía señaló relé 21 fase "T" a 74 Km. de la subestación Tingo María. Como consecuencia salieron de servicio la unidad TG2 de la C.T. Aguaytía con 83.43 MW y la C.T. Yarinacocha con 24 MW, quedando operando la unidad TG1 de la C.T. Aguaytía en sistema aislado con las cargas de Aguaytía Pueblo y Pucallpa, disminuyendo su generación de 84 a 20 MW. En el SEIN la frecuencia disminuyó a 58.98 Hz, activando el esquema de RACMF, interrumpiendo una carga de aproximadamente de 53.67 MW. A las 12:45 h desconectó la unidad TG1 de la C.T. Aguaytía, que operaba en aislado con las cargas de Aguaytía Pueblo y Pucallpa, por actuación de su protección de mínima frecuencia (81), interrumpiéndose las cargas mencionadas con un total de 15.5 MW. A las 12:50 h se energizó el transformador de la unidad TG2. A las 12:53 h en servicio la L-2251. A las 12:54 h en servicio el autotransformador 220/138 kV. A las 12:57 h se energizó el transformador de la unidad TG1. A las 13:01 h se cerró el anillo de Tingo María. A las 13:00 h en servicio la L-1051. A las 13:19 en servicio la L-1125. A las 13:24 se energizó la L-6674 y se coordinó la recuperación de los suministros afectados en Pucallpa. Las unidades TG1 y TG2 de la C.T. Aguaytía en servicio a las 13:26 y 13:40 h. Nota: La demora en poner en servicio la L-1125 se debió a problemas de mando por parte de REP. La C.T. Yarinacocha en servicio a las 13:51 h, tuvo problemas en el arranque.
4	C.T. VENTANILLA - TG3 - CCOMB	31-jul	9:49	14:28	Se desconectó la unidad TG-3 en ciclo combinado de la C.T. Ventanilla con 209 MW por problemas en el control de la válvula de alimentación de aire de alta presión debido a pérdida de aire de instrumentación. Como consecuencia la frecuencia en el SEIN disminuyó de 59.847 Hz a 58.964 Hz, activando el ERACMF, interrumpiendo un total de 47.50 MW. La unidad TG-3 entró en servicio a las 14:28 h y la unidad TV entró en servicio a las 18:20.

Cuadro C-4
Eventos Sucuidos en Octubre 2006

Nro	EQUIPO	DIA	Ini	Fin	EVENTO
1	S.E. MALACAS	09-oct	21:50	23:08	Se produjo cortocircuito en la celda de línea en 13.2 kV de Refinería de Talara (T-1) por causa que se investiga. Como consecuencia se produjo la salida de las unidades TGN-4 y TG-2 de la C.T. Malacas, G-2 de la C.H. Carhuaquero con 25 MW, las CC.HH. Curumuy y Poechos. La frecuencia del SEIN disminuyó hasta 59.495 Hz. Asimismo se produjeron interrupción de suministros en ENOSA (34.22 MW), en Petroperu (3 MW), en Graña y Montero (0.5 MW), en ENSA (3.3 MW) y disminución de carga en Yanacocha (2.0 MW). A las 22:22 y 22:25 h entraron en servicio las CC.HH. Curumuy y Poechos, respectivamente. A las 23:08 h en servicio la unidad TGN-4 de la C.T. Malacas. A las 23:30 h en servicio la unidad TG-1 de la C.T. Malacas por límite de transmisión de la línea L-2215. La barra de carga en 13.2 kV de la S.E. Malacas entró en servicio a las 12:02 h del día 13.10.2006 luego de la inspección de la celda.
2	C.T. VENTANILLA	19-oct	8:10	0:00	Se desconectaron las unidades TG3 y TV de la C.T. Ventanilla con un total de 307 MW, operando en ciclo combinado con la unidad TG4, durante las maniobras de cambio de barras de 220 kV que realizaba personal de REP en la S.E. Ventanilla. La desconexión de las unidades se originó al abrir el interruptor de acoplamiento de barras por su protección de sobrecorriente de fases, cuando las unidades TG3 y TV se encontraban solas en la barra "A", mientras que la unidad TG4 estaba en la barra "B" junto con las líneas de 220 kV. Como consecuencia, la frecuencia del SEIN disminuyó de 60.245 Hz a 58.858 Hz, activando el esquema de rechazo automático de carga por relés de mínima frecuencia desconectando un total de 174.49 MW. La unidad TG3 quedó fuera de servicio por problemas en el alabe guía del compresor IGV.
3	LÍNEA L-1703 (CARHUAMAYO - PARAGSHA II)	20-oct	23:54	2:00	Se desconectó la línea L-1703 (Carhuamayo - Paragsha 2) de 138 kV en la S.E. Paragsha 2 por falla cuya causa se investiga. Como consecuencia desconectó la línea L-6520 (Paragsha 1 - Excelsior) en Paragsha 1, quedando en sistema aislado el área de Electroandes. Asimismo desconectaron las líneas L-6526 (Pachachaca -Mahr Tunel) y L-6539 (Pachachaca - Andaychahua) y la C.H. Huanchor con 13.9 MW por mínima tensión. La frecuencia en el área de Electroandes disminuyó a 46 Hz y en el SEIN se incrementó a 60.76 Hz. Se interrumpió un total de 57 MW. A las 23:55 h desconectó la C.H. Oroya y a las 23:59 h la línea L-1702 (Carhuamayo - Oroya) en la S.E. Carhuamayo.
4	LINEA L-2252 (TINGO MARÍA - VIZCARRA)	23-oct	17:23	17:48	Se desconectó la línea L-2252 (Tingo María -Vizcarra) de 220 kV por falla trifásica debido a probable descarga atmosférica. En ambos extremos actuó la protección de distancia, localizando la falla a 19.3 km de Tingo María y a 155 km de Vizcarra. Como consecuencia se produjo la actuación de Esquema Especial de Sobrecarga del Autotransformador 220/138 kV de la S.E. de Tingo María con lo cual desconectó la línea L-2251 y abrió el anillo de 220 kV de la S.E. Aguaytía. Con la apertura del anillo de 220 kV de la S.E. Aguaytía desconectaron las unidades TG1 y TG2 de la C.T. Aguaytía con un total 166 MW y de la línea L-1125 (Aguaytía - Pucallpa) de 138 kV, interrumpiendo el suministro de Aguaytía y Pucallpa. La frecuencia en el SEIN disminuyó hasta 59.59 Hz debido a la pérdida de generación. Asimismo, la minera

Nro	EQUIPO	DIA	Ini	Fin	EVENTO
					<p>Antamina disminuyó su carga de 82 a 27 MW. A las 17:26 h se coordinó arrancar la C.T. Yarinacocha, entrando en servicio a las 17:29 h en operación aislada con la carga de Pucallpa. A las 17:34 h se coordinó con el CC-EDG la normalización de la carga del cliente Antamina. A las 17:40 h se energizó la línea L-2252 desde la S.E. Vizcarra, a las 17:40 h se energizó el autotransformador 220/138 kV de Tingo María y a las 17:41 h se cerró el anillo 220/138 kV de Tingo María. A las 17:43 h se energizó la línea L-2251 y a las 17:45 h se cerró el IN-2350 energizando el transformador de la unidad TG2 de la C.T. Aguaytía. A las 17:47 h se cerraron los interruptores IN-2352 y el IN-2480 energizando el transformador de la unidad TG1 de la C.T. Aguaytía y el transformador T38-211 respectivamente. A las 17:48 h se cerró el anillo de 220 kV de la S.E. Aguaytía. A las 17:49 h entró en servicio la línea L-1051 (Aguaytía - Pueblo Aguaytía) de 22.9 kV. A las 17:57 h se energizó la línea L-1125 (Aguaytía - Pucallpa) de 138 kV. A las 18:03 h y 18:27 h entraron en servicio las unidades TG-2 y TG-1 de la C.T. Aguaytía respectivamente.</p>
5	COES (TODOS)	27-oct	10:15	15:11	<p>Se presentó gradualmente la disminución del nivel de tensión en la zona de Lima (SS.EE. Independencia, Balnearios, Santa Rosa, Chavarría y San Juan), debido a la indisponibilidad de la C.T. Ventanilla por mantenimiento correctivo (problemas en el condensador) y de la línea L-2203 (Campo Armiño - Independencia) de 220 kV. A las 10:15 h se coordinó realizar el rechazo de carga manual de 15 MW a Luz del Sur y 15 MW a Edelnor y 30 MW en la Refinería Cajamarquilla, para incrementar el nivel de tensión en dichas barras. La tensión en la S.E. de San Juan aumentó desde 199.6 hasta 204.3 kV. A partir de las 10:53 h se inició la recuperación gradual de suministros interrumpidos en Luz del Sur y Edelnor, lo cual fue posible por el ingreso de la unidad UTI-6 de la C.T. Santa Rosa que se encontraba fuera de servicio por mantenimiento. A las 10:58 h se recuperó el total de suministros interrumpidos. Luego la tensión en la S.E. de San Juan disminuyó hasta 202.5 kV aproximadamente. A las 11:23 h se produjo rechazo automático de 46 MW por mínima tensión debido a que la tensión en 60 kV de la S.E. de Balnearios llegó hasta 54.7 kV por déficit de potencia reactiva debido al incremento de la demanda. A las 11:24 h se coordinó con Edelnor y Cementos Lima realizar nuevamente rechazo de carga manual de 10 y 5 MW respectivamente. La tensión en la S.E. San Juan aumentó de 194.4 hasta 197.5 kV. A las 11:54 h se recuperó el total de suministros interrumpidos en Luz del Sur y a las 11:56 h en Edelnor.</p>

Apéndice D. Escenarios por Combinación de Contingencias y Variación de Precios

Este apéndice contiene la descripción de los escenarios que resultan de la combinación de contingencias y variación de precios de combustibles en cada mes considerado en el análisis de rentas de congestión (enero, abril, julio y octubre).



Cuadro D-1
Mes de Enero 2006

Falla de Día	Escenario ¹	Cod ²	Falla de Día	Escenario ¹	Cod ²
4	Talara-Alto	1	21	Pucallpa-Alto	1
4	Talara-Medio	2	21	Pucallpa-Medio	2
4	Talara-Bajo	3	21	Pucallpa-Bajo	3
6	Iloll/Ilol-Alto	1	26	Aguaytía-Alto	1
6	Iloll/Ilol-Medio	2	26	Aguaytía-Medio	2
6	Iloll/Ilol-Bajo	3	26	Aguaytía-Bajo	3
8	Aguaytía-Alto	1	28	Aguaytía-Alto	1
8	Aguaytía-Medio	2	28	Aguaytía-Medio	2
8	Aguaytía-Bajo	3	28	Aguaytía-Bajo	3
9	Aguaytía-Alto	1	30	Talara-Alto	1
9	Aguaytía-Medio	2	30	Talara-Medio	2
9	Aguaytía-Bajo	3	30	Talara-Bajo	3

Cuadro D-2
Mes de Abril 2006

Falla de Día	Escenario ¹	Cod ²
5	Iloll/Ilol-Alto	01
5	Iloll/Ilol-Medio	02
5	Iloll/Ilol-Bajo	03
14	Ventanilla-Pucallpa-Alto	01
14	Ventanilla/Pucallpa-Medio	02
14	Ventanilla/Pucallpa-Bajo	03
18	Ventanilla-Alto	01
18	Ventanilla-Medio	02
18	Ventanilla-Bajo	03
27	Iloll/Ilol-Alto	01
27	Iloll/Ilol-Medio	02
27	Iloll/Ilol-Bajo	03

Cuadro D-3
Mes de Julio 2006

Falla de Día	Escenario ¹	Cod ²
6	Aguaytía-Alto	6
6	Aguaytía-Medio	6
6	Aguaytía-Bajo	6
14	Talara-Alto	14
14	Talara-Medio	14
14	Talara-Bajo	14
15	Ventanilla-Alto	15
15	Ventanilla-Medio	15
15	Ventanilla-Bajo	15
31	Sta. Rosa-Alto	31
31	Sta. Rosa-Medio	31
31	Sta. Rosa-Bajo	31

Cuadro D-4
Mes de Octubre 2006

Falla de Día	Escenario ¹	Cod ²
9	Talara-Alto	01
9	Talara-Medio	02
9	Talara-Bajo	03
19	Sta. Rosa-Alto	01
19	Sta. Rosa-Medio	02
19	Sta. Rosa-Bajo	03
20	Aguaytía-Alto	01
20	Aguaytía-Medio	02
20	Aguaytía-Bajo	03
23	Ventanilla/Pucallpa-Alto	01
23	Ventanilla/Pucallpa-Medio	02
23	Ventanilla/Pucallpa-Bajo	03
27	Sta. Rosa-Alto	01
27	Sta. Rosa-Medio	02
27	Sta. Rosa-Bajo	03

¹ Los escenarios consideran precios altos igual a 10% sobre el precio marginal de escenario base, y precios bajos igual a 10% debajo del precio marginal del escenario base.

² 1=+10%, 2=0% y 3=-10% respecto del precio de mercado.

Apéndice E. Participación de las Centrales en el Mercado Nacional

La siguiente tabla muestra los porcentajes de participación de cada una de las centrales de generación tanto en el mercado zonal como en el mercado nacional. Esta participación se determina como el porcentaje que representa el despacho de cada central respecto al despacho total, estos despachos se han calculado con el Modelo PERSEO con el caso de la fijación de Tarifas en Barra del año 2006. Las centrales se clasifican por zonas en Centro (C), Norte (N) y Sur (S). También se clasifican por tipo de fuente de energía primaria en: Hidráulica (H) y Térmica (T):

Cuadro E-1
Participación de Centrales en el Mercado

NOMBRE	EMPRESA	BARRAS	GWH	Zona	Tipo	% Zonal	% Nacional
Mantaro	ELECTROPERU	Mantaro 220kV	5 444.14	C	CH	29.8%	21.9%
Etevensa - Ventanilla	EDEGEL	Ventanilla 220kV	2 012.18	C	CT	11.0%	8.1%
Restitucion	ELECTROPERU	Mantaro 220kV	1 661.68	C	CH	9.1%	6.7%
Aguaytia	AGUAYTIA	Aguaytia 220kV	1 318.71	C	CT	7.2%	5.3%
Huinco	EDEGEL	Santa Rosa 220k	1 010.42	C	CH	5.5%	4.1%
Chimay	EDEGEL	Pachachaca 220kV	1 005.06	C	CH	5.5%	4.0%
Yuncan	ENERSUR	Yuncan 138/220kV 1GR	935.66	C	CH	5.1%	3.8%
Matucana	EDEGEL	Matucana 220kV	864.68	C	CH	4.7%	3.5%
Yaupi	ELECTROANDES	Yuncan 138kV/220kV	849.07	C	CH	4.7%	3.4%
Moyopampa	EDEGEL	Moyopampa 60kV	558.38	C	CH	3.1%	2.2%
Santa Rosa UTI-WES	EDEGEL	Santa Rosa 220kV	436.26	C	CT	2.4%	1.8%
Callahuanca G 123	EDEGEL	Callahuanca 60kV	412.59	C	CH	2.3%	1.7%
Cahua	EGECAHUA	Paramonga Nueva 220kV	329.66	C	CH	1.8%	1.3%
Yanango	EDEGEL	Pachachaca 220kV	277.14	C	CH	1.5%	1.1%
Malpaso	ELECTROANDES	Malpaso 50kV	252.05	C	CH	1.4%	1.0%
Huampani	EDEGEL	Huampani 60kV	251.76	C	CH	1.4%	1.0%
Callahuanca G-4	EDEGEL	Callahuanca 220kV	227.55	C	CH	1.2%	0.9%
Huanchor	EDEGEL	Matucana	164.87	C	CH	0.9%	0.7%
Oroya	ELECTROANDES	Oroya CH 50kV	72.86	C	CH	0.4%	0.3%
Pachachaca	ELECTROANDES	Oroya 50kV	52.98	C	CH	0.3%	0.2%
CT CHILCA - I	ENERSUR	Chilca REP	49.30	C	CT	0.3%	0.2%
PUCALLPA	ELECTROPERU	Pucallpa 60kV	24.35	C	CT	0.1%	0.1%
Shougesa - Marcona	SHOUGESA	Marcona 220kV	14.04	C	CT	0.1%	0.1%
Santa Rosa II	SANTA ROSA	Huacho 220 kV	13.96	C	CH	0.1%	0.1%
Santa Rosa I	SANTA ROSA	Huacho 220 kV	7.62	C	CH	0.0%	0.0%
Mollendo TG-Independencia	EGASA	Independencia 220kV	0.00	C	CT	0.0%	0.0%
Calana-Independencia	EGESUR	Independencia 220kV	0.00	C	CT	0.0%	0.0%
Kallpa	GLOBELEQ	Chilca REP	0.00	C	CT	0.0%	0.0%
Platanal	PLATANAL	Cantera 220 kV	0.00	C	CH	0.0%	0.0%
EEPSA - Talara	EEPSA	Talara 220kV	633.48	N	CT	78.5%	2.5%
Poechos I	SINERSA	Piura 220kV	83.16	N	CH	10.3%	0.3%
Curumuy	SINERSA	Piura 220kV	64.17	N	CH	8.0%	0.3%

NOMBRE	EMPRESA	BARRAS	GWH	Zona	Tipo	% Zonal	% Nacional
ELECTRO - Tumbes	ELECTROPERU	Zorritos 220kV	15.19	N	CT	1.9%	0.1%
EGENOR - Piura	EGENOR	Piura 220kV	10.89	N	CT	1.3%	0.0%
Tumbes	BPZ	Tumbes 220 kV	0.00	N	CT	0.0%	0.0%
Cañon del Pato 1	EGENOR	Huallanca 138kV	1 082.75	NM	CH	41.8%	4.4%
Cañon del Pato 2	EGENOR	Huallanca 138kV	683.33	NM	CH	26.4%	2.7%
Carhuaquero	EGENOR	Carhuaquero 220kV	647.48	NM	CH	25.0%	2.6%
Gallito Ciego	EGECAHUA	Guadalupe 60kV	133.04	NM	CH	5.1%	0.5%
Pariac	EGECAHUA	Huallanca 138kV	36.52	NM	CH	1.4%	0.1%
EGENOR - Chiclayo	EGENOR	Chiclayo 220kV	5.18	NM	CT	0.2%	0.0%
CNP-SulzerMan (Trujillo)	EGECAHUA	Guadalupe 60kV	2.73	NM	CT	0.1%	0.0%
Caña Brava	EGENOR	Carhuaquero 220kV	0.00	NM	CH	0.0%	0.0%
Carhuaquero G4	EGENOR	Carhuaquero 220kV	0.00	NM	CH	0.0%	0.0%
EGENOR - Trujillo	EGENOR	Trujillo 220kV	0.00	NM	CT	0.0%	0.0%
EGENOR - Chimbote	EGENOR	Chimbote 138kV	0.00	NM	CT	0.0%	0.0%
San Gabán II	SAN GABAN	Azángaro 138kV	770.37	SE	CH	50.8%	3.1%
Machupicchu I	EGEMSA	MacchuPicchu 138kV	744.32	SE	CH	49.1%	3.0%
TAPARACHI	SAN GABAN	Juliaca 138kV	0.64	SE	CT	0.0%	0.0%
BELLAVISTA	SAN GABAN	Puno 138kV	0.45	SE	CT	0.0%	0.0%
EGEMSA - Dolorespata	EGEMSA	Dolorespata 138kV	0.05	SE	CT	0.0%	0.0%
Charcani V	EGASA	Santuario 138kV	612.63	SO	CH	35.4%	2.5%
ENERSUR- ILO II	ENERSUR	Moquegua 220kV	571.99	SO	CT	33.1%	2.3%
ENERSUR - ILO I	ENERSUR	SPCC138kV	223.88	SO	CT	12.9%	0.9%
Charcani IV	EGASA	Socabaya 138kV	99.73	SO	CH	5.8%	0.4%
Charcani VI	EGASA	Socabaya 138kV	58.37	SO	CH	3.4%	0.2%
Charcani III	EGASA	Socabaya 138kV	34.68	SO	CH	2.0%	0.1%
Aricota II	EGESUR	Aricota 66kV	34.48	SO	CH	2.0%	0.1%
Misapuquio	EGECAHUA	Callalli 138kV	29.31	SO	CH	1.7%	0.1%
EGASA - Mollendo	EGASA	Mollendo 138kV	21.87	SO	CT	1.3%	0.1%
Charcani I	EGASA	Socabaya 138kV	13.93	SO	CH	0.8%	0.1%
EGASA - Chilina	EGASA	Socabaya 138kV	7.54	SO	CT	0.4%	0.0%
Aricota I	EGESUR	Aricota 66kV	5.49	SO	CH	0.3%	0.0%
Charcani II	EGASA	Socabaya 138kV	4.92	SO	CH	0.3%	0.0%
San Antonio	EGECAHUA	Callalli 138kV	3.56	SO	CH	0.2%	0.0%
San Ignacio	EGECAHUA	Callalli 138kV	3.02	SO	CH	0.2%	0.0%
EGESUR - Tacna	EGESUR	Tacna 66kV	2.67	SO	CT	0.2%	0.0%
Huayllacho	EGECAHUA	Callalli 138kV	1.00	SO	CH	0.1%	0.0%

Si se suma la energía generada de todas las centrales hidráulicas y térmicas se obtiene que la participación de hidroeléctricas asciende a 78,5%, mientras que la térmica alcanza el 21,5%, como se muestra en el cuadro resumen siguiente:

Cuadro E-2
Participación de Tipos de Centrales en el Mercado

Tipo de Central	GWh	%
Hidráulica	19 538.4	78.5%
Térmica	5 351.4	21.5%
Total	24 889.8	100.0%

Apéndice F. Determinación del Porcentaje de Variación de Combustibles

En este apéndice se muestran los criterios, datos y resultados de los porcentajes de variación de los precios de combustibles, tomados en cuenta para el cálculo de sensibilidades de los DFT.

Los criterios tomados en cuenta son:

- Se asume que el porcentaje de variación del precio de combustible debe ser un valor cercano al porcentaje de la desviación estándar de los precios de combustible respecto del precio medio de combustible.
- Se han considerado los precios históricos empleados como referencia para las Tarifas en Barra, publicados por OSINERGMIN en su página web, tanto para el petróleo Diesel 2 como para el Residual 6, en vista que son los combustibles líquidos utilizados en las centrales térmicas y los precios de los demás combustibles están indexados a la variación de estos.
- Se ha considerado periodos anuales debido a que las subastas de DFT también son anuales.
- Los datos corresponden a los años 2005 y 2006, dado que es la data histórica disponible a la fecha de la elaboración de la tesis.
- Se ha considerado los precios constantes a Abril 2005 con base al Índice de variación del precio de combustible nacional publicado por el INEI.
- Se ha considerado los precios para Callao, Talara, Pucallpa e Ilo que son los puntos mas cercanos a las centrales térmicas para las cuales se variarían los precios.

Los datos de índice de precios y precios de combustibles, tomados en cuenta son:

Cuadro F-1
Índice de Precios de Combustible Nacional

Año	Mes	Índice de Precio de Combustible Nacional
2005	Abril	312.23
2005	Mayo	314.7
2005	Junio	317.32
2005	Julio	319.53
2005	Agosto	332.2
2005	Setiembre	344.42
2005	Octubre	346.44
2005	Noviembre	346.94
2005	Diciembre	347.77
2006	Enero	347.92
2006	Febrero	347.66
2006	Marzo	347.94
2006	Abril	349.57
2006	Mayo	355.62
2006	Junio	355.74
2006	Julio	356.31
2006	Agosto	358.25
2006	Setiembre	354.88
2006	Octubre	345.94

Año	Mes	Índice de Precio de Combustible Nacional
2006	Noviembre	340.38
2006	Diciembre	334.24

Cuadro F-2 Precios de Diesel 2

Mes	Precios Corrientes (Soles/galón)				Precios Constantes a S/. Abr 2005			
	Talara	Callao	Ilo	Pucallpa	Talara	Callao	Ilo	Pucallpa
30-abr-05	5.88	6.05	6.10	6.89	5.88	6.05	6.10	6.89
31-may-05	5.43	5.57	5.62	6.33	5.39	5.53	5.58	6.28
30-jun-05	5.91	6.05	6.10	6.85	5.82	5.95	6.00	6.74
31-jul-05	6.27	6.41	6.46	7.25	6.13	6.26	6.31	7.08
31-ago-05	6.48	6.62	6.67	7.47	6.09	6.22	6.27	7.02
30-sep-05	7.48	7.63	7.69	8.58	6.78	6.92	6.97	7.78
31-oct-05	8.48	8.64	8.71	9.67	7.64	7.79	7.85	8.72
30-nov-05	6.81	6.94	6.99	7.74	6.13	6.25	6.29	6.97
31-dic-05	6.67	6.80	6.85	7.58	5.99	6.11	6.15	6.81
31-ene-06	6.35	6.47	6.52	7.23	5.70	5.81	5.85	6.49
28-feb-06	5.96	6.08	6.12	6.81	5.35	5.46	5.50	6.12
31-mar-06	6.23	6.36	6.40	7.14	5.59	5.71	5.74	6.41
30-abr-06	6.74	6.88	6.93	7.72	6.02	6.15	6.19	6.90
31-may-06	6.98	7.12	7.17	7.98	6.13	6.25	6.30	7.01
30-jun-06	6.71	6.84	6.89	7.66	5.89	6.00	6.05	6.72
31-jul-06	6.76	6.89	6.94	7.70	5.92	6.04	6.08	6.75
31-ago-06	6.99	7.13	7.18	7.96	6.09	6.21	6.26	6.94
30-sep-06	6.36	6.49	6.53	7.24	5.60	5.71	5.75	6.37
31-oct-06	5.78	5.89	5.94	6.58	5.22	5.32	5.36	5.94
30-nov-06	5.63	5.74	5.79	6.45	5.16	5.27	5.31	5.92
31-dic-06	5.83	5.95	6.00	6.79	5.45	5.56	5.60	6.34

Cuadro F-3 Precios de Residual 6

Mes	Precios Corrientes (Soles/galón)			Precios Constantes a S/. Abr 2005		
	Talara	Callao	Ilo	Talara	Callao	Ilo
30-abr-05	3.21	3.26	3.31	3.21	3.26	3.31
31-may-05	3.58	3.63	3.68	3.55	3.60	3.65
30-jun-05	3.62	3.67	3.72	3.56	3.61	3.66
31-jul-05	3.68	3.72	3.78	3.60	3.64	3.69
31-ago-05	3.19	3.22	3.27	3.00	3.03	3.07
30-sep-05	3.63	3.67	3.72	3.29	3.33	3.37
31-oct-05	3.80	3.84	3.89	3.42	3.46	3.51
30-nov-05	3.49	3.53	3.57	3.14	3.18	3.21
31-dic-05	3.48	3.51	3.55	3.12	3.15	3.19
31-ene-06	3.66	3.69	3.74	3.28	3.31	3.36
28-feb-06	3.74	3.77	3.82	3.36	3.39	3.43
31-mar-06	3.68	3.71	3.76	3.30	3.33	3.37
30-abr-06	3.87	3.91	3.96	3.46	3.49	3.54
31-may-06	3.99	4.03	4.08	3.50	3.54	3.58
30-jun-06	3.77	3.81	3.85	3.31	3.34	3.38
31-jul-06	3.78	3.81	3.85	3.31	3.34	3.37
31-ago-06	3.96	3.99	4.04	3.45	3.48	3.52
30-sep-06	3.63	3.66	3.70	3.19	3.22	3.26
31-oct-06	3.17	3.20	3.23	2.86	2.89	2.92
30-nov-06	3.25	3.28	3.32	2.98	3.01	3.05
31-dic-06	3.22	3.24	3.28	3.01	3.03	3.06

Nota: No se encuentran publicados los precios de Residual 6 para Pucallpa.

Los calores promedio, desviación estándar y porcentaje de desvío son los que se muestran en los cuadros siguientes:

Cuadro F-4
Porcentajes Históricos de Variación de Diesel 2

TALARA			
	Promedio	Desv. Estándar	%
2005	6.20	0.65	11%
2006	5.68	0.34	6%

CALLAO			
	Promedio	Desv. Estándar	%
2005	6.34	0.65	10%
2006	5.79	0.34	6%

ILO			
	Promedio	Desv. Estándar	%
2005	6.39	0.66	10%
2006	5.83	0.34	6%

PUCALLPA			
	Promedio	Desv. Estándar	%
2005	7.14	0.71	10%
2006	6.49	0.38	6%

Cuadro F-5
Porcentajes Históricos de Variación de Residual 6

TALARA			
	Promedio	Desv. Estándar	%
2005	3.32	0.22	7%
2006	3.25	0.20	6%

CALLAO			
	Promedio	Desv. Estándar	%
2005	3.36	0.23	7%
2006	3.28	0.21	6%

ILO			
	Promedio	Desv. Estándar	%
2005	3.41	0.23	7%
2006	3.32	0.21	6%

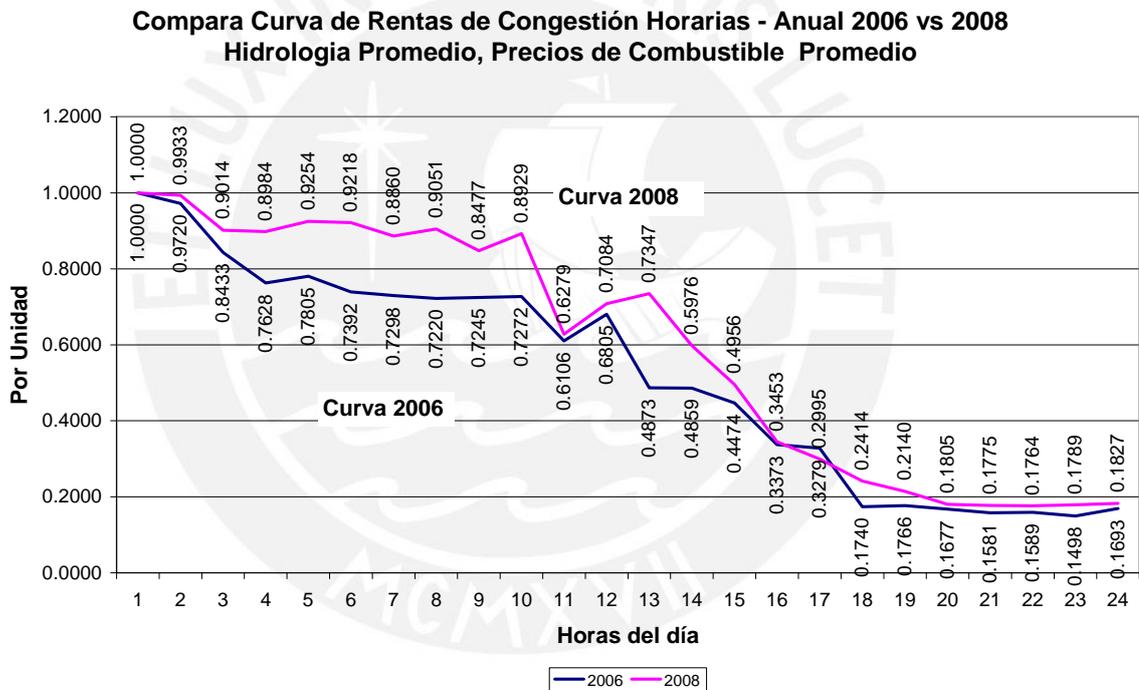
Se puede observar que los porcentajes históricos de variación del Diesel 2 estuvieron entre 6% y 11%, mientras que para el Residual 6 estuvieron entre 6% y 7%. En consecuencia, con base a los resultados obtenidos, se puede asumir que la banda posible de variación de los combustibles se encuentra entre +10% y -10%.

Apéndice G. Resultado de Sensibilidad para el Año 2008

A continuación se muestran los resultados de rentas de congestión que se obtuvieron, como análisis de sensibilidad, para el año 2008. Para este cálculo se ha considerado que la demanda crece uniformemente en 16%, y los demás datos se mantienen constantes.

En la figura siguiente se muestra la curva anual de rentas de congestión en por unidad obtenidas para el año 2008, comparadas con la curva para el año 2006.

Figura G-1



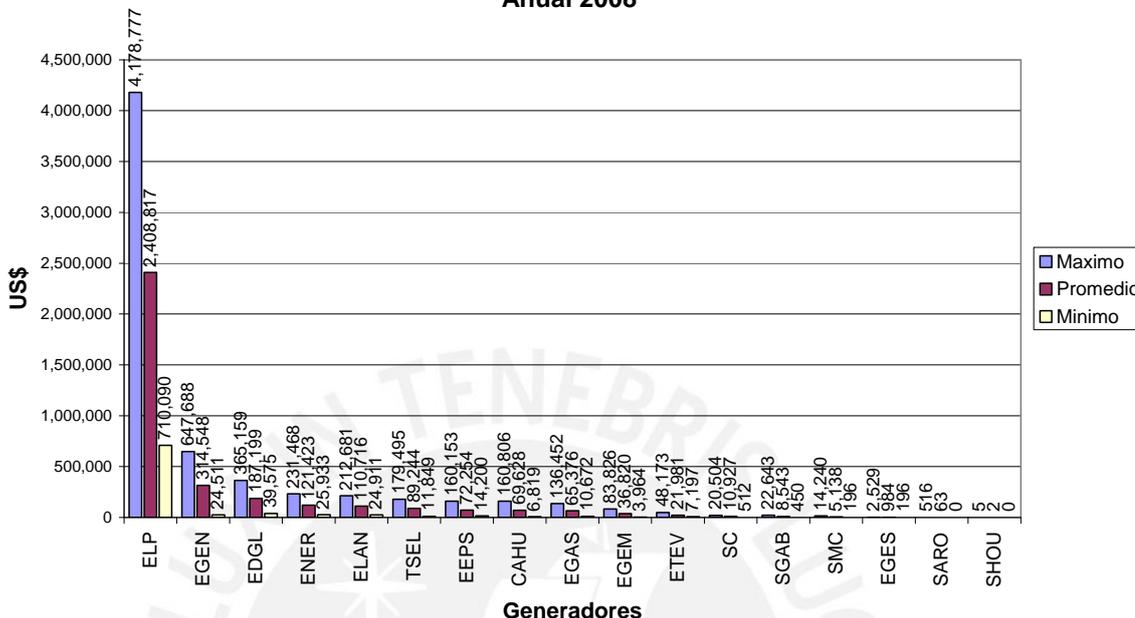
Para el año 2008 se tiene que con un 58% de probabilidad las rentas de congestión superan el 50% del monto mayor, en el año 2006 esta probabilidad era de 50%. Esto se puede observar en el gráfico dado que en las horas 1 a 16 los valores de la curva del año 2008 son notablemente mayores que los de la curva del año 2006.

Por otro lado en el año 2008, con un 67% de probabilidad, las rentas de congestión superan el 33% del mayor valor, esto es igual que para la curva 2006. De igual forma ello se observa dado que en las horas 16 a 24 no existe diferencia notable entre las curvas de los años 2008 y 2006.

La figura siguiente muestra las rentas de congestión de las empresas generadoras.

Figura G-2

Riesgo de Renta de Congestión US\$ Anual 2008



Se puede observar que para un periodo anual, la suma de los mayores riesgos por rentas de congestión alcanzan US\$ 6 465 115, la suma de los riesgos promedio ascienden a US\$ 3 523 663 y la suma de los menores riesgos ascienden a US\$ 881 076. Cabe recordar que de acuerdo a los resultados mostrados en la figura G-1 existe un 58% de probabilidad de que el monto de este riesgo sea mayor que el 50% del valor mayor, es decir, mayores que US\$ 3 232 558 y un 67% de que las rentas de congestión sean mayores al 33% del valor mayor, es decir, mayores que US\$ 2 155 038.