

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DETERMINACIÓN DE LAS OPORTUNIDADES DE PARTICIPACIÓN DE LA EMPRESA CVG EDELCA PARA COMPETIR DENTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD COLOMBIANO BAJO UN ESQUEMA DE OPERACIÓN INTERNACIONAL COORDINADO

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
para optar al Título de Especialista en
Sistemas Eléctricos de Potencia
Por el Ing. Rosso Elías Parra Delgado

Caracas, 2007.

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DETERMINACIÓN DE LAS OPORTUNIDADES DE PARTICIPACIÓN DE LA EMPRESA CVG EDELCA PARA COMPETIR DENTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD COLOMBIANO BAJO UN ESQUEMA DE OPERACIÓN INTERNACIONAL COORDINADO

Prof. Guía: Juan D. Jiménez V.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
para optar al Título de Especialista en
Sistemas Eléctricos de Potencia
Por el Ing. Rosso Elías Parra Delgado

Caracas, 2007.

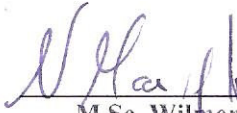
UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA
FACULTAD DE INGENIERÍA
COMISIÓN DE ESTUDIOS DE POSTGRADO

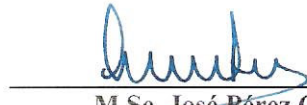
VEREDICTO

Quienes suscriben, miembros del Jurado designado por el Consejo de la Facultad de Ingeniería para examinar el Trabajo Especial presentado por el Ing. **Rosso Elías Parra Delgado**, Cédula de Identidad número **V-12.389.221**, y titulado "**DETERMINACIÓN DE LAS OPORTUNIDADES DE PARTICIPACIÓN DE LA EMPRESA CVG EDELCA PARA COMPETIR DENTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD COLOMBIANO BAJO UN ESQUEMA DE OPERACIÓN INTERNACIONAL COORDINADO**", a los fines de cumplir con el requisito legal para optar al título de **ESPECIALISTA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**, dan fe de lo siguiente:

1. Una vez leído como fue, dicho trabajo por cada uno de los miembros del jurado, el coordinador del jurado convocó para efectuar la defensa en forma pública el día jueves 03 de mayo, a las 4:00 p.m., en el Aula 308 del Edificio de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ingeniería.
2. La defensa comenzó a las 04:15 p.m. en el sitio y fecha antes señalados. El aspirante hizo un resumen oral de su Trabajo Especial, luego de lo cual respondió satisfactoriamente las preguntas que le fueron formuladas por el Jurado, todo ello conforme a lo dispuesto en el artículo 44 del Reglamento de Estudios de Postgrado de la Universidad Central de Venezuela.
3. Finalizada la defensa pública, el jurado deliberó en privado y por unanimidad decidió **APROBAR** el Trabajo por considerar, sin hacerse solidario de las ideas expuestas por el autor, que se ajusta a lo dispuesto y exigido en el Reglamento antes citado. Para dar este veredicto, el Jurado consideró que el trabajo representa un aporte relevante y de actualidad en cuanto a la integración energética de países de Suramérica.

En fé de lo cual se levanta la presente acta, en original y tres copias, en Caracas, a los tres días del mes de mayo de dos mil siete, dejándose constancia que conforme a la normativa jurídica vigente, actuó como coordinador del jurado, el Prof. Juan Diego Jiménez, tutor del trabajo.


M.Sc. Wilmer Malpica


M.Sc. José Pérez C.


M.Sc. Juan Diego Jiménez
Coordinador

RESUMEN

Rosso Elías, Parra Delgado

DETERMINACIÓN DE LAS OPORTUNIDADES DE PARTICIPACIÓN DE LA EMPRESA CVG EDELCA PARA COMPETIR DENTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD COLOMBIANO BAJO UN ESQUEMA DE OPERACIÓN INTERNACIONAL COORDINADO

Prof. Guía: Juan Diego Jiménez V. Caracas. U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Especialista en Sistemas Eléctricos de Potencia. Empresa: C.V.G. Electrificación del Caroní (CVG EDELCA). Trabajo de Grado. 2007. 174 h.

Palabras Claves: planificación operativa, despacho coordinado, software de simulación, precios de combustibles, plantas térmicas.

Resumen: El proyecto consiste en un estudio teórico de la planificación operativa de los sistemas eléctricos de Venezuela, Colombia y Ecuador trabajando de forma interconectada bajo un esquema de despacho coordinado para el período 2007-2010. En primer lugar se brinda la información recopilada sobre los sistemas eléctricos y el marco regulatorio de cada uno de los países considerados en el estudio así como ciertas generalidades tanto de la planificación operativa como del software de simulación usado para modelar la operación de los sistemas llamado "Stochastic Dual Dynamic Programming" (SDDP®). Posteriormente se definen los casos a simular, los cuales se diferencian entre sí solamente por una premisa de carácter económico que consiste en la variación de los precios de los combustibles usados por las plantas térmicas como energía primaria para la generación de electricidad. Inicialmente se plantea un primer caso al cual se le da el nombre de "Caso Base" donde se utilizan los precios de combustibles existentes en cada uno de los países estudiados y luego, por otro lado, se plantea un segundo caso con el nombre "Sensibilidad a Combustibles" en el cual se homologan los precios de los combustibles para los tres países con base al precio de referencia que éstos toman en los Estados Unidos para finales del año 2006 y que publica la Energy Information Administration (EIA) en su página web. Se realizan las correspondientes simulaciones en el software usado (SDDP®) y se muestran los resultados más relevantes para evaluar las posibilidades de participación de Venezuela, particularmente la empresa CVG EDELCA, en el mercado de energía eléctrica de Colombia bajo un es esquema similar al existente entre Colombia y Ecuador de Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE). Finalmente se realizan los análisis de los resultados y se brindan las conclusiones de este estudio.

INDICE GENERAL

RESUMEN	4
LISTA DE TABLAS.....	7
LISTA DE FIGURAS.....	8
LISTA DE ACRÓNIMOS	10
INTRODUCCIÓN.....	12
CAPÍTULO I: DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS	15
1. El Sistema Eléctrico Colombiano (SEC)	15
1.1. Empresas del SEC	15
1.2. Áreas Operativas	17
1.3. Recursos de Generación y Demanda del SEC	18
1.4. Red de Transmisión (STN)	21
2. El Sistema Eléctrico Ecuatoriano (SEE)	23
2.1. Empresas del SEE.....	23
2.2. Áreas Operativas	24
2.3. Recursos de Generación y Demanda del SEE.....	25
2.3.1. Centrales Hidráulicas.....	27
2.3.2. Centrales Térmicas	28
2.4. Red de Transmisión.....	28
3. El Sistema Eléctrico Venezolano (SEV)	32
3.1. Empresas del SEV	32
3.2. Áreas Operativas	33
3.3. Recursos de Generación y Demanda del SIN.....	35
3.3.1. Centrales Hidráulicas.....	37
3.3.2. Centrales Térmicas	39
3.4. Red de Transmisión.....	41
CAPÍTULO II: MARCOS REGULATORIOS	43
1. Marco Regulatorio del Servicio Eléctrico en Colombia.....	43
1.1. Antecedentes	43
1.2. La Reforma del Sector Eléctrico en Colombia	44
1.2.1. Esquema Institucional del Sector de Energía Eléctrica	45
1.2.2. Mercado de Energía Eléctrica.....	47
2. Marco Regulatorio del Servicio Eléctrico en Ecuador.....	49
2.1. Antecedentes	49
2.2. La Reforma del Sector Eléctrico en Ecuador	50
2.2.1. Esquema Institucional del Sector de Energía Eléctrica	51
2.2.2. Mercado de Energía Eléctrica.....	52
3. Marco Regulatorio del Servicio Eléctrico en Venezuela.....	53
3.1. Antecedentes	53
3.2. Marco Legal Vigente y la Reforma del SEV	54
3.2.1. Esquema Institucional Previsto en la LOSE.....	56
3.2.2. El Mercado Mayorista de Energía Contemplado en LOSE.....	57
CAPÍTULO III: LA PLANIFICACIÓN OPERATIVA, EL MODELO PARA PLANIFICACIÓN SDDP Y SU METODOLOGÍA	59

1.1.	Introducción	59
1.2.	Planificación Operativa Según los Tipos de Sistemas de Generación	60
1.2.1.	El valor del Agua.....	65
1.3.	Los Horizontes de Tiempo de la Planificación Operativa	66
1.4.	Formulación del Problema de Despacho	67
1.4.1.	Despacho de una etapa de sistemas térmicos	68
1.4.2.	Despacho hidrotérmico de una etapa.....	71
2.	Descripción del Modelo para Planificación Operativa SDDP y su Metodología 77	
2.1.	El Modelo SDDP	77
2.2.	Descripción Funcional del Modelo	79
2.2.1.	Organización de los Datos de Entrada.....	80
2.2.1.1.	Datos de los Combustibles	81
2.2.1.2.	Datos de las Planta Térmicas.....	84
2.2.1.3.	Datos de las Planta Hidráulicas	87
2.2.1.4.	Datos de Hidrología.....	94
2.2.1.5.	Demanda Eléctrica.....	94
2.2.1.6.	Red de Transmisión.....	95
2.2.1.7.	Expansiones y Modificaciones	99
2.2.2.	Opciones de Ejecución del Modelo	101
2.2.2.1.	Parámetros para la Ejecución del Modelo	102
2.2.2.2.	Ejecución del Modelo.....	110
CAPÍTULO IV: PREMISAS PARA LA CONFORMACIÓN DE LOS CASOS DE SIMULACIÓN Y DEFINICIÓN DE LOS MISMOS		
114		
1.	Premisas	114
1.1.	Datos requeridos	114
1.2.	Datos de las Plantas Térmicas	114
1.3.	Indisponibilidad de las Unidades	122
1.4.	Representación de los Combustibles	123
1.5.	Representación de las Plantas Hidráulicas	124
1.5.1.	Representación de la Hidrología.....	125
1.6.	Representación de la Red de Transmisión	125
1.7.	Representación de la Demanda	126
1.8.	Representación de las Expansiones	138
1.8.1.	Planes para Generación	138
1.8.2.	Planes para Transmisión.....	140
1.9.	Costo del Déficit	143
2.	Definición de los Casos de Simulación y Análisis de los Resultados Obtenidos 144	
2.1.	Casos de Simulación	144
2.2.	Análisis de los Resultados Obtenidos	145
2.2.1.	Análisis del Caso Base	145
2.2.2.	Análisis del Caso Sensibilidad a Combustibles.....	155
2.2.3.	Análisis de los Sistemas Operando Aisladamente.....	162
CONCLUSIONES		
169		
BIBLIOGRAFÍA		
172		

LISTA DE TABLAS

Tabla N° 1. Principales Empresas del SEC	16
Tabla N° 2. Energía demandada en el mes de Diciembre de los años 2005 y 2006 por cada área operativa.....	18
Tabla N° 3. Propiedad de las Líneas de Uso del STN Colombiano	23
Tabla 4. Contribución Porcentual de las Centrales Hidroeléctricas más Grandes de Ecuador	27
Tabla 5. Plantas Térmicas del Sistema Eléctrico Venezolano al 2005.....	40
Tabla 6. Longitud (km) de líneas de la RTT por empresa y por nivel de tensión.....	41
Tabla 7. Datos Técnicos de las Unidades Térmicas Modeladas.....	117
Tabla 8. Demanda en Energía (GWh) por Bloque de Demanda para cada Mes y Año del Período de Estudio en Venezuela	129
Tabla 9. Demanda en Energía (GWh) por Bloque de Demanda para cada Mes y Año del Período de Estudio en Colombia	130
Tabla 10. Demanda en Energía (GWh) por Bloque de Demanda para cada Mes y Año del Período de Estudio en Ecuador.....	130
Tabla 11. Demanda en Potencia (MW) por Bloque de Demanda para cada Barra de Carga de los Sistemas Bajo Estudio para el año base 2006.	131
Tabla 12. Demanda en Potencia (MW) por Bloque de Demanda para cada Barra con Carga tipo Industrial de los Sistemas Bajo Estudio para el año base 2006.....	137
Tabla 13. Plan de Expansión de Generación Considerado en la Simulación	139
Tabla 14. Plan de Expansión de Transmisión Considerado en la Simulación	141
Tabla 15. Costos Operativos en Venezuela	162

LISTA DE FIGURAS

Figura N° 1. Áreas operativas del SEC	17
Figura N° 2. Estructura del Parque de Generación Colombiano.....	19
Figura N° 3. Localización Geográfica de las Principales Centrales de Generación	20
Figura N° 4. Distribución Geográfica de la Red de Transmisión Nacional Colombiana.....	22
Figura N° 5. División Política de la República del Ecuador	24
Figura N° 6. Áreas de Concesión de las Empresas Distribuidoras.....	25
Figura N° 7. Distribución de la Generación del año 2005 según la tecnología.....	26
Figura N° 8. Ubicación de Plantas Térmicas en Ecuador de Empresas Generadoras	29
Figura N° 9. Ubicación Geográfica de Plantas Térmicas de Empresas Distribuidoras.....	30
Figura N° 10. Configuración del Sistema Nacional de Transmisión en Ecuador	31
Figura N° 11. Ubicación geográfica de las empresas del SIN y sus interconexiones	34
Figura N° 12. Estructura del Parque de Generación Venezolano	36
Figura N° 13. Cadena de la Centrales Hidroeléctricas del Bajo Caroní.....	38
Figura 14. Ubicación Física de las Centrales Hidroeléctricas del Bajo Caroní.....	38
Figura N° 15. Distribución Geográfica de la Red de Transmisión del SIN	42
Figura N° 16. Esquema Institucional del Sector Eléctrico Colombiano	46
Figura N° 17. Proceso de Decisión para Sistemas Hidrotérmicos	62
Figura N° 18. Costo Inmediato y Futuro por Almacenamiento	63
Figura N° 19. Valor del Agua.....	65
Figura N° 20. Esquema General del Balance Hidráulico de un Embalse	72
Figura N° 21. Función de Costo Futuro (FCF).....	75
Figura N° 22. Flujo de Información en el Modelo SDDP	80
Figura N° 23. Menú Principal del Modelo de Simulación SDDP	81
Figura N° 24. Entrada de Datos para Costos de Combustibles	82
Figura N° 25. Entrada de Datos por Restricciones de Combustibles	84
Figura N° 26. Entrada de Datos para Plantas Térmicas	85
Figura N° 27. Entrada de Datos para Plantas Hidráulicas.....	87
Figura N° 28. Entrada de Datos Operativos de las Plantas Hidráulicas	88
Figura N° 29. Entrada de Datos del Tipo de las Plantas Hidráulicas	89
Figura N° 30. Entrada de Tablas para Definición del Embalse.....	93
Figura N° 31. Entrada de Datos para Caudales Históricos.....	94
Figura N° 32. Entrada de Datos para la Demanda del Sistema.....	95
Figura N° 33. Entrada de Datos para Áreas Eléctricas.....	96
Figura N° 34. Entrada de Datos para Barras del Sistema.....	97
Figura N° 35. Entrada de Datos para Circuitos	98
Figura N° 36. Entrada de Datos de Expansión/Modificación de Plantas Térmicas	99
Figura N° 37. Entrada de Datos de Expansión/Modificación de Plantas Hidráulicas.....	100
Figura N° 38. Entrada de Datos de Expansión/Modificación de Circuitos	100
Figura N° 39. Modificación de los Intercambios entre Áreas	101
Figura N° 40. Entrada de datos para Definición del Estudio	102
Figura N° 41. Cortes en la Etapa T para el Cálculo de la FCF.....	106
Figura N° 42. Entrada de Datos para Configuración del Sistema	108

Figura N° 43. Entrada de Datos Económicos.....	109
Figura N° 44. Definición de los Estados del Sistema.....	111
Figura N° 45. Cálculo de la Decisión Óptima por Escenario – Última Etapa.....	111
Figura N° 46. Cálculo del Primer Segmento de la FCF	112
Figura N° 47. Cálculo de una FCF Lineal por Partes para la Etapa T	112
Figura N° 48. Representación de la FCF por Tramos de Recta	113
Figura N° 49. Curva de eficiencia de las plantas térmicas.	115
Figura N° 50. Costos Marginales Promedio de Demanda para el Caso Base	146
Figura N° 51. Flujos de Potencia para el Caso Base entre Venezuela – Colombia y Colombia – Ecuador respectivamente	147
Figura N° 54. Costos Marginales Promedio de Demanda en los Nodos Frontera entre Colombia y Venezuela para el Caso Base y el Flujo de Potencia entre ellos.....	149
Figura N° 55. Ventas y Precios de Energía de CVG EDELCA (Venezuela) a ISAGEN (Colombia) a través de la línea Cuatricentenario – Cuestecitas durante el año 2006	150
Figura N° 56. Ventas y Precios de Energía de Colombia a Ecuador través de la línea Jamondino – Pomasquí durante el año 2006	151
Figura N° 57. Balance de Energía en Colombia para el Caso Base	151
Figura N° 58. Balance de Energía en Ecuador para el Caso Base	152
Figura N° 59. Balance de Energía en Venezuela para el Caso Base.....	152
Figura N° 60. Racionamiento de Energía Mensual por Áreas Operativas en Venezuela para el Caso Base	153
Figura N° 61. Racionamiento Promedio de Energía Anual por Áreas Operativas en Venezuela para el Caso Base.....	153
Figura N° 62. Costos Marginales Promedio para el Caso Sensibilidad a Combustibles ...	156
Figura N° 63. Flujos de Potencia para el Caso Sensibilidad a Combustibles entre Venezuela – Colombia y Colombia – Ecuador respectivamente	157
Figura N° 64. Costos Marginales Promedio de Demanda en Colombia y Venezuela para el Caso Sensibilidad a Combustibles y el Flujo de Potencia entre ellos	158
Figura N° 65. Costos Marginales Promedio de Demanda en Colombia y Ecuador para el Caso Sensibilidad a Combustibles y el Flujo de Potencia entre ellos	158
Figura N° 66. Balance en Colombia para el Caso Sensibilidad a Combustibles	159
Figura N° 67. Balance en Ecuador para el Caso Sensibilidad a Combustibles	159
Figura N° 68. Balance en Venezuela para el Caso Sensibilidad a Combustibles	160
Figura N° 69. Racionamiento por Áreas Operativas Mensuales en Venezuela para el Caso Sensibilidad a Combustibles.....	160
Figura N° 70. Déficit de Energía por Áreas Operativas en Venezuela para el Caso Sensibilidad a Combustibles.....	161
Figura N° 71. Balance de Energía del Sistema Eléctrico de Colombia Aislado	163
Figura N° 72. Balance de Energía del Sistema Eléctrico de Ecuador Aislado.....	163
Figura N° 73. Balance de Energía del Sistema Eléctrico de Venezuela Aislado	164
Figura N° 74. Costos Marginales de Cada Uno de los Países Operando de Forma Aislada	164
Figura N° 76. Costos Marginales de Ecuador para cada Caso Simulado.....	165
Figura N° 77. Costos Marginales de Venezuela para cada Caso Simulado	166

LISTA DE ACRÓNIMOS

ASIC	Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales
CAC	Comité Asesor de Comercialización
CADAFE	Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CIER	Comisión de Integración Energética Regional
CND	Centro Nacional de Despacho
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica
CNGSE	Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico
CONELEC	Consejo Nacional de Electricidad
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
CRZ	Complejo Ricardo Zuloaga
CVF	Corporación Venezolana de Fomento
CVG	Corporación Venezolana de Guayana
DNP	Departamento Nacional de Planeación
EDC	La Electricidad de Caracas C.A.
EDELCA	Electrificación del Caroní C.A.
EIA	Energy Information Administration
ELEVAL	La Electricidad de Valencia C.A.
ENELBAR	C.A. Energía Eléctrica de Barquisimeto
ENELCO	C.A. Energía Eléctrica de la Costa Oriental del Lago
ENELVEN	C.A. Energía Eléctrica de Venezuela
FCF	Función de Costo Futuro
FCI	Función de Costo Inmediato
INECEL	Instituto Ecuatoriano de Electrificación
ISA	Interconexión Eléctrica S.A.
LOSE	Ley Orgánica de Servicio Eléctrico
LRSE	Ley de Régimen del Sector Eléctrico
MCI	Motores de Combustión Interna
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista

MENPET	Ministerio de Energía y Petróleo
MME	Mercado Mayorista de Electricidad
O&M	Operación y Mantenimiento
OP SIS	Oficina de Operación de Sistemas Interconectados
PL	Programación Lineal
RTT	Red Troncal de Transmisión
SDDP	Stochastgic Dual Dynamic Programming
SEC	Sistema Eléctrico Colombiano
SEE	Sistema Eléctrico Ecuatoriano
SENECA	Servicio Eléctrico de Nueva Esparta C.A.
SEV	Sistema Eléctrico Venezolano
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central
SIN	Sistema Nacional Interconectado
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SNT	Sistema Nacional de Transmisión
SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
STN	Sistema de Transmisión Nacional
TIE	Transacciones Internacionales de Electricidad
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética

INTRODUCCIÓN

Tradicionalmente Venezuela y Colombia han sostenido transacciones internacionales de energía eléctrica a través de la región Andina por medio de la línea El Corozo (Venezuela) – San Mateo (Colombia) en 230kV y desde 1992 a través del Estado Zulia mediante la línea Cuatricentenario (Venezuela) – Cuestecitas (Colombia) de 230kV. Las transacciones a través del nexo por el Estado Zulia se han llevado a cabo entre CVG Electrificación del Caroní (CVG EDELCA) en Venezuela y el Grupo ISA en Colombia.

Desde 1995 el sistema eléctrico colombiano empieza a regirse bajo una estructura de mercado basada en un esquema de bolsa de electricidad en la cual participan los dos extremos de la cadena del servicio eléctrico, es decir, la generación y la demanda, siendo esta última representada por la figura de los comercializadores.

Tal estructura de mercado busca, entre otras cosas, la eficiencia económica global del servicio así como otorgar a entes privados la responsabilidad de la expansión del sistema de generación a fin de superar la crisis energética presentada desde 1993. De esta manera se deslastraría al Estado de tal responsabilidad, dejándole solo las funciones de regulador de la actividad del servicio eléctrico.

Desde la entrada en operación del mercado colombiano la participación de CVG EDELCA dentro del mismo se ha realizado de manera indirecta, esto es, CVG EDELCA actúa como un generador más dentro del esquema de mercado colombiano y su oferta es presentada a través de ISAGEN (empresa colombiana de generación del grupo ISA), no existiendo, desde este punto de vista comercial, una transacción entre sistemas (Venezuela-Colombia) basada en las oportunidades de economía que uno u otro sistema pudiesen ofrecer como resultado de la optimización de cada uno de ellos.

Hoy en día se siguen haciendo las transacciones de esta forma debido a que en Venezuela aún no se ha implementado un esquema de operación de mercado de energía tal como está enmarcado en la Ley Orgánica del Servicio Eléctrico (LOSE).

Por otro lado, Ecuador y Colombia han definido un esquema de operación coordinada que permite aprovechar las oportunidades de compra de energía en el mercado vecino a fin de obtener beneficios económicos a través de la optimización del despacho de la demanda y la reducción de los costos operativos locales. Este esquema conocido como Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo (TIE) ha estado operando entre ambos países desde el año 2003 gracias a que en Ecuador se han logrado definir reglas de operación a costo marginal que permiten generar señales equivalentes a las de un mercado de energía como el de Colombia, suficientes para establecer el flujo de las transacciones entre ambos países.

En septiembre del año 2001, Venezuela se suscribió al acuerdo del Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad, el cual está regulado por la Comunidad Andina de Naciones (CAN) en su Decisión 536. A pesar de haberse suscrito dicho acuerdo, el cual tiene carácter supranacional, este no ha sido implementado por el Estado Venezolano.

Ahora bien, dado que deben existir oportunidades de negocios para CVG EDELCA participando en el Mercado Colombiano a través de un esquema como la TIE, se hace necesario evaluar y prever con anticipación cuáles serán esas oportunidades y cuáles serán los beneficios que el sistema venezolano obtendrá por tales transacciones.

Si bien es cierto que no se prevé en el corto plazo la conformación de un mercado de energía eléctrica de libre competencia en Venezuela equivalente al de Colombia, se debe considerar que la LOSE establece que la operación del sistema nacional se realizará a mínimo costo y de forma centralizada. Este aspecto es de suma importancia ya que nivela a Venezuela al caso ecuatoriano, abriendo la posibilidad de conformar una TIE entre Venezuela y Colombia.

Es de suma importancia mencionar que en el presente trabajo, solo se ha considerado, de todas las interconexiones existentes entre Venezuela y Colombia, la interconexión Cuatricentenario – Cuestecitas debido a que es a través de esta línea que CVG EDELCA realiza sus transacciones con el país vecino.

Queda para posteriores estudios y análisis la consideración de todas las interconexiones físicamente existentes en la actualidad y las previstas a futuro entre los países aquí estudiados, incluso en niveles de tensión inferiores a 230 kV como es el caso de la línea La Fría II (Venezuela) – Tibú (Colombia) a 115 kV por la región Andina, para así evaluar todas las posibles transacciones de energía eléctrica que se pueden presentar entre Colombia, Ecuador y Venezuela cuando sus sistemas eléctricos operan bajo un esquema de despacho coordinado a costo marginal.

CAPÍTULO I: DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

1. El Sistema Eléctrico Colombiano (SEC)

1.1. Empresas del SEC

En Colombia existe un único sistema interconectado con redes que enlazan las plantas de generación con los centros de carga de la Región Andina, litorales Atlántico y Pacífico y parte de los Llanos Orientales. La demanda del resto del país es atendida con generación local y representa el 1% de la demanda nacional.

Existe una gran variedad de empresas que hacen vida en el SEC en cada una de las actividades como lo son generación, transmisión, distribución o comercialización e inclusive, hay empresas dedicadas a más de una de estas actividades ya que así lo permite la actual Regulación del Sector de este país con ciertas condiciones, como por ejemplo, el manejo por separado de la contabilidad de cada tipo de negocio.

Entre las empresas de mayor importancia se encuentran las listadas en la Tabla 1, la cual se muestra a continuación.

Tabla N° 1. Principales Empresas del SEC

Empresa	Actividad Desarrollada	Ubicación Geográfica (Departamento)	Capacidad Instalada de Generación (MW)
EMGESA S.A. E.S.P.	G – C	Cundinamarca	1.974
Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. - EBSA	G – T – D – C	Boyacá y Casanare	314
Electrificadora del Tolima S.A. E.S.P. - Electrolima	G – D – C	Tolima	50
Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P. - CEDENAR	G – D – C	Nariño	21
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P. - CENS	G – D – C	Norte de Santander	155
Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. - ESSA	G – T – D – C	Santander	14
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P. - CHEC	G – D – C	Caldas	215
Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica S.A. E.S.P. - CORELCA	G – C	Guajira y Atlántico	1.626
Promotora de Energía Eléctrica de Cartagena S.C.A.- PROELECTRICA	G – C	Bolívar	588 (*)
Urrá S.A. E.S.P.	G – C	Córdoba	335
Isagen S.A.	G – C	Santander, Antioquia y Caldas	2.086
Empresas Públicas de Medellín E.S.P - EEPPM	G – T – D – C	Antioquia	2.464
Empresa de Energía del Pacífico S.A. - EPSA	G – T – D – C	Cauca y Valle del Cauca	1.061
Empresas Municipales de Cali - EMCALI	G – D – C	Valle del Cauca	233

(*) Incluye las plantas de las nuevas empresas Termocartagena y Termocandelaria

G: Generación, T: Transmisión, D: Distribución, C: Comercialización

1.2. Áreas Operativas

El SEC operativamente está dividido en cinco áreas interconectadas entre sí a través del Sistema de Transmisión Nacional (STN) tal como se muestra en la Figura N° 1.



Figura N° 1. Áreas operativas del SEC

La Tabla 2 muestra los valores de la demanda de cada una de dichas áreas para los meses de diciembre de los años 2005 y 2006, siendo representativo de cómo está distribuida la demanda entre las regiones operativas.

Tabla N° 2. Energía demandada en el mes de Diciembre de los años 2005 y 2006 por cada área operativa

Región	Demanda Dic 2005 (GWh/mes)	Demanda Dic 2006 (GWh/mes)
Costa Atlántica	819	869
Antioquia - Choco	658	680
Noreste	416	416
Centro	1.037	1.099
Sur Occidente	1.024	1.044
STN	331	303
Total	4.285	4.411

Nota: La demanda STN corresponde a las cargas que se encuentran conectadas directamente al Sistema de Transmisión Nacional

1.3. Recursos de Generación y Demanda del SEC

El recurso de generación del SEC para finales del año 2005 dispuso de una capacidad instalada de potencia del orden de los 13.580 MW (9.218 MW de recurso hidráulico y 4.362 MW de recurso térmico equivalentes al 68% y 32% respectivamente de la capacidad total de potencia). El 60% de la capacidad instalada en el SEC es de propiedad privada y el 40% es propiedad pública. La producción para ese año fue de 50.430 GWh, la cual estuvo compuesta de un 77,3% de origen hidroeléctrico y 22,7% de origen térmico. Para el año 2006 la producción total de energía se ubica en 52.340 GWh lo cual representa un crecimiento de 3,79% respecto al 2005.

Es importante resaltar que, de lo producido por las plantas térmicas, el 77,4% corresponde a plantas de gas y el resto (22,6%) a plantas de carbón.

La Figura N° 2 muestra la composición del parque de generación del SEC por tipo de tecnología y a su vez se desglosa el porcentaje de participación de las empresas eléctricas más importantes en la capacidad total de generación instalada en el país al cierre del año 2005.

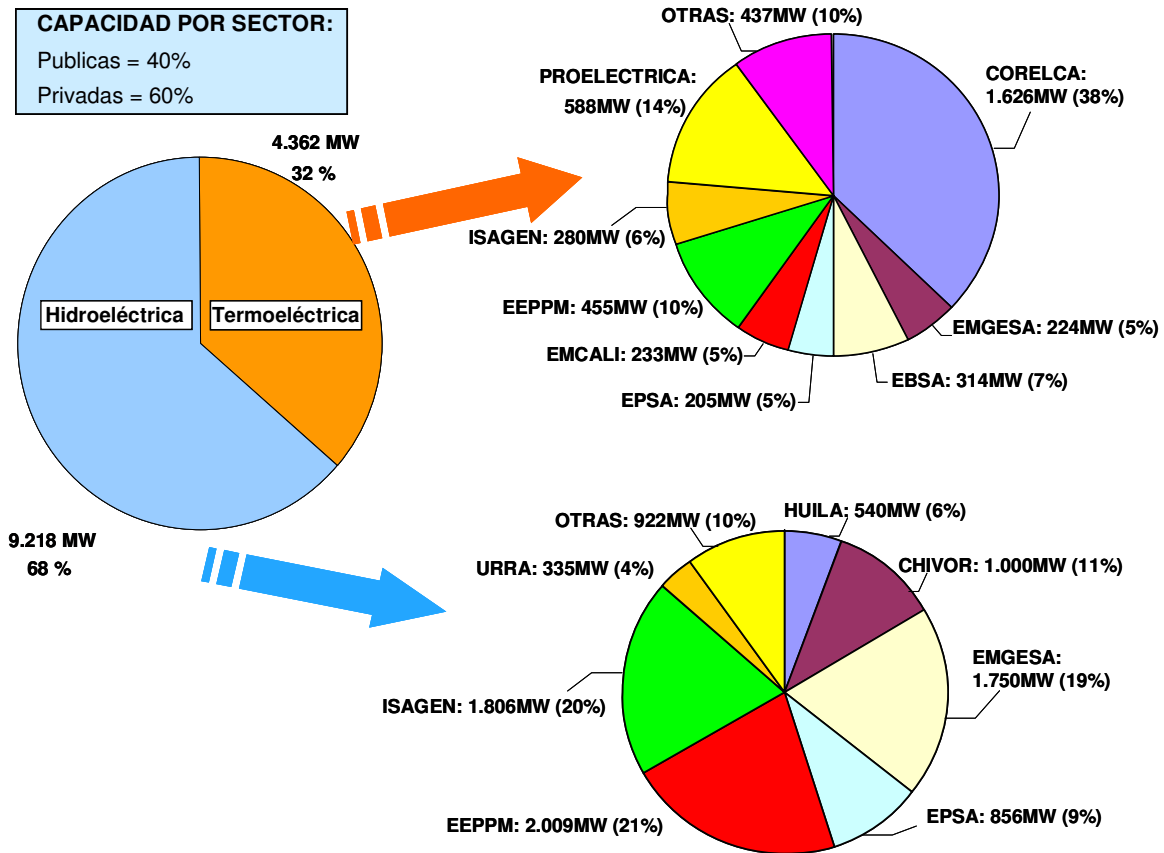


Figura N° 2. Estructura del Parque de Generación Colombiano

La demanda máxima de potencia del SEC para el año 2005 alcanzó el valor de 8.639 MW la cual ocurrió en el mes de diciembre mientras que el consumo de energía total durante ese año fue de 48.829 GWh los cuales fueron suplidos por la generación antes mencionada. En lo que respecta a la demanda máxima para el año 2006 se tiene que ésta llega a ser 8.762 MW y el consumo de energía se ubica en 50.815 GWh representando un crecimiento de 1,42% y 4,07% respectivamente en relación a los valores presentados en el 2005.

En la Figura N° 3 se muestra la ubicación geográfica de las principales centrales tanto hidráulicas como térmicas a lo largo y ancho del territorio colombiano.

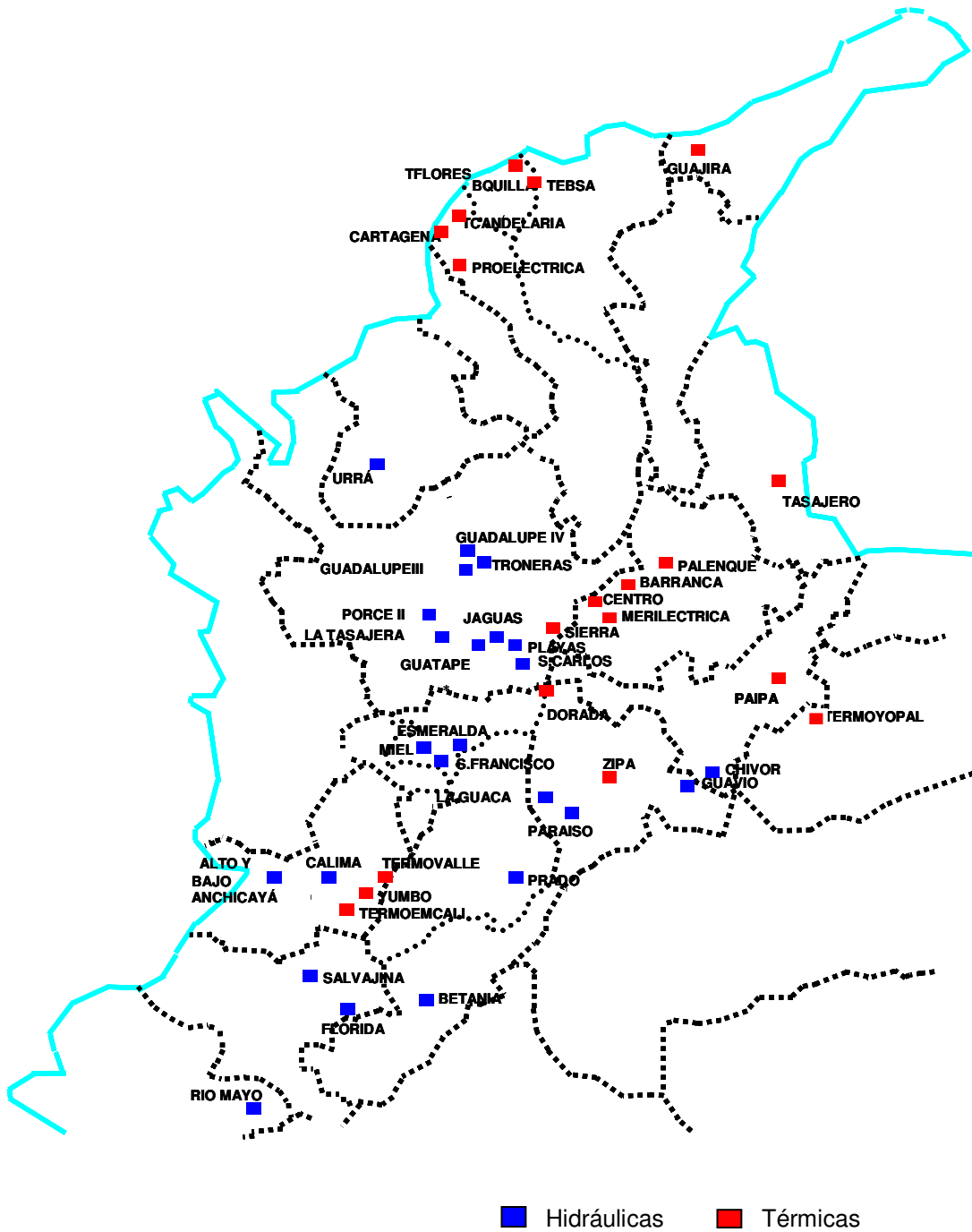


Figura N° 3. Localización Geográfica de las Principales Centrales de Generación

La capacidad total instalada de generación mencionada anteriormente para el año 2005 representa a su vez, respecto a los 13.363 MW al cierre del año 2004, un crecimiento del 1,62% mientras que por su parte, la demanda máxima presentada en el 2005 supera en 3,68% la del 2004 (8.332 MW también en el mes de diciembre) y el consumo de energía total del 2005 fue 3,85% mayor al del año 2004 (47.017 GWh).

1.4. Red de Transmisión (STN)

El sistema de transporte está constituido por redes de 500kV y 220kV de libre acceso. En el país operan 11 empresas transportadoras, de las cuales Interconexión Eléctrica S.A. (ISA) es el mayor transportador de energía eléctrica del país y propietario del 70% de la red nacional.

El Sistema de Transmisión Nacional (STN) finalizó el año 2005 conformado por 10.898,34 km de líneas a 220-230 kV y 1.449,36 km a 500 kV. De las líneas a 220-230 kV, 10.815,52 km son activos de uso y 82,82 Km. constituyen activos de conexión.

Existen interconexiones con Venezuela y Ecuador y actualmente la infraestructura de interconexión tiene una capacidad de 250 MW totales con Venezuela (150 MW a través de la línea Cuatricentenario – Cuestecitas en 230 kV) y de 260 MW con Ecuador (250 MW a través de la línea Jamondino – Pomasqui en 230 kV). El potencial total de intercambio identificado por la Comisión de Integración Energética Regional (CIER), es de 1000 MW con Venezuela y de 400MW con Ecuador.

En la actualidad, se desarrolla el proyecto de interconexión de Colombia con Panamá, lo que permitirá el ingreso al mercado de Centroamérica, apoyándose en el desarrollo del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), generando la creación de un corredor energético desde México hasta Perú.

Con respecto a Centroamérica existe un mercado potencial cuya factibilidad aumenta en la medida en que la interconexión propuesta en el SIEPAC entre Guatemala y Panamá se lleve a cabo.

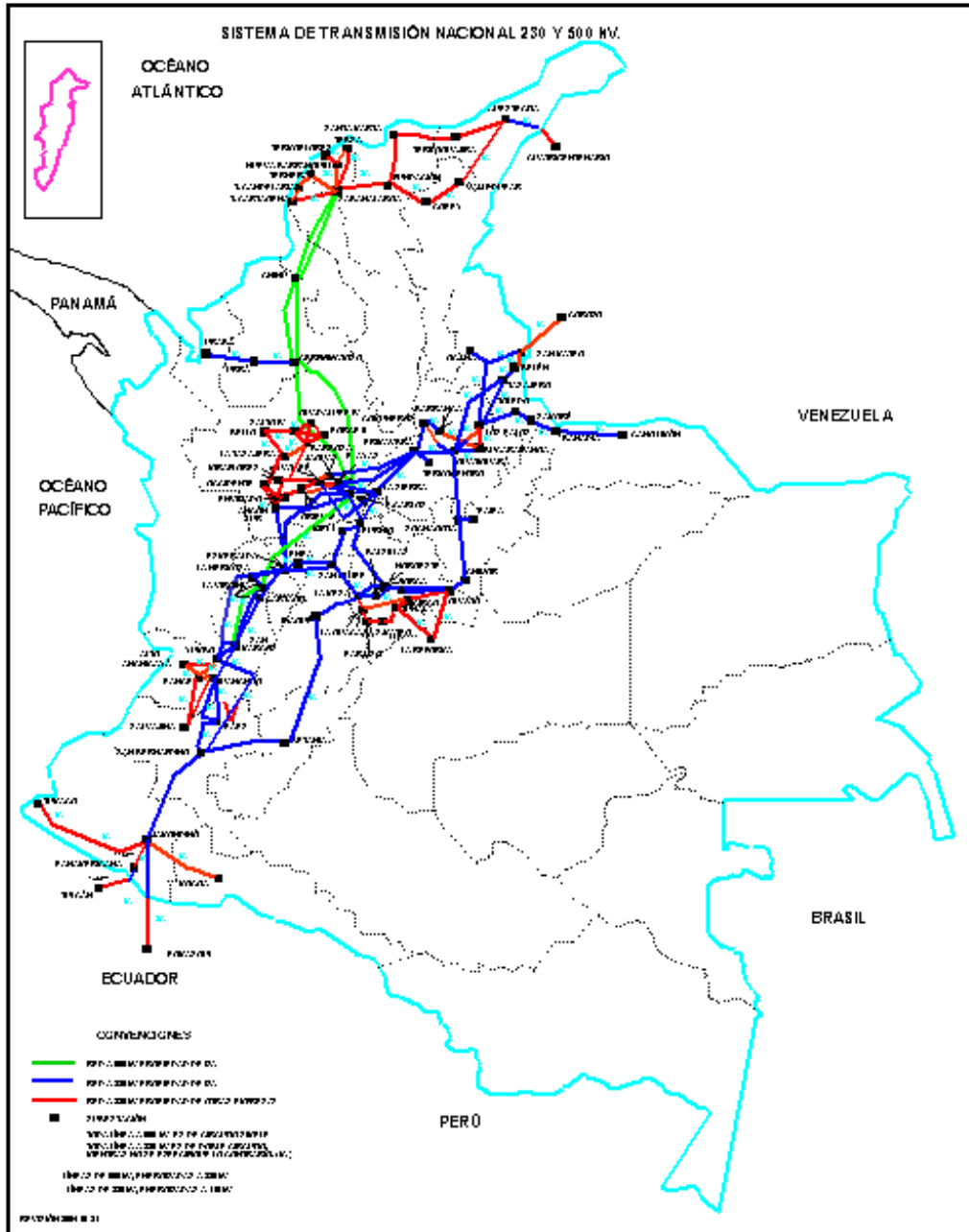


Figura N° 4. Distribución Geográfica de la Red de Transmisión Nacional Colombiana

En la Tabla N° 3 se muestra la distribución por propietario de las líneas de uso del STN al cierre del año 2005

Tabla N° 3. Propiedad de las Líneas de Uso del STN Colombiano

Empresa	220 - 230 kV	%	500 kV	%
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P	7.385,4	68,3	1.449,4	100
Traselca S.A. E.S.P	1.519,6	14,1	-	-
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.	791,8	7,3	-	-
Empresa de Energía de Bogotá E.S.P.	684,0	6,3	-	-
Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P	269,8	2,5	-	-
Electrificadora de Santander S.A. E.S.P	122,9	1,1	-	-
Distasa S.A. E.S.P.	27,3	0,3	-	-
Termoflores S.A. E.S.P.	14,8	0,1	-	-
Total	10.815,6	100	1.449,4	100

2. El Sistema Eléctrico Ecuatoriano (SEE)

2.1. Empresas del SEE

En la actualidad, la distribución de energía eléctrica se realiza a través del Sistema Nacional Interconectado (SNI), que permite llevar la energía proveniente de las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas hasta todas las regiones del país. Se entrega potencia y energía en bloques a dieciocho empresas eléctricas.

A diciembre de 2005 el Mercado de Energía Mayorista (MEM) estaba constituido por 13 agentes generadores (4 de capital privado, 8 con participación del Estado y 1 con administración temporal designada por el Estado), 18 distribuidoras incorporadas al SNI más 2 no incorporadas y 96 usuarios calificados como Grandes Consumidores, de los cuales 78 participaron en calidad de tales en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Adicionalmente 14 empresas participaron como Autoproductores.

2.2. Áreas Operativas

En el caso ecuatoriano no se pudo determinar con certeza las áreas operativas pero para dar una idea de la distribución geográfica del sector eléctrico de este país la Figura N° 5 muestra la división política de Ecuador y la Figura N° 6 las áreas de concesión de las empresas distribuidoras.



Figura N° 5. División Política de la República del Ecuador



Figura N° 6. Áreas de Concesión de las Empresas Distribuidoras.

2.3. Recursos de Generación y Demanda del SEE

La potencia instalada total a diciembre del año 2005 es de 3.973 MW, en tanto que la capacidad efectiva alcanza los 3.677 MW, incluyendo la autogeneración registrada en el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) y la generación no incorporada al SNI. De esta capacidad efectiva, 1.750 MW corresponden a generación hidroeléctrica (1.764 MW instalados), lo cual representa un 48 % del total de potencia efectiva.

Si se considera únicamente el Sistema Nacional Interconectado (SNI), la potencia efectiva para servicio público es de 3.534 MW. Por su parte los sistemas no incorporados de servicio público disponen de 142,32 MW de potencia de generación efectiva.

La disponibilidad de la generación termoeléctrica existente para servicio público es variable y depende de diversos factores, entre ellos: los períodos de mantenimiento, sean estos programados o no, disponibilidad de combustibles, y vida útil de los equipos. La casi totalidad de los motores de combustión interna (MCI) tienen más de 20 años de instalación,

razón por la cual sus rendimientos y factores de planta son bajos y sus costos variables de producción son altos. Se espera que estas unidades salgan de servicio en forma progresiva durante los años siguientes, sea por obsolescencia o al ser desplazadas en el mercado por la incorporación de unidades de generación más eficientes.

En el 2005, la generación bruta, sumando el SNI y los sistemas no incorporados, alcanzó 15.127 GWh, de los cuales 45,5% fueron de plantas hidroeléctricas y el resto con la producción e importación que consta en el gráfico siguiente (Figura N° 7). Por su parte, para el 2006 se tiene que hasta el mes de junio inclusive de este año la generación bruta alcanza los 8.024 GWh.

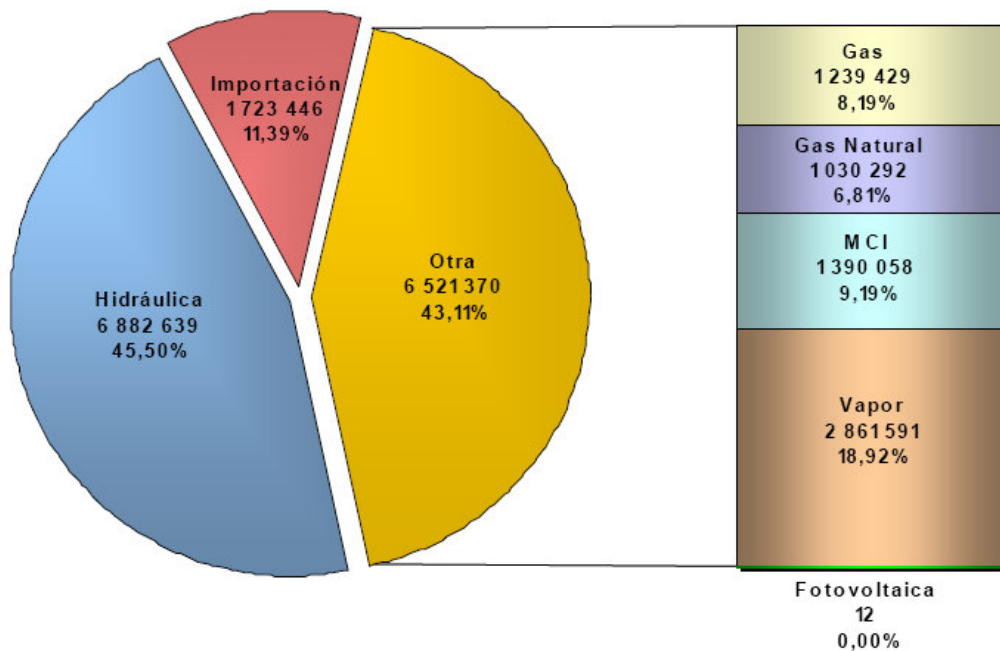


Figura N° 7. Distribución de la Generación del año 2005 según la tecnología

2.3.1. Centrales Hidráulicas

El 86% de la capacidad existente en centrales hidroeléctricas está constituida principalmente por las cuatro grandes centrales del Sistema Nacional Interconectado: Paute (1.075 MW) que es la mayor de todas, seguida por Marcel Laniado (213 MW), Agoyán (156 MW) y Pucará (74 MW).

La capacidad del embalse Amaluz de la central Paute (100,8 GWh), hace que sea considerado de regulación semanal. Esta limitación provoca dificultades en el abastecimiento eléctrico en época de estiaje ya que su producción se reduce notablemente. La central Agoyán prácticamente no tiene regulación y la central Pucará (79,7 GWh) no tiene un embalse de importancia, dada la limitada capacidad instalada. Con la central Marcel Laniado se puede operar mejor los otros embalses, ya que afirma energía secundaria de las centrales con embalse y, por estar ubicada en el occidente del país, tiene un régimen hidrológico complementario al de las otras tres centrales principales, situadas en la vertiente oriental o amazónica.

En el siguiente cuadro (Tabla 4), se presenta la composición típica mensual de la energía, expresada en porcentaje del total anual que podría generar cada central, para hidrología media.

Tabla 4. Contribución Porcentual de las Centrales Hidroeléctricas más Grandes de Ecuador

DISTRIBUCION MENSUAL DE LA ENERGÍA CON HIDROLOGÍA MEDIA DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS MÁS GRANDES. (%)				
Mes	Agoyán	M. Laniado	Paute Molino	Pucará
Enero	7.47	12.98	5.57	2.93
Febrero	6.85	9.02	6.72	8.32
Marzo	8.80	8.99	7.83	3.56
Abril	9.06	6.28	9.35	6.31
Mayo	9.35	5.99	9.68	1.97
Junio	9.06	4.83	10.92	2.65
Julio	9.35	4.99	11.69	15.90
Agosto	9.35	5.99	9.91	13.62
Septiembre	9.04	6.28	8.72	5.99
Octubre	7.90	8.99	7.94	12.39
Noviembre	6.61	10.14	6.27	13.35
Diciembre	7.14	15.52	5.39	13.03
TOTAL	100.00	100.00	100.00	100.00

Se puede observar que el período crítico de la central Marcel Laniado se inicia en mayo y termina en septiembre, período en el cual en el sistema eléctrico ecuatoriano la demanda no es la más alta. En cambio, el período crítico de las otras 3 centrales está comprendido, usualmente, entre los meses de noviembre a marzo, en el cual el sistema se encuentra el período de máxima demanda.

2.3.2. Centrales Térmicas

En la Figura N° 8 y 9 se muestran las ubicaciones geográficas de las plantas térmicas existentes en Ecuador a diciembre de 2004 pertenecientes a las empresas generadoras y distribuidoras respectivamente. Allí se puede observar la potencia efectiva asociada a cada una de las plantas.

Por su parte, en el año 2005, la demanda máxima del Sistema Nacional Interconectado (sin considerar los sistemas no incorporados), en bornes de generación, fue de 2.424 MW y se debe mencionar que de los 15.127 GWh totales generados se consumieron 11.756 GWh y la diferencia entre generación y consumo, 22 % aproximadamente, se debe a las pérdidas técnicas tanto de transmisión y de distribución así como a las pérdidas no técnicas en distribución.

2.4. Red de Transmisión

El Sistema Nacional de Transmisión (SNT) a diciembre de 2005 se encontraba conformado en su parte básica por un anillo a 230 kV, con líneas de doble circuito que unen las subestaciones de Paute, Milagro, Pascuales (Guayaquil), Quevedo, Sto. Domingo, Santa Rosa (Quito), Totoras (Ambato) y Riobamba. Vincula fundamentalmente el principal centro de generación del país (Paute), con los dos grandes centros de consumo: Guayaquil y Quito.



Figura N° 8. Ubicación de Plantas Térmicas en Ecuador de Empresas Generadoras



Figura N° 9. Ubicación Geográfica de Plantas Térmicas de Empresas Distribuidoras

Además, se dispone de una línea adicional de 230 kV, doble circuito, entre Paute, Pascuales y Trinitaria (Guayaquil), la misma que, junto con el anillo principal, permiten evacuar sin restricciones, excepto por voltajes, la generación disponible de la central hidroeléctrica Paute. Adicionalmente la línea de transmisión Pomasqui – Frontera con Colombia a 230 kV, que en lado colombiano llega a la subestación Jamondino en Pasto, interconecta el SNI con el sistema eléctrico colombiano.

Del anillo troncal de transmisión de 230 kV, se derivan líneas radiales de 138 y 69 kV, que permiten enlazar los principales centros de generación y de consumo del país, excepto algunas zonas del oriente y las islas Galápagos, que operan como sistemas aislados. La configuración actual del SNT se presenta en la gráfica de la Figura N° 10 en donde se ubican además las principales centrales generadoras.

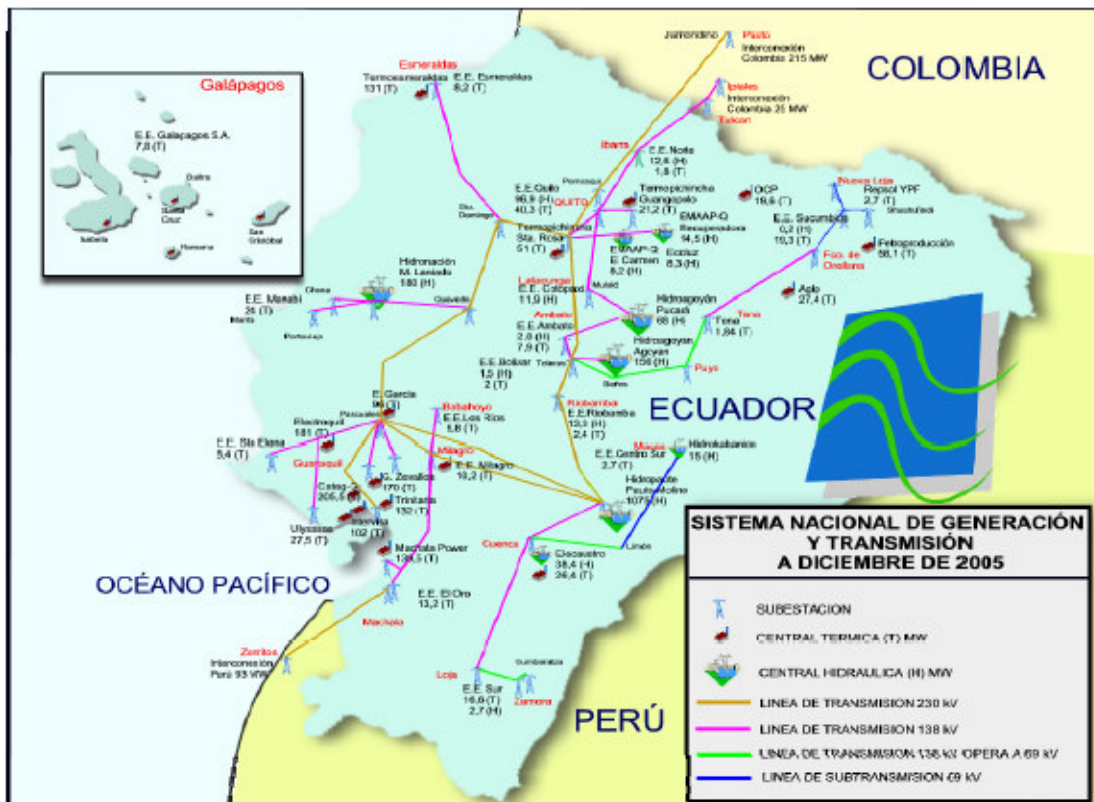


Figura N° 10. Configuración del Sistema Nacional de Transmisión en Ecuador

El sistema de transmisión en el Ecuador, a diciembre de 2005 estaba conformado por: 2.562 km de circuitos (en líneas de doble circuito, la longitud de circuitos es la longitud de línea por 2) de 230 kV, 2.589 km aislados para 138 kV y 6.410 MVA de capacidad máxima en transformadores de las subestaciones del SNT.

En cuanto a capacidad de importación desde Colombia y Perú, a diciembre de 2005 se disponía de 400 MW nominales (340 MW efectivos), de los cuales, 250 MW nominales se tienen a través de la línea Pomasqui – Jamondino a 230 kV, 40 MW nominales a través de la línea de interconexión a 138 kV que une el sistema de la Empresa Eléctrica Regional Norte con el sistema eléctrico colombiano, que no puede operar en sincronismo; y, 110 MW (100 efectivos), por la línea de 230 kV Zorritos-Machala, que solo puede operar en forma radial y desde su puesta en disponibilidad en enero de 2005, solo ha operado pocos días, por emergencia.

3. El Sistema Eléctrico Venezolano (SEV)

3.1. Empresas del SEV

El SEV está conformado por un conjunto de empresas eléctricas de diferentes dimensiones y objetivos, algunas de ellas son exclusivamente distribuidoras, mientras que otras integran generación, transmisión y distribución.

Entre las empresas se encuentran la CVG Electrificación del Caroní C.A. (CVG EDELCA), la Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE), La Electricidad de Caracas C.A. (EDC) y la C.A. Energía Eléctrica de Venezuela (ENELVEN), firmantes del contrato de interconexión en diciembre de 1988, el cual establece las normas básicas para la operación segura y económica del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Para fines de este trabajo se prestará especial interés a estas empresas ya que en manos de ellas

está la mayor parte de los recursos de generación y transmisión del SIN. Sin embargo, cuando se crea necesario se mostrará el detalle de las estadísticas de las otras empresas del SEV con recursos de generación (C.A. Energía Eléctrica de Barquisimeto- ENELBAR, Servicio Eléctrico de Nueva Esparta C.A. – SENECA, La Electricidad de Valencia C.A. – ELEVVAL y C.A. Energía Eléctrica de la Costa Oriental del Lago - ENELCO).

CVG EDELCA es la gran proveedora de energía al SIN, suministrando en promedio el 73% de toda la energía que se consume en el país, gracias al aprovechamiento de los recursos hidráulicos del Río Caroní, mediante las centrales hidroeléctricas de Guri, Macagua y Caruachi.

3.2. Áreas Operativas

Tradicionalmente el SIN se ha dividido desde el punto de vista operativo en áreas eléctricas, las cuales se caracterizan por disponer de recursos de generación y transmisión propios, así como nexos de interconexión entre ellas, además de despachos de carga para la coordinación de la operación de sus recursos junto al despacho nacional.

Actualmente las áreas operativas definidas son: CVG EDELCA, CADAFE ORIENTE, SENECA, EDC, CADAFE CENTRO, ENELVEN - ENELCO Y CADAFE OCCIDENTE. En la Figura N° 11 se muestra una representación simplificada del SIN sobre la geografía nacional.



Figura N° 11. Ubicación geográfica de las empresas del SIN y sus interconexiones

Desde el punto de vista operativo, todas las empresas, a excepción de CVG EDELCA, son empresas importadoras de energía, siendo éstas clientes de CVG EDELCA en este particular. Existen dos razones básicas para que estas empresas sean importadoras de energía, una de ellas es utilizar lo menos posible las plantas térmicas, sobre todo en áreas donde la disponibilidad del combustible más económico con el que se cuenta en el país, el gas, está limitada y por otro lado porque todas son empresas deficitarias en capacidad de generación, de forma tal que para lograr atender en totalidad su demanda máxima, se requiere importar parte de sus requerimientos.

Debido a las restricciones existentes en la actualidad a nivel de las redes de transporte y nexos de interconexiones, algunas de las áreas se exponen a diario a la posibilidad de

racionar demanda, para evitar el colapso de sus sistemas dada la imposibilidad de atender toda la demanda con los recursos disponibles.

3.3. Recursos de Generación y Demanda del SIN

El sistema de generación del SIN está conformado por una combinación de plantas térmicas y centrales hidroeléctricas, siendo las más importantes las centrales hidroeléctricas existentes en el Bajo Caroní. Al cierre del año 2005, entre ambos tipos de tecnología se totalizan 21.767,1 MW de capacidad instalada, de los cuales 14.414 MW, es decir, el 66,2% corresponden a centrales hidroeléctricas y 7.353,1 MW, el 33,8%, a centrales térmicas que utilizan diversos recursos como fuente primaria de energía (gas, diesel, Fueloil). Adicionalmente, de los 14.414 MW hidroeléctricos, 13.794 MW están concentrados en los desarrollos del Bajo Caroní y la diferencia en centrales ubicadas geográficamente en la zona de los Andes y Los Llanos del país.

Para el 2006 las cifras se traducen a 22.216,1 MW de capacidad instalada de los cuales 14.597 MW, es decir, el 65,7% corresponden a centrales hidroeléctricas y 7.619,1 MW, el 34,3%, a centrales térmicas. De igual forma, de los 14.597 MW hidroeléctricos, 13.977 MW están concentrados en los desarrollos del Bajo Caroní siendo la diferencia con la cifra del año 2005 debida a la entrada de la unidad 12 de la central Caruachi (183 MW).

La Figura N° 12 muestra la composición del parque de generación del SEV por tipo de tecnología y a su vez se desglosa el porcentaje de participación de las empresas eléctricas en la capacidad total de generación instalada en el país al cierre del año 2005.

La capacidad total instalada de generación mencionada anteriormente para el año 2005 representa, respecto a los 21.198,1 MW al cierre del año 2004, un crecimiento del 2,684% mientras que por su parte, si se compara el 2006 con el 2005 se puede decir que la capacidad instalada de generación presentó un aumento de 2,1%.

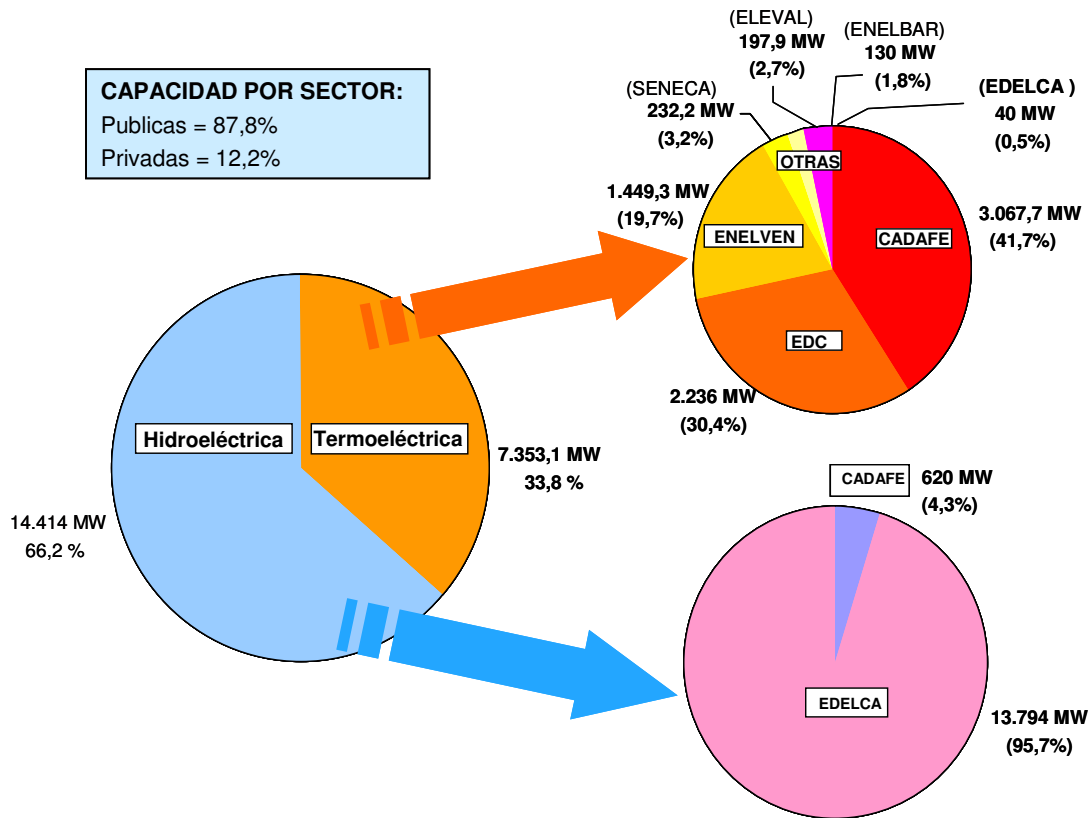


Figura N° 12. Estructura del Parque de Generación Venezolano

Por otro lado, la demanda máxima del SIN para el 2005 alcanzó el valor de 14.687 MW y se acumuló un consumo de energía de 103.574,3 GWh el cual fue atendido con un total de 104.091,5 GWh de energía generada de la que el 74,1% corresponde a la producción hidroeléctrica y el resto (25,9%) a la térmica. La demanda máxima presentada en el 2005 supera en 6,374% la del 2004 (13.807 MW) y el consumo de energía total del 2005 fue 7,944% mayor al del año 2004 (96.431 GWh).

De la misma manera se tiene que la demanda máxima del 2006 es de 15.945 MW y se acumuló un consumo de energía de 110.419,8 GWh el cual fue atendido con un total de 110.961,7 GWh de energía generada de la que el 73,4% corresponde a la producción hidroeléctrica y el resto (26,6%) a la térmica. La demanda máxima este último año supera en 8,6% la del 2005 y el consumo de energía total fue 6,6% mayor al del año inmediatamente anterior 2005.

Esto nos demuestra el gran crecimiento que ha presentando la demanda de potencia y energía en el SIN y en contraste con esta situación, para gran preocupación, la poca expansión del parque de generación el cual se agrava, como veremos más adelante, con las escasas inversiones en el sistema de transmisión.

3.3.1. Centrales Hidráulicas

Como se dijo anteriormente, las centrales hidroeléctricas totalizan 14.414 MW de capacidad instalada al cierre del año 2005. Estas centrales están en manos de dos empresas, CVG EDELCA y CADAFE, ubicándose la mayor parte de los desarrollos en el Bajo Caroní, pertenecientes a EDELCA.

Las centrales del Bajo Caroní son Guri con 8.851 MW, Macagua I con 360 MW, Macagua II con 2.400 MW, Macagua III con 170 MW y recientemente Caruachi con 2.013 MW las cuales totalizan 13.794 MW al cierre del 2005 a los que se debe añadir los 183 MW correspondientes a la capacidad de la unidad 12 de la central Caruachi que inició su operación comercial el 31 de marzo del 2006. Los embalses asociados a estas centrales tienen diferentes capacidades de regulación. El embalse de Guri es el que mayor capacidad de regulación posee, siendo plurianual de hasta 4 años. Por su parte las centrales de Macagua y Caruachi son de menor capacidad de regulación ya que los embalses tienen poca diferencia de altura.

Desde el punto de vista del aprovechamiento del agua del río Caroní, las centrales están ubicadas en una misma cadena y se tiene en proyecto de construcción otra central (Tocoma) dentro de la misma cadena. La producción anual de energía promedio de estas centrales representa el 75% de la demanda total del SIN. La Figura N° 13 muestra la cadena del Bajo Caroní y la Figura N° 14 la ubicación física de cada una de las centrales.

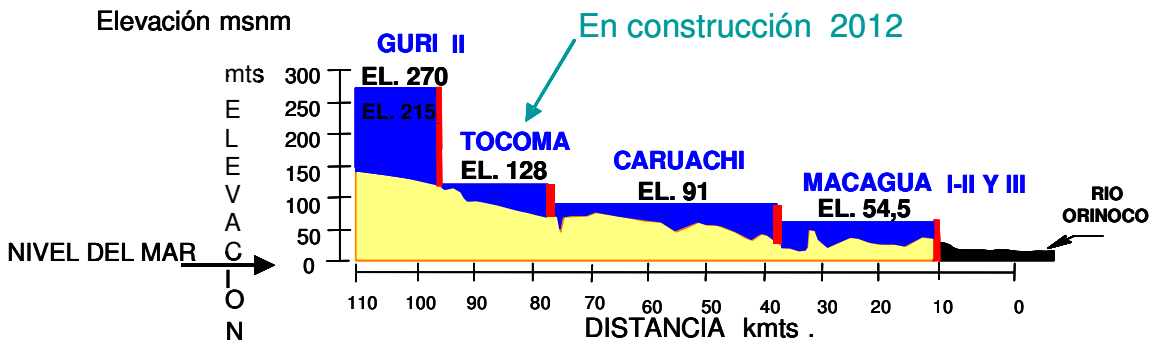


Figura N° 13. Cadena de la Centrales Hidroeléctricas del Bajo Caroní

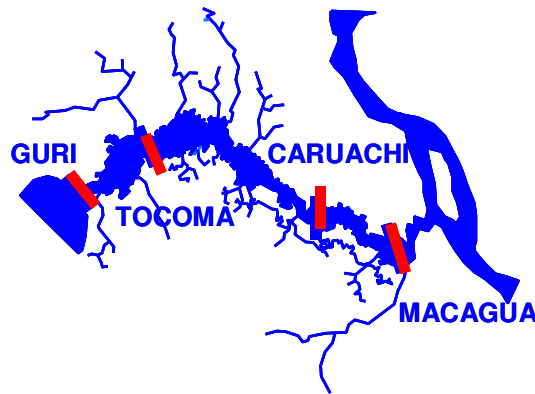


Figura 14. Ubicación Física de las Centrales Hidroeléctricas del Bajo Caroní

Las centrales ubicadas en la región de Los Andes y Los Llanos pertenecen a la empresa CADAFFE y totalizan 620 MW de capacidad instalada. Estas se caracterizan por ser centrales de regulación semanal o mensual ya que los embalses asociados tienen poca capacidad de almacenamiento. La capacidad total instalada se divide entre tres centrales: Planta José A. Páez con 240 MW, Leonardo R. Pineda (San Agatón) con 300 MW y Juan A. Rodríguez (Peña Larga) con 80 MW. En cuanto a la producción de energía, representan el 2,3% de la demanda del SIN y solo atienden demanda regional.

3.3.2. Centrales Térmicas

Están compuestas por turbinas de gas o turbinas de vapor, consumiendo gas, diesel o Fuel-Oil. Los combustibles líquidos son utilizados como combustibles primarios o de respaldo según la disponibilidad del gas. Las centrales basadas en turbinas de vapor totalizan 4.446 MW de capacidad instalada al cierre del año 2005, cifra que se mantiene hasta finales del 2006. De éstos 1.786 MW pertenecen a la EDC y se encuentran en la planta CRZ (Complejo Ricardo Zuloaga), 660 MW pertenecen a la empresa ENELVEN y se encuentran en la planta Ramón Laguna y 2.000 MW pertenecen a la empresa CADAPE y se encuentran en Planta Centro.

Los 2.907,1 MW restantes, según las cifras del 2005 y 3.173,1 MW según los totales del 2006, para totalizar la capacidad térmica instalada en el SIN están basados en turbinas de gas distribuidas a lo largo del territorio nacional y pertenecientes a CADAPE, ENELVEN, ENELCO, EDC, SENECA, ELEVAL y ENELBAR.

La Tabla 5 muestra la distribución de las plantas térmicas al mes de diciembre del año 2005, identificándose el nombre de la central, la empresa propietaria, la capacidad total instalada y la ubicación geográfica entre otros datos. Desde el punto de vista de la producción de energía las centrales térmicas vienen a representar en promedio el 25% de la demanda del SIN. La participación de la generación de cada empresa es en promedio 8% CADAPE, 9% EDC, 6% ENELVEN y menos del 4% las otras empresas como ENELBAR y SENECA.

Tabla 5. Plantas Térmicas del Sistema Eléctrico Venezolano al 2005

Planta	N° Unidades	Tecnología	Empresa Propietaria	Capacidad Instalada (MW)	Región Geográfica
Planta Centro	5	T. Vapor	CADAFE	2.000	Central
C.R.Z.	10	T. Vapor	EDC	1.786	Capital
Ramón Laguna	5	T. Vapor	ENELVEN	660	Zuliana
A. Salazar	3	T. Gas	CADAFE	210	NorOriental
Barinas	1	T. Gas	CADAFE	30	Los Andes
Dabajuro	1	T. Gas	CADAFE	20	NorOriental
Guanta	2	T. Gas	CADAFE	140	NorOriental
Pedro Camejo	2	T. Gas	CADAFE	40	Central
Coro	4	T. Gas	CADAFE	71,25	Centro Occidental
Punto Fijo	8	T. Gas	CADAFE	199	Centro Occidental
San Fernando	4	T. Gas	CADAFE	90	Los Llanos
Planta Táchira	9	T. Gas	CADAFE	257,4	Los Andes
Jusepín	1	T. Gas	EDELCA	20	NorOriental
Santa Bárbara	1	T. Gas	EDELCA	20	NorOriental
O.A.M.	5	T. Gas	EDC	450	Capital
Concepción	2	T. Gas	ENELVEN	32	Zuliana
Rafael Urdaneta	13	T. Gas	ENELVEN	319,7	Zuliana
Termozulia	2	T. Gas	ENELVEN	300	Zuliana
Casigua	2	T. Gas	ENELVEN	61,6	Zuliana
Santa Bárbara	2	T. Gas	ENELVEN	36	Zuliana
Enelbar	7	T. Gas	ENELBAR	130	Centro Occidental
Castillito	3	T. Gas	ELEVAL	56,7	Central
Planta del Este	8	T. Gas	ELEVAL	141,237	Central
Tucupita	1	T. Gas	CADAFE	10	NorOriental
Luisa Cáceres	10	T. Gas	SENECA	232,21	Insular
San Lorenzo	2	T. Gas	ENELVEN	40	Zuliana

3.4. Red de Transmisión

El sistema de transmisión que permite llevar la energía desde los centros de generación hasta los centros de carga y a su vez interconectar los diferentes sistemas, está compuesto principalmente por redes de 765 kV, 400 kV, 230 kV, 138 kV y 115 kV. Las redes en 765 kV, 400 kV y algunas de 230 kV junto con otras de 115 kV conforman la llamada Red Troncal de Transmisión (RTT), la cual básicamente permite llevar la generación del Bajo Caroní a toda la geografía nacional. Las redes en 138 kV forman parte de las redes regionales del sistema de ENELVEN, mientras que la mayoría de las redes de 115 kV forman parte de las redes regionales de CADAFE a lo largo de toda su extensión.

Al igual que los recursos de generación, los recursos de transmisión están en la actualidad en manos de las diferentes empresas, así se tiene por ejemplo que las redes de 765 kV pertenecen a CVG EDELCA. La Tabla 6 muestra un resumen de las longitudes de líneas por nivel de tensión y empresa correspondientes únicamente a la RTT, para dar una idea de las dimensiones de la red troncal.

Tabla 6. Longitud (km) de líneas de la RTT por empresa y por nivel de tensión.

Empresa	765 kV	400 kV	230 kV	138 kV	115 kV
EDELCA	2.083	1.853	466	-	-
CADAFE	-	1.468	3.202	-	404
EDC	-	-	68	-	-
ENELVEN	-	-	277	4	-
Total	2.083	3.321	4.013	4	404

De toda la red de transmisión a nivel nacional, pertenecen a la RTT solo los sistemas de 765 kV, 400 kV, algunos de los de 230 kV, una línea de 138 kV y algunas otras de 115 kV. La Figura N° 15 muestra la distribución física de la RTT en la geografía nacional.

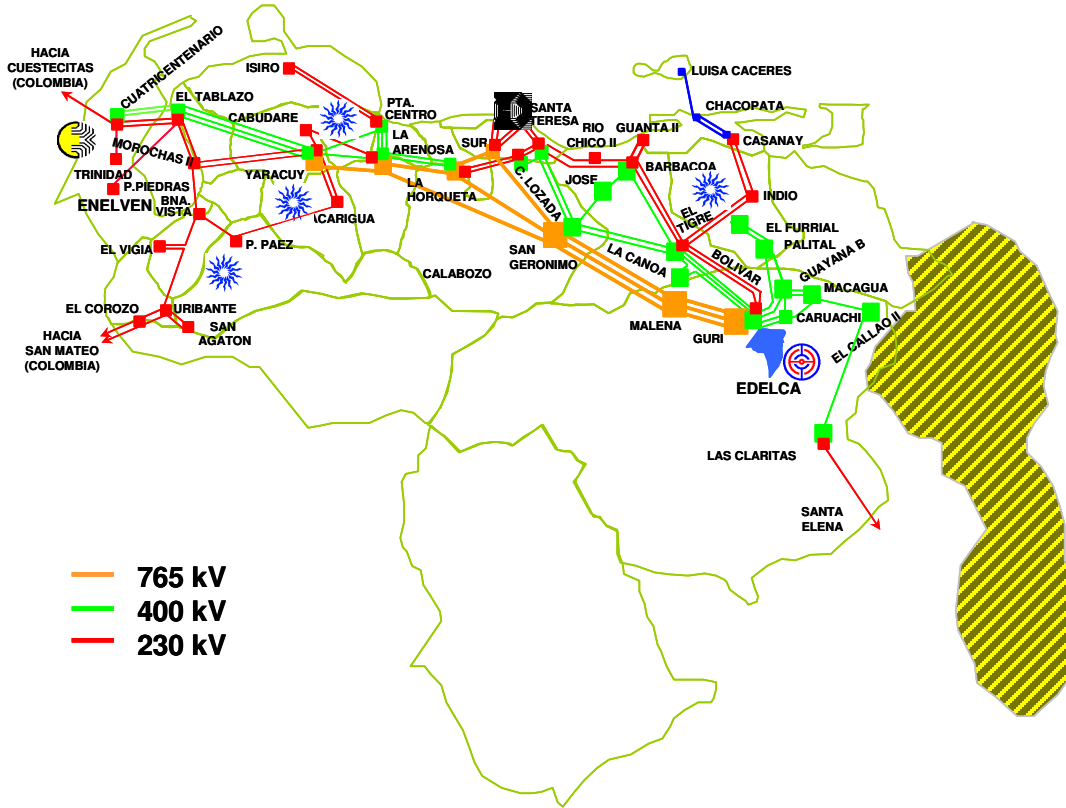


Figura N° 15. Distribución Geográfica de la Red de Transmisión del SIN

CAPÍTULO II: MARCOS REGULATORIOS

1. Marco Regulatorio del Servicio Eléctrico en Colombia

1.1. Antecedentes

La prestación del servicio de energía eléctrica en Colombia se inició a finales del Siglo XIX y su desarrollo fue el resultado de la iniciativa de inversionistas privados, quienes constituyeron las primeras empresas que tenían como finalidad generar, distribuir y comercializar electricidad. El esquema de propiedad privada se mantuvo durante la primera mitad del Siglo XX y los dueños de las empresas que constituían el sector eran particulares, en su mayoría consorcios extranjeros. El sistema de interconexión nacional no existía y en consecuencia, el sector estaba constituido por empresas verticalmente integradas.

El principal marco regulatorio de entonces estaba consignado en la Ley 113 de 1928. Sin embargo, no se puede hablar de una política tan definida con respecto a los rumbos que debía tomar el sector, como lo fue la política del sector que se adoptó con las reformas de la década de los 90. A mediados del siglo, y en reconocimiento de la importancia del sector para el desarrollo económico, el Estado propició un cambio gradual en la propiedad de las empresas existentes y nacionalizó las empresas hasta el momento privadas, en medio de un entorno en el cual todavía no existía una estrategia regulatoria bien definida.

A principios de los años noventa hubo la necesidad en Colombia de modernizar el sector eléctrico, por lo que se abrió a la participación privada. El país, a partir de la Constitución de 1991, admitió como principio clave para el logro de la eficiencia en los servicios públicos la competencia donde fuera posible y la libre entrada a todo agente que estuviera interesado en prestarlos.

En 1992, como consecuencia del severo racionamiento de energía que sufrió el país durante los años 1991 y 1992, el Gobierno expidió, haciendo uso del "estado de emergencia

económica” previsto por la Constitución, el Decreto 700. Este Decreto entre otras decisiones, fijó normas para la entrada de inversionistas privados en el negocio de la generación y facultó al Gobierno para tomar decisiones sobre construcción de nuevas plantas de generación y el otorgamiento de las garantías respectivas.

Bajo este marco, se dio impulso a varios proyectos previstos en el Plan de Expansión y se autorizó a las empresas oficiales involucradas a firmar contratos de compraventa de energía a largo plazo (PPA) con los consorcios escogidos para tales efectos.

1.2. La Reforma del Sector Eléctrico en Colombia

En el caso de los servicios públicos y específicamente para el servicio de prestación de energía eléctrica, la nueva concepción sobre las intervenciones del Estado se materializó en las leyes 142 (Ley de Servicios Públicos) y 143 (Ley Eléctrica) de 1994, las cuales definieron el marco regulatorio para establecer las condiciones que permitieran el desarrollo del sector eléctrico y que estuviese determinado bajo la sana competencia. Estas leyes crearon el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica y la reglamentación de este mercado fue desarrollada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG que promulgó las regulaciones básicas y puso en funcionamiento el nuevo esquema a partir del 20 de julio de 1995.

La actual organización obedece a políticas consignadas en modelos internacionales con fundamento en criterios de eficiencia económica, dentro de un manejo integral y sostenible de los recursos energéticos del país, promoviendo el desarrollo de tales fuentes y el uso eficiente y racional de la energía por parte de los usuarios.

El Modelo de Prestación de Servicios Públicos está definido por las normas e instituciones resultantes del desarrollo e implantación de las siguientes normas fundamentales:

- Constitución Política de Colombia 1991
- Ley 142 de 1994: Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones.
- Ley 143 de 1994: Ley Eléctrica – Régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional.

En particular, el sector eléctrico colombiano se fundamenta en el hecho de que las empresas comercializadoras y los grandes consumidores adquieren la energía y potencia en un mercado de grandes bloques de energía, el cual opera libremente de acuerdo con las condiciones de oferta y demanda.

Para promover la competencia entre generadores, se permite la participación de agentes económicos, públicos y privados, los cuales deberán estar integrados al sistema interconectado para participar en el mercado de energía mayorista. Como contraparte, comercializadores y grandes consumidores actúan celebrando contratos de energía eléctrica con los generadores.

El precio de la electricidad en este mercado se establece de común acuerdo entre las partes contratantes, sin la intervención del Estado, el cual, bajo este esquema, se fortalece en sus funciones de regulación, en la vigilancia y control y en la planeación.

1.2.1. Esquema Institucional del Sector de Energía Eléctrica

El esquema institucional vigente del sector se muestra en forma gráfica en la Figura N° 16.

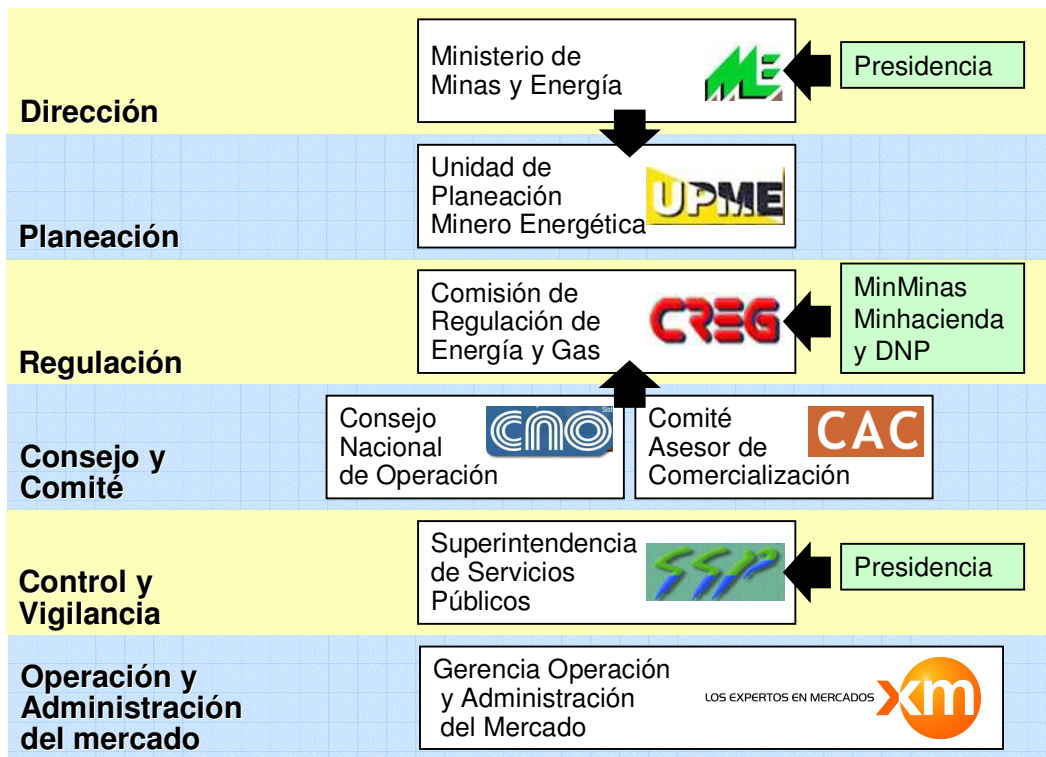


Figura N° 16. Esquema Institucional del Sector Eléctrico Colombiano

Dentro de las principales funciones que poseen cada uno de los organismos que conforman el esquema institucional se encuentran las siguientes:

- El Ministerio de Minas y Energía es la máxima autoridad del sector y es quien define las políticas y líneas de acción, en concordancia con el Departamento Nacional de Planeación- DNP-. Define los criterios para el aprovechamiento económico de las fuentes convencionales y no convencionales de energía, dentro de un manejo integral, sostenible y eficiente de los recursos energéticos del país, y promueve el desarrollo de tales fuentes y el uso eficiente y racional de la energía por parte de los usuarios.

- La planeación del sector energético del País, y de manera particular el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional, está a cargo de la Unidad de Planeación Minero Energética -UPME-, quien además tiene como función delegada por el Ministerio de Minas y Energía, desarrollar las convocatorias públicas para seleccionar el (los) inversionista (s) que realizará el diseño, construcción, operación y mantenimiento de las

obras definidas en el plan de expansión. Tiene entre otras funciones la de elaborar y actualizar el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión del Sector Eléctrico en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo.

- La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) cumple las funciones de vigilancia y control en lo referente a la prestación del servicio; lo anterior no excluye la participación de otras entidades estatales en lo referente al control (Superintendencia de Sociedades, de Industria y Comercio, de Valores). La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios,

- La Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- cumple las funciones de regulación y cuenta con dos cuerpos consultivos:

- o El Comité Asesor de Comercialización –CAC-, que tiene a cargo el seguimiento y la revisión de los aspectos comerciales del Mercado de Energía Mayorista.

- o El Consejo Nacional de Operación –CNO- que tiene a cargo acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del sistema interconectado nacional sea segura, confiable y económica y ejecuta el reglamento de operación.

Las Resoluciones expedidas por la CREG para el sector eléctrico desarrollan en general los siguientes temas: Marco Regulatorio aplicable a las actividades de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización. Las resoluciones reglamentan los aspectos empresariales, comerciales, técnicos y operativos de estos negocios.

1.2.2. Mercado de Energía Eléctrica

La organización de mercado del sector eléctrico es la siguiente:

- La operación integral del Sistema Interconectado Nacional –SIN-, de manera segura, confiable y económica, está a cargo del Centro Nacional de Despacho –CND-

- El Mercado de Energía Mayorista –MEM- tiene la función de desarrollar la comercialización de energía eléctrica entre generadores y comercializadores bajo

condiciones de libre mercado. La energía se transa mediante contratos de largo plazo o transacciones en la Bolsa de Energía; en ésta los precios son definidos por la oferta y la demanda.

- El Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales –ASIC- es el encargado de efectuar la liquidación de las transacciones de energía.

- Los agentes del mercado, quienes deben constituirse como empresas prestadoras de servicios públicos y cumplir con lo establecido en el Artículo 74 de la Ley 143 de 1994 en cuanto a integración vertical de actividades y a la regulación vigente en cuanto a vinculación económica, son de cuatro tipos:

- o Generador: Persona natural o jurídica registrada ante el ASIC que produce energía eléctrica y tiene por lo menos una central conectada al SIN con una capacidad efectiva total en la central superior a los 20 MW, o aquella que tiene por lo menos una central de capacidad efectiva total menor o igual a 20 MW conectada al Sistema que solicite ser despachada centralmente. Los generadores deben estar conectados al SIN para participar en el MEM; la disponibilidad de sus plantas se remunera mediante un cargo definido regulatoriamente.

- o Transportador: persona natural o jurídica que opera y transporta energía eléctrica por líneas de transmisión y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV. El transporte tiene un rol pasivo dentro del mercado, conformándose como un monopolio regulado, obligado a dar acceso a las redes a los agentes generadores y a otros usuarios que lo soliciten.

- o Distribuidor: Persona natural o jurídica cuya actividad principal es el transporte de energía a través de una red de distribución a voltajes iguales o inferiores a 115 kV. Se conforma como un servicio regulado y participan agentes privados y estatales. Se presenta integración con la actividad de la comercialización.

- o Comercializador: Persona natural o jurídica, registrada ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, cuya actividad principal es la compra de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta con destino a otras operaciones en dicho mercado o a los usuarios finales. Los agentes que así participan se denominan comercializadores exclusivos.

Por otra parte, los consumidores finales de energía eléctrica se clasifican en regulados y no regulados. Para los regulados, aplican las tarifas reguladas por la CREG mientras que los usuarios no regulados pueden negociar libremente su tarifa con el agente comercializador y son aquellos con demanda de potencia medida superior a 0,1 MW-Mes o con consumo promedio mensual de energía mayor a 55 MWh calculado con un factor de carga del 75%, son quienes celebran contratos con los generadores y comercializadores.

2. Marco Regulatorio del Servicio Eléctrico en Ecuador

2.1. Antecedentes

El servicio eléctrico en Ecuador data del siglo XIX, cuando en 1870 se instala el primer sistema eléctrico básico en la ciudad de Loja para servir esa ciudad.

En la década de los 50, el servicio eléctrico ecuatoriano se encontraba diseminado en muchas empresas pertenecientes a las Municipalidades del país, con infraestructuras aisladas, limitadas y obsoletas, que solo permitían servir a un 17% de la población.

Con la creación del Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) en 1.961, ente estatal a cargo de todo el proceso eléctrico de ese país, el sistema eléctrico ecuatoriano toma un giro protagónico en el desarrollo económico y social de la nación. Se estructura el primer plan maestro de energía eléctrica, cuyo objetivo fundamental es integrar, normalizar y masificar la cobertura de este servicio.

Durante los años setenta y parte de los ochenta, aprovechando la bonanza petrolera del país y el consecuente acceso al crédito internacional, se ejecutaron macroproyectos de equipamiento en las áreas de generación, transmisión y distribución. Esta inversión a la postre, es la que mantiene actualmente con energía al país y ha permitido que el índice de población servida alcance aproximadamente un 80%.

Dentro de la política de modernización del Estado, el 10 de octubre de 1996 entró en vigor la Ley de Régimen del Sector Eléctrico – LRSE (Registro Oficial N° 43) la cual fue debatida durante casi un año en el Congreso Nacional y se aprobó pese a considerarse crítica para las actividades económicas del país el 18 de Septiembre del mismo año.

2.2. La Reforma del Sector Eléctrico en Ecuador

Mediante la LRSE, que sustituye a la Ley Básica de Electrificación, y sus reformas del 2 de Enero de 1998 y 19 de Febrero de 1998, se establece entre otros aspectos:

- Que el suministro de energía eléctrica, es un servicio de utilidad pública de interés nacional; por lo tanto, es deber del Estado satisfacer directa o indirectamente las necesidades de energía eléctrica del país, mediante el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales.
- Que es facultad del Estado delegar al sector privado, la actividad de generación y los servicios públicos de transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, así como las actividades de importación y exportación de la energía eléctrica.

El proceso de cambio en el sector se estableció en dos etapas: en la primera, las empresas estatales encargadas de la generación y transmisión, propietarias de las actuales instalaciones, se transformarían en sociedades anónimas; en la segunda fase, el Fondo de Solidaridad se constituiría en accionista de estas empresas en representación única del Estado.

Se permite la inversión y la participación accionarial privada de hasta el 39% de las acciones y de hasta el 10% para los trabajadores del sector; de esta forma, el Estado conserva el 51% del capital social de las empresas. Todos los valores que se recauden en su venta se traspasan al Fondo de Solidaridad.

Los objetivos fundamentales de la LRSE son:

- Proporcionar al país un servicio eléctrico de alta calidad y confiabilidad que garantice su desarrollo económico y social;
- Promover la competitividad de los mercados de producción de electricidad y las inversiones de riesgo del sector privado para asegurar el suministro a largo plazo;
- Asegurar la confiabilidad, igualdad y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transmisión y distribución de electricidad;
- Proteger los derechos de los consumidores y garantizar la aplicación de tarifas preferenciales para los sectores de escasos recursos económicos;
- Reglamentar y regular la operación técnica y económica del sistema, así como garantizar el libre acceso de los actores del servicio a las instalaciones de transmisión y distribución;
- Regular la transmisión y distribución de electricidad, asegurando que las tarifas que se apliquen sean justas tanto para el inversionista como para el consumidor;
- Establecer sistemas tarifarios que estimulen la conservación y el uso racional de la energía;
- Promover la realización de las inversiones privadas de riesgo en generación, transmisión y distribución de electricidad velando por la competitividad de los mercados;
- Promover la realización de inversiones públicas en transmisión;
- Desarrollar la electrificación en el sector rural; y,
- Fomentar el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales a través de los organismos públicos, las universidades y las instituciones privadas.

2.2.1. Esquema Institucional del Sector de Energía Eléctrica

Según la LRSE, la estructura institucional del sector eléctrico es la siguiente:

- Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), entidad que no ejerce actividades empresariales; se encarga de elaborar los planes para el desarrollo de la energía eléctrica y de regular el sector.
- Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), cuya misión es administrar las transacciones técnicas y financieras del mercado eléctrico mayorista; sus

miembros son todas las empresas de generación, transmisión y distribución, así como los grandes consumidores.

- Empresas eléctricas concesionarias de generación.
- Empresa eléctrica concesionaria de transmisión, que es solamente una.
- Empresas eléctricas concesionarias de distribución y comercialización.

La LRSE creó el CONELEC como persona jurídica de derecho público con patrimonio propio, autonomía administrativa, económica, financiera y operativa, que comenzó a operar el 20 de Noviembre de 1997. Es un ente regulador y controlador, a través del cual el estado puede delegar las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica a empresas concesionarias. Además tiene que elaborar el Plan de Electrificación, que será obligatorio para el sector público y referencial para el sector privado.

2.2.2. Mercado de Energía Eléctrica

Con la nueva estructura se crea el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) constituido por los generadores, distribuidores y grandes consumidores. En el nuevo mercado libre, los generadores pueden vender energía eléctrica en contratos a plazo o en el mercado ocasional, así como exportar los excedentes que se pudieran ocasionar. Los distribuidores y los grandes consumidores podrán pactar de forma privada unas tarifas diferentes a las fijadas por el CONELEC.

El CONELEC promueve la libre competencia en los mercados de producción de la electricidad. Los generadores desarrollaran su actividad de acuerdo a los reglamentos correspondientes; principalmente el reglamento del MEM y el reglamento de operación del Sistema Nacional Interconectado (SNI).

En el mercado ocasional (Spot) la producción y consumo de energía se valoran cada hora, por lo cual se caracteriza por la variabilidad de precios. En este mercado existe un orden de ingreso de las distintas centrales de generación para cubrir la demanda horaria, en función

de sus costos variables de producción y es así como se definen ciertas centrales o grupos de generación para los bloques de demanda base, demanda media y demanda pico.

El costo horario impone el último generador que ingresa a cubrir ese tramo de la curva de carga y todos los demás generadores que estén entregando energía en ese momento son liquidados a ese valor.

En el mercado de contratos se estructuran transacciones comerciales a futuro, a fin de estabilizar precios de una buena parte de la producción y del consumo. Este mercado no tiene injerencia en la operación a mínimo costo del sistema del mercado spot.

3. Marco Regulatorio del Servicio Eléctrico en Venezuela

3.1. Antecedentes

La Industria Eléctrica venezolana nació a finales del siglo XIX, producto del esfuerzo de inversionistas privados para atender las necesidades de los principales centros poblados. Es a partir de 1947 que el Estado inicia su participación en el sector eléctrico, con la Corporación Venezolana de Fomento y la electrificación de todo el país y luego con la CVG, creada en 1960, que a través de la empresa EDELCA desarrolla el potencial hidroeléctrico del río Caroní, impulsando así el desarrollo de la industria pesada. Otras empresas públicas y privadas construyeron plantas térmicas como Planta Centro perteneciente a CADAFE, la Planta Ramón Laguna de ENELVEN y el Complejo Generador Ricardo Zuloaga de la empresa EDC.

Progresivamente se desarrolló el sistema de transmisión de alto voltaje a 230, 400 y 765 kilovoltios que conecta las plantas generadoras con los grandes centros de consumo del país. Del sistema interconectado se deriva la sub-transmisión y distribución que alimenta más de 3.500 centros poblados con el 92% de la población hoy en día dotada del servicio eléctrico.

El 23 de agosto de 1.968 se firmó el Contrato de Interconexión entre las empresas CADAFE, EDELCA y EDC, estableciéndose así una organización para regular la planificación, la operación y los intercambios de energía entre los sistemas eléctricos de dichas empresas.

Con la finalidad de hacer extensivos los beneficios de la interconexión en el ámbito nacional, el 1º de diciembre de 1988 se firmó un nuevo contrato en el que se incorporaba la empresa ENELVEN, y al mismo tiempo se le asignaba a la Oficina de Operación de Sistemas Interconectados (OPSIS) mayor responsabilidad en la coordinación del Sistema Interconectado Nacional - S.I.N.

3.2. Marco Legal Vigente y la Reforma del SEV

En la actualidad el Estado regula a las empresas eléctricas mediante disposiciones legales y en muchos casos por decisiones discrecionales. Los precios de combustibles y energía primaria, así como las tarifas, son fijados por el Ejecutivo Nacional a través del Ministerio de Energía y Petróleo (MENPET) y la operación y el control de las actividades de generación y transmisión del Sistema Eléctrico Nacional siguen siendo ejercidas por OPSIS bajo el Contrato de Interconexión celebrado el primero (1º) de diciembre de mil novecientos ochenta y ocho (1988) en los términos establecidos en el citado contrato y con los recursos que en él se estipularon.

El Contrato de Interconexión es en consecuencia, el instrumento a partir del cual se rigen aspectos relacionados con la planificación y coordinación de la operación de los sistemas de generación y transmisión de las empresas signatarias, integrándolas a efecto de facilitar la expansión y la operación del SIN. De esta forma el cumplimiento del contrato garantiza la demanda eléctrica, la calidad y confiabilidad del servicio al menor costo posible, optimización en el uso de las instalaciones y de los recursos energéticos, todo esto sin perjuicio de las empresas y de conformidad con la política energética que dicte el Ejecutivo Nacional. El Contrato de Interconexión establece que la planificación y operación

coordinada funcionan bajo la dirección del Comité Ejecutivo y de los comités de planificación y operación de OPSIS.

El Comité Ejecutivo estará integrado por los presidentes de las empresas signatarias y el gerente general de OPSIS quien ejerce su coordinación. Este comité establece la política general y los planes de acción para el logro de los objetivos del Contrato de Interconexión y efectúa la supervisión general de los comités de planificación y operación de OPSIS.

El Comité de Planificación está integrado por un delegado principal y un suplente de cada una de las empresas y de OPSIS, ambos profesionales con experiencia en la planificación de sistemas eléctricos. Entre las funciones del comité de planificación se destacan: realizar los pronósticos de la demanda eléctrica y del consumo de energía, estimar los requerimientos de generación y transmisión para satisfacer las demandas futuras, elaborar el plan integral de expansión y el plan coordinado de inversiones del SIN y establecer las negociaciones de compra y venta de capacidad y energía entre las empresas signatarias.

El Comité de Operación está constituido por un delegado principal y un suplente de cada una de las empresas y de OPSIS, ambos profesionales con experiencia en la operación de sistemas eléctricos. Entre las principales funciones cabe destacar: Operar el sistema interconectado a través de OPSIS y establecer las normas y procedimientos de operación que regulan la operación coordinada, con el fin de asegurar la calidad de servicio dentro de parámetros de economía.

En Venezuela nunca hubo ninguna ley que regulara la actividad eléctrica y no es sino hasta mediados de la década de los 90 cuando, a través de un decreto, se comienza a plantear un marco legal para regular esta actividad considerada un servicio público.

En el año 1999 se promueve la Ley de Servicio Eléctrico y sin pasar mucho tiempo nace la Ley Orgánica del Servicio Eléctrico (LOSE), promulgada el año 2001 y según la cual se contempla que las empresas que ejerzan simultáneamente las actividades de generación, transmisión y distribución, o cualquiera de ellas conjuntamente, deben dar cumplimiento al

mandato de separación jurídica de actividades, de conformidad con el artículo 6 de esta Ley, exceptuando la separación en aquellas empresas cuya capacidad de generación no exceda de 80 MW.

Según esta Ley, se promueve la libre competencia enmarcada en un Mercado Mayorista de Electricidad (MME) donde participan generadores, distribuidores, comercializadores especializados y grandes usuarios. Dicho mercado estará bajo la administración de un organismo denominado Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico (CNGSE) el cual, a su vez, ejercerá el control, la supervisión y la coordinación de la operación integrada de los recursos de generación y transmisión del Sistema Eléctrico Nacional y estará supervisado por el Ministerio de Energía y Minas ya hoy en día MENPET.

3.2.1. Esquema Institucional Previsto en la LOSE

La Ley Orgánica de Servicio Eléctrico contempla el siguiente esquema institucional:

- Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE): Tendrá a su cargo por delegación del Ministerio de Energía y Minas al cual estará adscrita, la regulación, la supervisión, fiscalización y control de las actividades que constituyen el servicio eléctrico.

- Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico (CNGSE): Ejercerá el control, la supervisión y la coordinación de la operación integrada de los recursos de generación y transmisión del Sistema Eléctrico Nacional, así como la administración del Mercado Mayorista de Electricidad. Está previsto que esta tarea sea asumida por la actual Oficina de Operación de Sistemas Interconectados (OPSIS).

- Ministerio de Energía y Minas (MEM): Es competencia del Poder Nacional la planificación y el ordenamiento de las actividades del servicio eléctrico. El MEM, con el apoyo de la CNEE y del CNGSE formulará el Plan de Desarrollo del Servicio Eléctrico Nacional el cual tendrá carácter indicativo. El Ministerio de Energía y Minas, elaborará, en coordinación con los organismos de seguridad y defensa del Estado, el CNGSE y las empresas eléctricas, los planes de contingencia que garanticen la seguridad y continuidad

del servicio eléctrico, en concordancia con lo establecido en la Ley Orgánica de Seguridad y Defensa.

- **Empresas Eléctricas de Generación:** El ejercicio de la actividad de generación de energía eléctrica está abierto a la competencia, previa autorización de la CNEE. Ninguna empresa de generación podrá tener una participación de mercado superior al 25%, sin embargo, más del 70% de la generación está en manos del Estado (EDELCA).

- **Empresas Eléctricas concesionarias de Transmisión:** El ejercicio de la actividad de transmisión está sujeto a concesión y deberá realizarse bajo los principios rectores de unidad del servicio para todo el territorio nacional, de coherencia en su operación por el CNGSE; e independencia respecto a la acción de los agentes del Servicio Eléctrico Nacional; de autonomía en cuanto a su operación y administración, y de no intermediación en las transacciones del mercado.

- **Empresas Eléctricas concesionarias de Distribución:** El ejercicio de la actividad de distribución de energía eléctrica está sujeto a concesión dentro de un área exclusiva donde se deberá prestar el servicio a todos los que lo requieran así como permitir el libre acceso a la capacidad de transporte de sus redes a otros agentes del servicio eléctrico.

- **Empresas Especializadas de Comercialización:** Ejercen esta actividad bajo régimen de competencia, previa autorización de la CNEE.

- **Usuarios:** Los grandes usuarios, cuya demanda de potencia sea superior a 5 MW, podrán adquirir la potencia y energía eléctrica que requieran a través del Mercado Mayorista de Electricidad (MME) y el resto de usuarios deberán obtener el suministro de energía eléctrica de la empresa distribuidora concesionaria en el área geográfica donde estén ubicados.

3.2.2. El Mercado Mayorista de Energía Contemplado en LOSE

En el Mercado Mayorista de Electricidad se realizarían las transacciones de bloques de potencia y energía eléctrica que ocurran dentro del Sistema Eléctrico Nacional. Podrán participar en este mercado los generadores, los distribuidores, los comercializadores especializados y los grandes usuarios y estarán sujetos a la competencia libre y abierta, cuyos beneficios deberán traducirse en mayor bienestar colectivo.

La LOSE no especifica detalles del esquema de las transacciones que se llevarán a cabo en el MME. En la actualidad no existe mercado de energía eléctrica en Venezuela y las actividades del sector se encuentran reguladas por el MENPET quien dicta las pautas a seguir en lo que a política energética se refiere en el país.

CAPÍTULO III: LA PLANIFICACIÓN OPERATIVA, EL MODELO PARA PLANIFICACIÓN SDDP Y SU METODOLOGÍA

1. Planificación Operativa

1.1. Introducción

La planificación operativa de sistemas eléctricos de potencia es una herramienta básica para el operador del sistema, que dependiendo del horizonte de tiempo, esto es, el período para el cual se desea hacer la planificación operativa del sistema, le permite anticipar las condiciones de operación y los recursos que deberá asignar y tener disponibles para atender la demanda eléctrica del sistema.

El objetivo de la planificación operativa es determinar el plan de generación que permitirá suplir la demanda al menor costo posible. Todo problema de reducción en forma directa está asociado al dar el mejor uso a los recursos energéticos primarios disponibles para la producción de electricidad; estos recursos varían desde los que tienen costos directos, como es el caso de los combustibles fósiles utilizados en las plantas térmicas (gas, fuel oil, diesel, carbón), hasta los que no tienen costos directos pero tienen costos de oportunidad como es el caso del recurso hidráulico utilizado en las centrales hidroeléctricas. La planificación operativa velará por atender la demanda al mínimo costo posible, haciendo el mejor uso de los recursos energéticos primarios disponibles hoy que permitan seguir atendiendo de manera económica la demanda futura.

La planificación operativa siempre se ha realizado y está íntimamente ligada a las características de los recursos de generación disponibles en el sistema. Varias son las metodologías, todas con origen en modelos matemáticos de optimización, que se han utilizado a lo largo de las décadas, todas vigentes y útiles pero en continua evolución cuando nuevos elementos se introducen al problema de despacho.

Las nuevas estructuras que se están implantando en los sectores eléctricos del mundo han evolucionado desde los esquemas tradicionales hasta los esquemas de mercado donde el fenómeno eléctrico parece perder su valor y son las teorías económicas aplicadas a mercados basados en esquemas de competencia perfecta, las que captan la atención y el interés de los ingenieros. Estos esquemas están influenciando profundamente la clásica planificación operativa ya que ahora los objetivos planteados, aunque en el fondo no dejan de ser el atender la demanda a mínimo costo, abren nuevos retos en la operación y planificación operativa de los sistemas de potencia.

No se pretende mostrar el detalle de la diversidad de aspectos que abarca la planificación operativa de sistemas eléctricos de potencia, pero si es la intención mostrar los aspectos claves de la misma y los conceptos que permitirán al lector la comprensión de los resultados y análisis que serán presentados en el capítulo posterior como producto de la simulación objeto de este trabajo. En todo momento se debe tener presente que el tema de la planificación operativa estará enfocado a sistemas de potencia interconectados con variedad en recursos de generación y no al problema de despacho de sistemas aislados. Se tratará de presentar de manera sencilla todas las variables que entran en juego dentro de la planificación operativa, mostrando los aspectos teóricos asociados cuando sea necesario para una mejor comprensión de los aspectos analizados.

1.2. Planificación Operativa Según los Tipos de Sistemas de Generación

El despacho y los objetivos de la planificación van a estar condicionados básicamente por las características de las fuentes de generación. Se pueden identificar tres tipos de sistemas según las características de la generación: el térmico, el hidráulico y el hidrotérmico. Los extremos, es decir sistemas térmicos puros e hidráulicos puros, son poco comunes y quizás los ejemplos son contados en el mundo, mientras que los sistemas hidrotérmicos son los más comunes de encontrar con diferentes grados de participación de cada una de las tecnologías.

La planificación de sistemas térmicos puros estará más orientada a determinar el plan de generación de mínimo costo para atender la demanda futura, conocidas las características y disponibilidades de las plantas de generación así como de los combustibles disponibles para generación en cada planta y las restricciones en el suministro de los mismos. Esta planificación permitirá determinar además del programa de generación de mínimo costo, los requerimientos de combustibles para cada planta comprometida en el despacho. Debido a que el combustible es un recurso que siempre estará a disposición del operador (la planta tiene un contrato de suministro de combustible), el problema de despacho se reduce a atender la demanda al mínimo costo y a determinar los requerimientos (compras) de combustible.

La planificación de sistemas hidráulicos puros estará mas bien orientada a determinar el plan de generación que garantice atender la demanda mientras que se vela por el recurso energético primario, el agua, de forma tal de garantizar la disponibilidad de la misma para poder atender la demanda tanto actual como futura, sin tener que enfrentar situaciones que obliguen a racionar la demanda como consecuencia de una escasez del recurso energético primario. En otras palabras, la planificación operativa estará orientada a velar por el uso más racional del agua en los embalses. En este caso la planificación operativa es más compleja que en el caso térmico puro, ya que el recurso energético primario (el agua disponible en su fuente primaria, los ríos afluentes a los embalses) es una variable que escapa totalmente a la mano del hombre y lo único que éste puede hacer es manejar los embalses de manera tal que dada una predicción del comportamiento de los afluentes con base a la historia hidrológica de los mismos, se garantice en todo momento la disponibilidad del recurso para generación.

La planificación de los sistemas hidrotérmicos combina la operación de los sistemas térmicos y la de los sistemas hidráulicos. Ahora el problema de despacho consiste en atender la demanda al mínimo costo posible respetando las restricciones de las centrales hidráulicas en cuanto a la disponibilidad del agua. En otras palabras, el problema de despacho consiste en determinar la mejor combinación de unidades térmicas e hidráulicas

que serán asignadas para atender la demanda al mínimo costo posible. La Figura N° 17 describe el problema del despacho hidrotérmico.

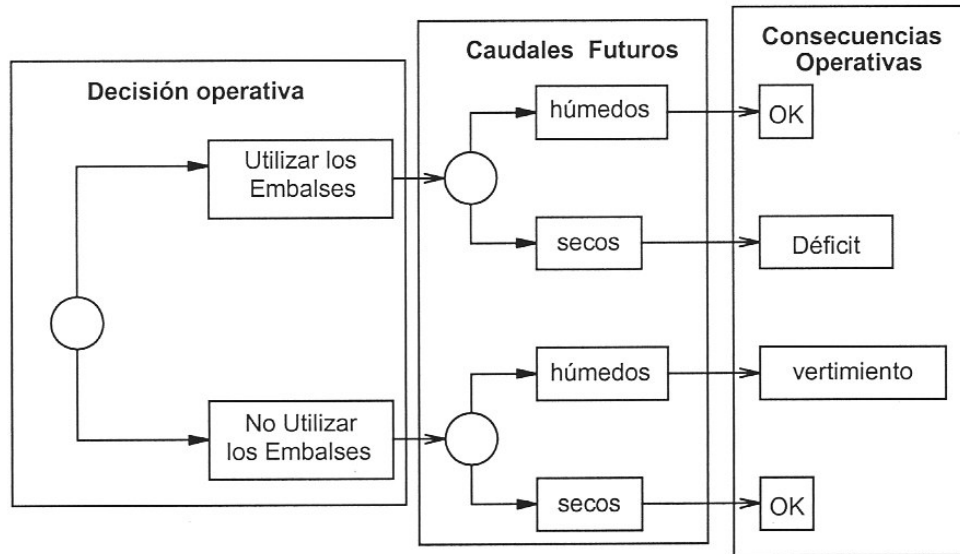


Figura N° 17. Proceso de Decisión para Sistemas Hidrotérmicos

La figura pone manifiesto como las decisiones operativas que se tomen hoy afectarán el despacho futuro del sistema dependiendo de cómo sean los caudales de los ríos afluentes que es justamente la variable no controlada por el hombre.

Así mismo se pueden identificar dos casos extremos, uno de ellos es que si la decisión operativa hoy es usar el agua de los embalses y si en el futuro los caudales son secos entonces el despacho futuro del sistema puede verse comprometido y por lo tanto se puede tener déficit que obligue a racionar la demanda, mientras que el otro caso es que si la decisión operativa hoy fue no usar los embalses y los caudales futuros son húmedos entonces el la operación futura probablemente habrá que verter (aliviar) agua de los embalses ya que las capacidades de turbinamiento de las centrales puede no ser suficiente para utilizar toda el agua excedente disponible para generación.

La conclusión más importante que se extrae de lo expuesto anteriormente es que el despacho de sistemas térmicos es desacoplado en el tiempo, esto significa que la decisión

operativa que se toma hoy no afecta el despacho futuro debido a que la disponibilidad del recurso energético primario es siempre conocida y por lo tanto es una variable determinística. Sin embargo, en sistemas hidrotérmicos o hidráulicos puros, el problema de despacho está acoplado en el tiempo ya que las decisiones operativas hoy (uso del agua de los embalses) definitivamente repercutirá en el despacho futuro debido a que la cantidad disponible de la fuente energética primaria no puede ser controlada por el hombre.

Todas las decisiones operativas están directa o indirectamente relacionadas con un costo, por ejemplo el usar el agua hoy y tener que racionar en el futuro tiene asociado el costo más alto posible, el cual es el costo de racionamiento. Por otro lado el guardar el agua hoy tiene un costo inmediato asociado al mayor despacho de plantas térmicas y costo futuro asociado al valor o penalización que se puede atribuir a la decisión operativa de aliviar agua. Esto se puede mostrar gráficamente mediante dos curvas que son el corazón de la toma de decisión para el despacho de sistemas hidrotérmicos, conocida como la Función de Costo Inmediato (FCI) y la Función de Costo Futuro (FCF). La Figura N° 18 muestra el compromiso del despacho entre las decisiones de hoy y las consecuencias futuras.

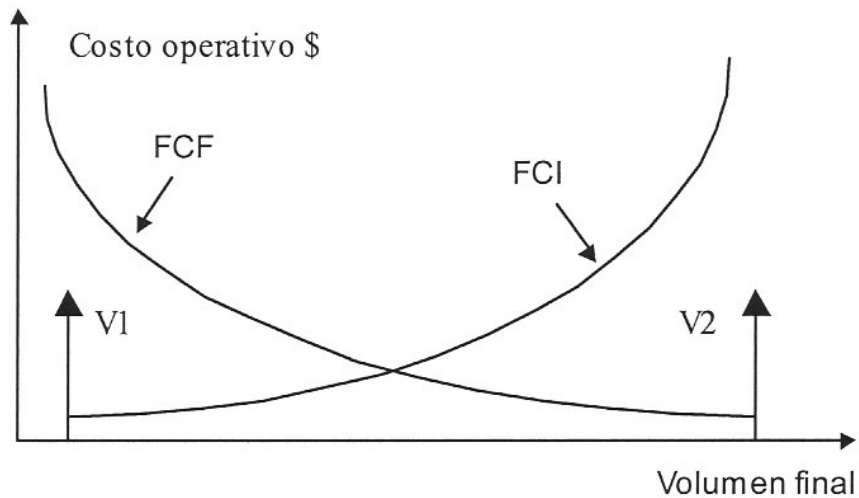


Figura N° 18. Costo Inmediato y Futuro por Almacenamiento

Para mostrar mediante las curvas cómo se afecta el costo inmediato y el futuro del sistema con las decisiones operativas hoy, tomemos los valores extremos indicados por V1 y V2, donde ambos son los volúmenes finales en los embalses después de una decisión operativa. Para V1, que representa la decisión operativa de haber utilizado intensamente las plantas hidráulicas, se observa que el costo inmediato es bajo (mínimo despacho posible de plantas térmicas), sin embargo, el costo futuro será alto ya que puede ocurrir un fenómeno hidrológico desfavorable que obligaría a realizar un mayor despacho de plantas térmicas. En el otro extremo, para V2, que representa la decisión operativa de no usar las plantas hidráulicas hoy, los costos inmediatos serán altos ya que se obliga a un mayor despacho térmico para atender la demanda, sin embargo si en futuro llegara a presentarse un período seco se tendría suficiente agua almacenada en los embalses y el costo del despacho será menor.

Gracias a la FCF y a la FCI se tiene información sobre el futuro y el presente respectivamente y el problema se resume a buscar el punto de compromiso en el despacho hidrotérmico que garantice el mínimo costo posible en el despacho hoy y también en el futuro sin comprometer peligrosamente los recursos hidráulicos del sistema.

La FCI, que representa los costos inmediatos del despacho según las decisiones operativas que se tomen se obtiene de resolver el problema del despacho del sistema según la siguiente formulación, en su forma más sencilla:

$$FCI = \sum_{j \in J} C_j \times g_i(j) \quad \text{Ec. [1]}$$

donde C_j es el costo directo asociado a la planta térmica "j" y $g_i(j)$ es el despacho de la planta térmica "j".

Se debe ver que la FCI está dada directamente por los costos térmicos que resultan de resolver el despacho del sistema.

Por otro lado la FCF depende exclusivamente del manejo de los recursos hidráulicos y de los caudales afluentes, por lo que se expresa como una función del volumen del embalse y de los caudales afluentes.

$$FCF = \alpha_{t+1}(V_{t+1}, a_t) \quad \text{Ec. [2]}$$

donde V_{t+1} es el volumen al final de la etapa "t" (el disponible para la etapa "t+1") y a_t es el caudal afluente al embalse en la etapa "t".

1.2.1. El valor del Agua

En el despacho de sistemas hidrotérmicos, las plantas térmicas tienen costos directos de despacho, mientras que las plantas hidráulicas tienen costos indirectos o de oportunidad, por lo tanto existe una manera de asignar un costo de despacho a las plantas hidráulicas y es conocido como *valor del agua*. Matemáticamente el valor del agua puede ser obtenido a partir de las derivadas de la FCF y de la FCI en función del volumen en los embalses. Justamente donde las derivadas son iguales en valor pero con signo contrario ocurre la condición de despacho óptimo, lo cual se muestra en la Figura N° 19.

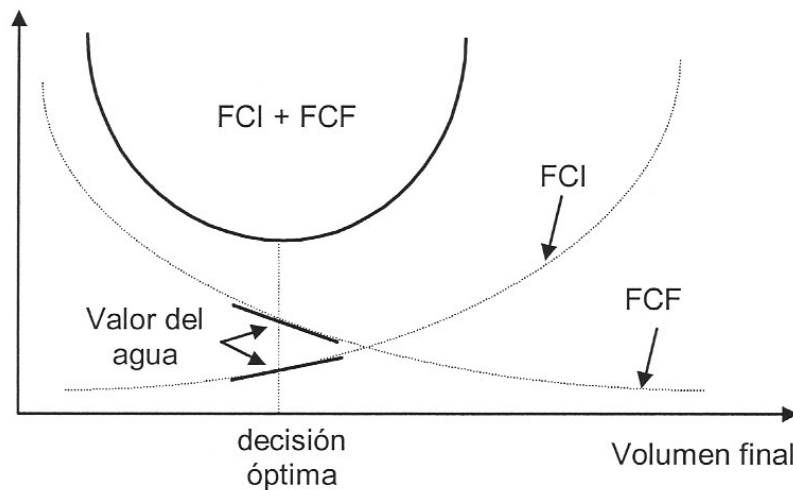


Figura N° 19. Valor del Agua

1.3. Los Horizontes de Tiempo de la Planificación Operativa

La planificación operativa tradicionalmente se divide en tres horizontes de tiempo que están definidos por el período que cada uno cubre. A continuación se describe brevemente cada uno de ellos.

Corto Plazo: Abarca la planificación operativa de un día y hasta una semana con discretización horaria, es decir, que el nivel de información disponible sobre el sistema debe ser horario como por ejemplo la demanda y los caudales de los afluentes. Esta planificación es la más cercana a la operación real del sistema y es la que se ejecuta en los centro de despacho de carga para la asignación de los recursos de generación. En este caso lo más importante es el nivel y la cantidad de información requerida para la modelación del sistema de potencia y por lo tanto es la planificación de mayor certidumbre. Algunos de los datos requeridos para la planificación del corto plazo son:

- Curva horaria de la demanda del sistema hasta una semana
- Factor de potencia o demanda reactiva
- Aportes horarios y diarios a los embalses de regulación semanal
- Mantenimiento de las unidades y unidades indisponibles por falla
- Representación detallada de la red de transmisión
- Modelación detallada de las plantas de generación (como por ejemplo los límites de MW, límites de MVar, eficiencias, efectos de la temperatura)
- Representación de límites operativos (como límites de voltaje, reserva rodante, restricciones de seguridad)

Mediano Plazo: Abarca la planificación operativa de un mes y hasta un año con discretización semanal, es decir, que el nivel de información disponible sobre el sistema debe ser semanal. El mediano plazo requiere de menos detalle en la representación del sistema que el corto plazo, pero sigue requiriendo una buena modelación de los embalses, las unidades hidráulicas y los afluentes a los embalses. Los caudales afluentes utilizados

para el despacho son determinísticos, es decir, las afluencias a los embalses son conocidas o pronosticadas. El mediano plazo debe ejecutarse semanalmente o mensualmente y algunos de los resultados que se obtienen del mediano plazo son:

- Manejo de los embalses de regulación mensual
- Programa de generación térmica e hidráulica
- Compras de combustibles para las plantas térmicas
- Contratos para compra-venta de energía

Largo Plazo: Abarca la planificación operativa de hasta cinco años con discretización semanal o mensual, es decir, que el nivel de información disponible sobre el sistema puede ser semanal o mensual. El largo plazo es el estudio que menos nivel de detalle requiere en cuanto a la información básica para la modelación del sistema. La discretización del tiempo es mensual y es muy útil en la evaluación del comportamiento futuro de sistemas con embalses de regulación plurianual. Su objetivo es predecir el comportamiento futuro del sistema a partir de afluencias no conocidas a priori generadas de manera probabilística.

El largo plazo entregará el programa esperado de generación de mínimo costo para el período de estudio, el manejo de los embalses de regulación plurianual y señales económicas como costos marginales esperados.

Los tres horizontes de tiempo se encuentran relacionados entre sí a través de variables de decisión que resultan de resolver cada problema por separado. En otras palabras existe un pase de información entre los horizontes de tiempo requerido para la adecuada modelación del sistema y la relación es bidireccional entre los horizontes de tiempo, esto es, el Corto Plazo puede tomar información del Mediano Plazo y el Mediano del Largo o el Mediano puede tomar información del Corto y el Largo del Mediano.

1.4. Formulación del Problema de Despacho

Conocidas las características generales de los sistemas de generación y teniendo presente que el objetivo de la planificación operativa es lograr la mejor asignación de los recursos de

generación a fin de realizar el despacho de la demanda al mínimo costo posible, se debe plantear el problema de despacho como un problema de optimización haciendo uso de las herramientas matemáticas adecuadas.

Para resolver el problema de despacho se hace uso de los recursos matemáticos extraídos de la investigación de operaciones. Estos recursos son la programación lineal y la programación dinámica. Haciendo uso de estas herramientas se plantea el problema de despacho para sistemas térmicos y sistemas hidrotérmicos.

1.4.1. Despacho de una etapa de sistemas térmicos

La formulación más elemental del despacho de sistemas térmicos es suponer el problema de despacho de una etapa, esto es, conocida la demanda de un momento dado y conocidos los recursos de generación se procede a plantear el problema de despacho, sin incluir los efectos de la red de transmisión (despacho uninodal).

Por su naturaleza, el problema de despacho de sistemas térmicos se puede plantear como un problema de programación lineal (PL) sujeto a una serie de restricciones. En su forma más elemental es despacho de un sistema térmico se plantea entonces como un problema de minimización de costo operativo según la siguiente expresión:

$$z = \text{Min} \sum_{j=1}^J c_j g_j \quad \text{Ec. [3]}$$

sujeto a las siguientes restricciones:

a) Suministro de la demanda

$$\sum_{j=1}^J g_j = d$$

b) Límites de generación de las unidades

$$g \leq \bar{g}$$

donde:

- z Costo operativo del sistema
- j Índice de los generadores (J número de generadores)
- C_j Costo variable de operación de la planta "j"
- g_j Generación de la planta "j"
- d Demanda del sistema
- \bar{g} Vector de capacidades máximas

Lo primero que se debe resaltar es que en la ecuación de suministro de la demanda, la sumatoria de la producción de las plantas es igual a la demanda, esto debido a que se está planteando un problema que no considera el efecto de la red de transmisión. Lo segundo a resaltar es que existen límites físicos en las plantas que no pueden ser violados, estos vienen dados por las capacidades máximas.

Los resultados de resolver este problema serán los niveles del despacho de cada planta térmica que garantizan el mínimo costo operativo y el costo del despacho.

Del problema anterior y haciendo uso de la teoría de PL, se deriva un resultado que es vital en la definición del precio "spot" para la liquidación de las transacciones en los mercados de energía según los nuevos esquemas.

El precio "spot" está asociado a la restricción de la demanda e indica cuánto cuesta un incremento en la demanda del sistema. Este valor se obtiene matemáticamente de resolver $\frac{\partial z}{\partial d}$. A esta derivada se le conoce como el *multiplicador simplex* asociado a la restricción de demanda y su notación es π_d .

Aunque la solución del despacho térmico de una etapa es perfectamente obtenible mediante la formulación del problema de PL, en la práctica el despacho de unidades térmicas se realiza mediante la *lista de mérito* y se dice que el despacho hecho según esta lista es un despacho *por orden de mérito*. La formación de la lista de mérito es muy simple, conocidas las unidades disponibles, sus capacidades y costos variables de operación, la lista se conforma ordenando las unidades desde la de menor costo hasta la de mayor costo. Para el despacho de la demanda, las unidades son llamadas en el orden de la lista, esto es, desde la que posee el costo variable de operación menor hasta la que posee el costo variable de operación más elevado, de esta manera hasta cubrir la demanda.

Esta forma de despacho es intuitiva y equivale en su totalidad a la solución que se obtendría al resolver el problema de PL. En la programación del despacho horario en esquemas de mercado competido, la asignación de las unidades térmicas se hace mediante la lista de mérito. El precio "spot" del despacho por orden de mérito es también intuitivo y es determinado por la última unidad que entró en el despacho para atender la demanda, desde luego la última unidad en atender demanda fue la de mayor costo variable de operación, en la secuencia de la lista de mérito hasta que se cubrió la demanda. El precio "spot" en este caso equivale al costo variable operativo de ésta unidad. El siguiente ejemplo sencillo servirá para demostrar el despacho por orden de mérito y la formulación como un problema de PL.

Nombre	Capacidad (MW)	Costo Operativo (\$/MWh)
G1	10	8
G2	5	12
G3	20	15

Nombre	Demanda (MWh)
D1	20

El despacho óptimo en este caso es, por orden de mérito, el siguiente

G1 = 10

$$G2 = 5$$

$$G3 = 5$$

El precio "spot" del sistema es 15\$/MWh, el cual corresponde al costo de la térmica G3.

Por otro lado, la formulación como un problema de PL sería como sigue

$$Z = \min(8 \times G1 + 12 \times G2 + 15 \times G3)$$

lo cual estaría sujeto a las siguientes restricciones

$$G1 + G2 + G3 = 20;$$

$$G1 \leq 10;$$

$$G2 \leq 5;$$

$$G3 \leq 20;$$

$$G1, G2, G3 \geq 0$$

1.4.2. Despacho hidrotérmico de una etapa

El despacho de sistemas hidrotérmicos difiere de sistemas térmicos puros en el hecho que las decisiones operativas están acopladas en el tiempo y la única forma de obtener información sobre etapas siguientes es a través de la FCF.

En este caso el problema de despacho se puede plantear también como un problema de PL pero considerando en la formulación la FCF, la cual como se verá más adelante puede representarse como una función conformada por segmentos de recta.

Tomando en cuenta lo expuesto anteriormente, el problema de despacho hidrotérmico de una etapa se plantea como:

$$Z_T = \min \sum_{j=1}^J C_j \times g_{ij} + FCF$$

sujeto a las siguientes restricciones operativas

- Balance hidráulico
- Límites de almacenamiento y turbinamiento
- Límites en la generación térmica
- Suministro de la demanda

Véase que en este caso aparecen dos restricciones nuevas que son las asociadas a las plantas hidráulicas y que en el problema de minimización se considera la FCF de los embalses.

La restricción de balance hidráulico modela el comportamiento de los embalses y sirve para determinar la cantidad de agua que estará disponible para etapas posteriores. En su forma más general considera las contribuciones de plantas en cascada dentro del mismo río. La Figura N° 20 muestra gráficamente cómo pudieran ser las contribuciones a una planta dada.

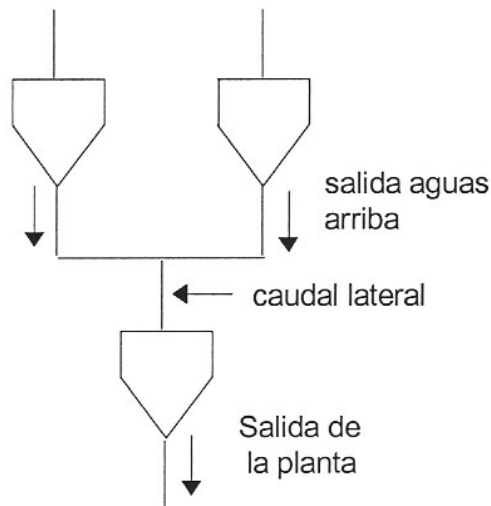


Figura N° 20. Esquema General del Balance Hidráulico de un Embalse

Tomando como referencia la figura anterior, se puede deducir una expresión general para el balance hidráulico:

$$v_{t+1}(i) = v_t(i) - u_t(i) - s_t(i) + a_t(i) + \sum_{m \in U_i} u_t(m) + s_t(m)$$

para $i = 1, \dots, I$

donde:

i índice de las plantas hidro (I número de plantas)

$v_t(i)$ almacenamiento final de la planta "i" en la etapa "t" (variable de decisión)

$v_{t-1}(i)$ almacenamiento inicial de la planta "i" en la etapa "t-1" (valor conocido)

$a_t(i)$ afluencia lateral (incremental) a la planta "i" en la etapa "t" (valor conocido)

$u_t(i)$ volumen turbinado en la etapa "t" (variable de decisión)

$s_t(i)$ volumen vertido en la etapa "t" (variable de decisión)

$m \in U_i$ conjunto de plantas aguas arriba de "i"

Véase cómo se puede determinar con base a las decisiones operativas de la etapa "t", esto es caudal a turbinar $u(t)$ y caudal a aliviar $s(t)$, la cantidad de agua que estará disponible para la siguiente etapa.

La otra restricción asociada a las plantas hidráulicas es la que determina los límites máximos de almacenamiento y de capacidad de turbinamiento. Estas restricciones se expresan como:

$$v_t(i) \leq \bar{v}(i) \quad \text{Restricción de volumen máximo}$$

$$u_t(i) \leq \bar{u}(i) \quad \text{Restricción de turbinamiento máximo}$$

para $i = 1, \dots, I$

Finalmente se replantea la ecuación del suministro de la demanda considerando que la producción de las plantas hidráulicas depende del caudal turbinado.

$$\sum_{i=1}^I \rho(i) \times u_t(i) + \sum_{j=1}^J g_{ij} = d_t$$

El primer término del suministro de la demanda corresponde a la producción de las plantas hidráulicas. Véase cómo la potencia que una planta hidráulica produce es directamente proporcional al caudal turbinado y depende de una constante $\rho(i)$ que recibe el nombre de *Factor o Coeficiente de Producción*, el cual generalmente viene dado en unidades de energía/caudal turbinable. Al igual que en el caso térmico, la generación iguala a la demanda ya que no se está considerando la red de transmisión.

En el problema de despacho hidrotérmico las incógnitas a calcular son la generación de las plantas térmicas y el caudal turbinado en las plantas hidráulicas.

El siguiente ejemplo muestra cómo es la formulación del problema de despacho de un sistema hidrotérmico.

Nombre	Capacidad (MW)	Almacen. Máx ($10^3 m^3$)	Coef. Producción (MWh/ $10^3 m^3$)	Turbina. Máx. ($10^3 m^3/h$)	Volumen Inicial ($10^3 m^3$)	Caudal Afluyente ($10^3 m^3/h$)
H1	15	100	2	15	30	5

La función de costo futuro es representada por la función lineal

$$FCF(v_{t+1}) = -28v_{t+1} + 4000, \text{ ilustrada en la Figura N}^\circ 21$$

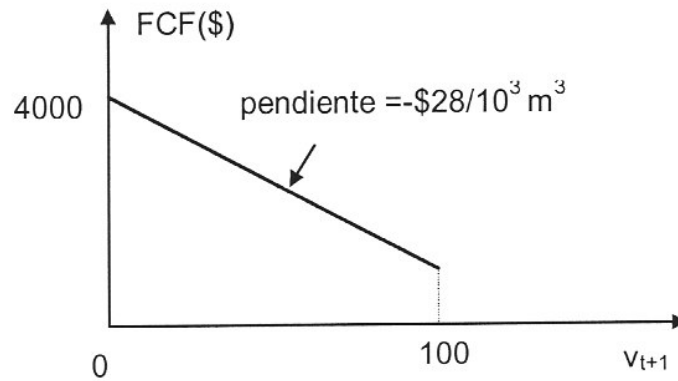


Figura N° 21. Función de Costo Futuro (FCF)

Para las plantas térmicas se conoce que

Nombre	Capacidad (MW)	Costo Operativo (\$/MWh)
G1	10	8
G2	5	12
G3	20	15

y en cuanto a la demanda se tiene

Nombre	Demanda (MWh)
D1	20

El despacho planteado como un problema de PL sería:

$$\text{Min} \sum_{j=1}^3 c_j \times g_{ij} + FCF(v_{t+1})$$

$$\text{Min}(8 \times g_{i1} + 12 \times g_{i2} + 15 \times g_{i3} - 28 \times v_{t+1}(1) + 4000)$$

sujeto a las siguientes restricciones

Balance hidráulico:

$$V_{t+1} + u_t + s_t = 30 + 5$$

Límites del embalse:

$$V_{t+1} \leq 100$$

Límites de turbinamiento:

$$u_t \leq 15$$

Suministro de la demanda:

$$\sum_{j=1}^3 g_{jt} + 2 \times u_t = 14 + 6$$

La solución del problema de PL arrojaría el despacho de las unidades térmicas y el caudal a turbinar en la planta hidráulica. Sin embargo, para este ejemplo sencillo se puede hacer un análisis similar al que se hizo con el despacho térmico de una etapa. Para ello se compara el costo directo de las unidades térmicas con el costo de oportunidad de la planta hidráulica. De la función de costo futuro se sabe que aliviar 10^3 m^3 de la reserva penaliza en 28\$ la operación futura del sistema. Por otro lado, con este mismo volumen se produce $\rho \times 1 = 2$ MWh en la planta hidráulica. Por lo tanto, sólo vale la pena utilizar la energía hidráulica si las alternativas térmicas costasen más que $28/2 = 14$ \$/MWh. En este caso se ha conseguido el costo de oportunidad de la planta hidráulica el cual es el costo directo equivalente a generación térmica que puede ser desplazada, así se puede realizar el despacho de la demanda por medio del orden de mérito:

Despacho Óptimo - Sistema Hidrotérmico

Unidad	Costo (\$/MWh)	Generación (MWh)
T1	8	10
T2	12	5
H1	14	5
T3	15	0

El generador marginal en este caso es H1. Por lo tanto, el precio "spot" del sistema es de 14\$/MWh (naturalmente, la solución del problema en casos reales es más compleja debido a las restricciones hídricas y a la variación no lineal del costo futuro con el almacenamiento final).

Finalmente se observa que, al contrario de los casos térmicos, donde el precio "spot" siempre corresponde a la unidad térmica más cara despachada, en sistemas hidrotérmicos éste también puede corresponder al costo de oportunidad de las unidades hidráulicas.

2. Descripción del Modelo para Planificación Operativa SDDP y su Metodología

2.1. El Modelo SDDP

El modelo SDDP es una herramienta computacional desarrollada para operar en computadoras personales bajo ambiente Windows y que recibe su nombre de la metodología matemática implementada para resolver el problema de despacho hidrotérmico. Su objetivo principal es determinar la política operativa de mínimo costo para atender la demanda de un sistema con generación hidrotérmica, buscando en todo momento evitar el racionamiento de la demanda a través del adecuado manejo de los recursos de generación y cuidando en todo momento de respetar las restricciones operativas de los embalses del sistema.

El modelo es capaz de entregar entre los resultados variables económicas que son de gran utilidad. Esta versatilidad lo hace igualmente útil para operadores de sistemas eléctricos, planificadores e inversionistas. Está en capacidad de realizar simulaciones de corto, mediano y largo plazo con diferentes tipos de discretización del tiempo (horas, semanas o meses).

De la ejecución del modelo se pueden obtener resultados tales como:

- *Disponibilidad:* disponibilidad total del sistema, disponibilidad hidráulica y térmica por empresas y por etapa
- *Costos operativos:* valor presente del costo térmico más el costo de racionamiento
- *Generación del sistema:* hidráulica, térmica y total
- *Balance del sistema:* balance de demanda, generación esperada hidráulica total, generación térmica esperada y racionamiento esperado
- *Balance por empresa:* balance de demanda, generación esperada hidráulica total, generación térmica esperada y racionamiento esperado
- *Racionamiento:* valor esperado del racionamiento de la energía como un porcentaje de la demanda, valor esperado de racionamiento de energía condicionado, número de casos con racionamiento de energía, histograma de frecuencias del racionamiento de energía como un porcentaje de la demanda
- *Generación hidráulica por centrales:* generación de cada una de las centrales agrupadas por empresa y para los autónomos; resultados agregados por etapa, por mes y por año; la potencia en punta, la capacidad disponible y la capacidad nominal
- *Generación térmica por centrales:* generación de cada una de las centrales, agrupadas por empresa y para los autónomos; agregación por etapa, por mes y por año; la potencia en punta, la capacidad disponible, la capacidad nominal, el costo incremental y el costo total
- *Evolución del almacenamiento:* total del sistema y de los límites operativos superior e inferior; de los embalses individualizados con sus respectivas curvas de protección, aportes, descargas totales; estadísticas de vertimientos (vertimiento esperado, probabilidad y descarga realizada); balance hidráulico en cada uno de los embalses
- *Consumos de combustibles:* para la generación térmica discriminados por tipo de combustible
- *Costo marginal del sistema:* variación del costo de operación con respecto a una variación de la demanda
- *Costo marginal por barra:* variación del costo de operación con respecto a una variación de la demanda en cada barra

- *Costo marginal de la capacidad hidroeléctrica o térmica:* beneficio operativo por un aumento marginal en la capacidad de la central
- *Costo marginal de la capacidad de un embalse:* beneficio operativo por un aumento marginal de la capacidad del mismo
- *Flujo de potencia y pérdidas:* para cada línea del sistema de transmisión

El modelo es ampliamente utilizado en países cuya fuente principal primaria de energía para producir electricidad es el agua. Casos específicos son Colombia, Venezuela, Chile, Brasil, Austria, Nueva Zelanda, Bolivia.

2.2. Descripción Funcional del Modelo

Básicamente el modelo requiere de dos juegos de datos de entrada, los que llamaremos *datos del sistema* y los que llamaremos *datos de hidrología*. Dentro del primer grupo de datos se tienen los datos básicos sobre la configuración del sistema, estos son en esencia las características de las plantas térmicas e hidráulicas, los datos de los combustibles, los datos de la red de transmisión y los datos de la demanda. En el segundo grupo de datos se encuentra exclusivamente los datos históricos de caudales de los ríos afluentes a los diferentes embalses del sistema. Todas las salidas del modelo son en formato de Excel, lo que permite generar gráficos y resultados a un formato universal. La Figura N° 22 muestra de manera genérica cómo funciona el modelo a nivel del flujo de datos.

FLUJO DE INFORMACIÓN

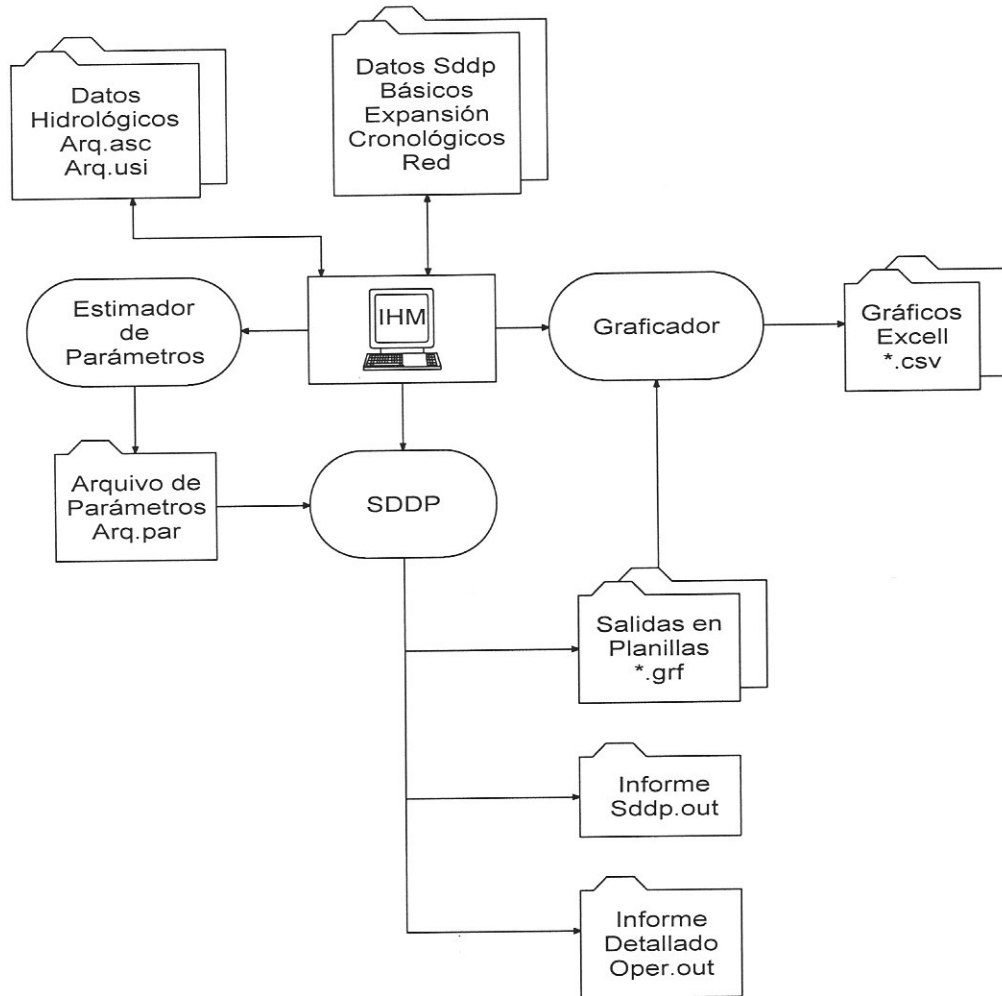


Figura N° 22. Flujo de Información en el Modelo SDDP

2.2.1. Organización de los Datos de Entrada

Los datos de entrada al modelo son almacenados de manera transparente para el usuario en archivos individuales especialmente diseñados para cada tipo de juego de datos requerido. El usuario a través de las ventanas de interfaces del programa ingresa la información, la cual es salvada en estos archivos de datos. Toda la información requerida se clasifica de manera ordenada en la ventana principal del programa mostrada en la Figura N° 23.



Figura N° 23. Menú Principal del Modelo de Simulación SDDP

Debido a la variedad de información que se puede ingresar para cada grupo de datos, solo nos limitaremos a explicar aquellas opciones de entrada de datos que están relacionadas con el juego de datos que conforman el caso base de simulación objeto de este proyecto.

2.2.1.1. Datos de los Combustibles

Para el ingreso de los datos de las plantas térmicas se deben primero definir los combustibles y sus características ya que se requerirán posteriormente para completar la información de las plantas térmicas.

Los datos de los combustibles son de dos tipos: económicos y de disponibilidad. Los primeros permiten definir el combustible y su costo, los segundos permiten asignar una cantidad máxima disponible para cada combustible definido. Esta última función es muy útil cuando se quiere representar restricciones en el suministro de los combustibles, como pueden ser limitaciones físicas de gasoductos o por aspectos de escasez del recurso. Las Figuras N° 24 y 25 muestran respectivamente las planillas para ingreso de datos de los costos y su disponibilidad.

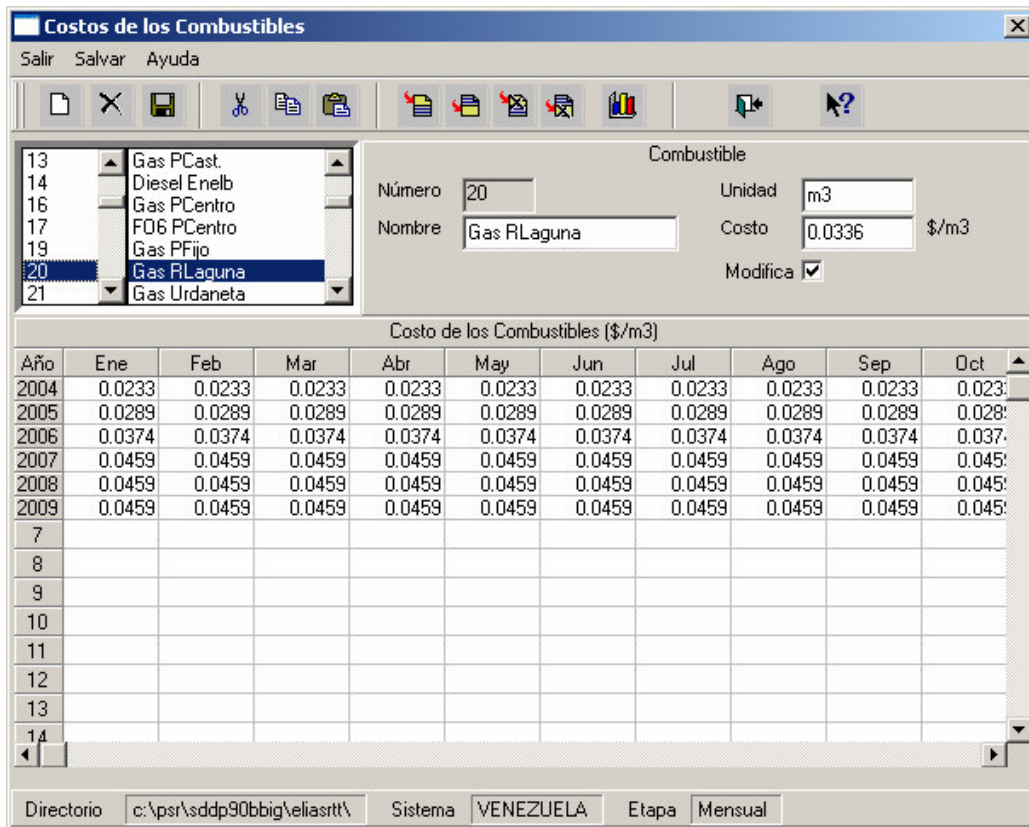


Figura N° 24. Entrada de Datos para Costos de Combustibles

Para cada combustible definido se puede ingresar el precio de dos maneras diferentes y su consideración en la simulación dependerá de seleccionar o no la opción “Modifica” mostrada en la pantalla. Se puede ingresar un valor único de precio en la casilla “Costo” en \$/Unidades de combustibles o se puede ingresar el precio del combustible para cada mes del período de estudio, si se tiene. Si se marca la opción “Modifica”, en la ejecución del modelo se considerarán los precios mensuales del período de estudio. Para el caso de la

Figura N° 24 se muestran los precios del combustible para cada mes del período 2004-2009, del combustible N° 20 llamado GasRLaguna. Si no se hubiese marcado la opción, la simulación tomará el valor mostrado en la casilla "Costo" de 0,0336 \$/m³.

Los precios de combustible se ingresan a conveniencia. En el ejemplo de la Figura las unidades definidas para el combustible fueron m³ y por lo tanto los precios se ingresaron en \$/m³, sin embargo, si el precio se tuviese en \$/MMBTU, se hubiera definido la unidad MMBTU y se hubiesen ingresado los valores correspondientes. Lo más importante es ser consistente con las unidades del combustible definido y con las unidades de las eficiencias de las plantas, esto es, si la eficiencia de la planta se va a ingresar en BTU/kWh debemos entonces definir el precio del combustible en \$/BTU.

El otro lado asociado a combustibles es la disponibilidad del mismo. La planilla de ingreso de datos se muestra en la Figura N° 25. Existen dos formas de ingresar esta restricción, por "Tasa de Consumo" y por "Consumo Total". La primera opción se usa para representar por ejemplo restricciones por dimensión de gasoducto y la segunda para representar la disponibilidad total del combustible en su fuente para la central en cuestión. En ambos casos la planilla de entrada de datos mantiene la misma forma.

Véase que la disponibilidad se ingresa para cada mes del período de estudio. En el caso del ejemplo se tienen datos desde el 2004 hasta el 2012 para el combustible GasRLaguna. Se muestra el caso de consumo total y los valores están en Miles de metros cúbicos, la unidad definida en la planilla de costos de combustibles.

Plantas Térmicas

Salir Salvar Datos Ayuda

Plantas Térmicas

Número: 201
Nombre: ANACO 01

Generación Mínima (MW): 0
Generación Máxima (MW): 62
No. de Unidades: 1
ICP (%): 3 IH (%): 15
No. Combustibles Alternativos: 0
 Sorteo de fallas

Tipo de Planta:
 Estandar
 Must-run
 Beneficio

Estado de la Planta:
 Existente
 Futura

Commitment:
 No
 Por etapa
 Por bloque
 Costo de Arranque (K\$): 0

Ciclo combinado
Grupo: [] + -

Combustible

Nombre del Combustible: 4 Gas Anaco

Segmento	1	2	3
Curva (%)	100.	0.	0.

Factor de consumo (m3/MWh)			
Bloque\Segmento	1	2	3
1	367.		
2			
3			
4			
5			

Costo D&M (\$/MWh): 2.5
Costo Trans. Combust. (\$/unidad): 0

Visualizar costos operativos

Directorio: c:\psr\sddp90bbig\veliasrtt\ Sistema: VENEZUELA Etapa: Mensual

Figura N° 26. Entrada de Datos para Plantas Térmicas

Para cada planta que se crea en esta planilla se deben ingresarlos siguientes datos:

- Generación Mínima (MW): este dato está relacionado a restricciones de despacho impuesto por el sistema de potencia. No se intenta modelar con este campo el mínimo técnico operativo de las plantas
- Generación Máxima (MW): este dato debe corresponder a la máxima generación que la planta está en capacidad de entregar. Si por ejemplo se desea modelar una central con tres unidades, la capacidad máxima corresponde a la suma de las

capacidades de las unidades de la planta. Si se desea modelar cada unidad de una central por separado, se ingresa la capacidad de la unidad en cuestión

- No. de Unidades: Representa el número de unidades de iguales características en la planta. Si se ha modelado individualmente las unidades de una central, el número en este caso debe ser uno (1). Este dato solo sirve para tomar en cuenta los mantenimientos de las unidades de la central
- ICP e IH (%): Estos dos datos corresponden respectivamente a la indisponibilidad forzada de la unidad o central y a la indisponibilidad conjunta forzada y programada de la unidad o central. Este último corresponde a la indisponibilidad total. Estos valores son utilizados durante la simulación para afectar la capacidad máxima de la central y de esta manera calcular la capacidad disponible en cada instante de la simulación.
- No. De Combustibles Alternativos: cuando una unidad o central puede consumir más de un combustible, se pueden definir estos combustibles que serán considerados durante el despacho de la unidad en la simulación de la operación del sistema.
- Costo de O&M: Este dato está relacionado con los costos variables de Operación y Mantenimiento de la central.
- Costo de Trans Combust: Este dato está relacionado con el costo de transporte de combustible desde el centro de distribución hasta la central
- Factor de Consumo (unidades/MWh): En este campo se ingresa la curva de tasa calórica de la central, que sirve para modelar la eficiencia de la misma. Se puede modelar la curva con hasta tres segmentos. La curva se modela por tres puntos de tipo (% , eficiencia), donde el eje X (%) representa el porcentaje de la capacidad máxima y el eje Y representa el factor de consumo de la unidad.
- Tipo de Planta: Sirve para definir cómo el modelo podrá utilizar la central en el despacho. Una unidad definida como "Estándar" es una unidad cuyo despacho será determinado por el modelo durante la simulación. Este despacho será un valor entre la Generación Mínima y la Máxima. Una unidad definida como "Must-Run" es una unidad que será siempre forzada a su generación máxima

- Commitment: Se puede indicar al modelo si éste tendrá la libertad de tomar la decisión de arrancar o sacar de servicio unidades. Si es el caso, se puede tomar la decisión por etapa (hora, semana, mes) o por bloque de demanda (máxima, media, mínima). Para ambos casos se debe ingresar el costo de arranque como una variable necesaria para la decisión de arrancar la unidad

2.2.1.3. Datos de las Planta Hidráulicas

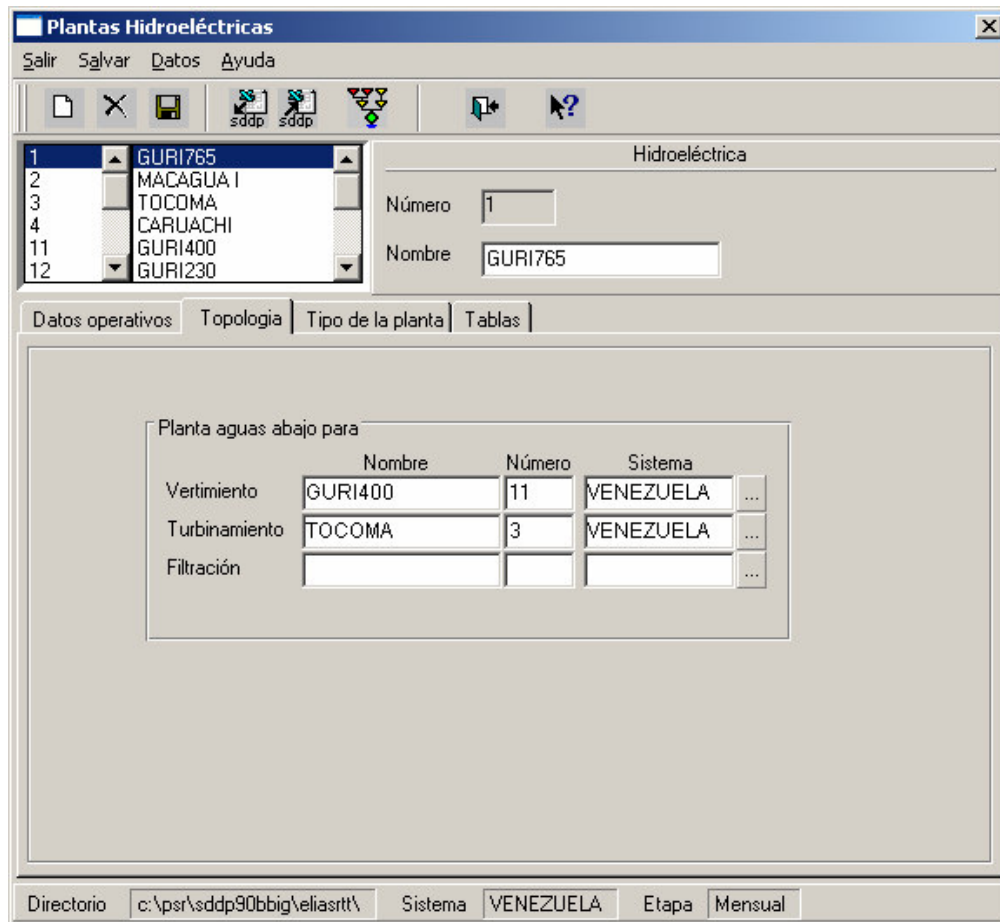


Figura N° 27. Entrada de Datos para Plantas Hidráulicas

La entrada de datos para la modelación de las plantas hidráulicas se logra mediante la pantalla mostrada en la Figura N° 27

Los datos se agrupan en “Parámetros de la planta” y “Tablas”. En la primera pestaña se agrupan todos los datos físicos de la planta y en la segunda se agrupan las tablas que definen las características del embalse. A continuación se describen los datos en cada caso.

Parámetros de la planta

Las Figura N° 28 y 29 muestran las planillas de entrada de datos para los parámetros de la planta.

The screenshot shows a software window titled "Plantas Hidroeléctricas" with a menu bar (Salir, Salvar, Datos, Ayuda) and a toolbar. A list on the left shows plant names: 1 GURI765, 2 MACAGUA I, 3 TOCOMA, 4 CARUACHI, 11 GURI400, 12 GURI230. The main area is titled "Hidroeléctrica" and shows "Número" 1 and "Nombre" GURI765. Below are tabs for "Datos operativos", "Topología", "Tipo de la planta", and "Tablas". The "Datos operativos" tab contains various input fields: Turbinamiento mínimo (2500), Turbinamiento máximo (4500), Defluencia total mínima, Coef. de producción (1.15), Capacidad instalada (6770), Costo de O&M, Factor de prod. función de la altura?, Rendim. turbina/generador (0.9), Nivel de salida del agua (128.5), No. Estación Hidrológica (1), Número de generadores (10), Condición (Existente selected), ICP (%) (0), IH (%) (0), Costo de vertim. (5000), and Sorteo de fallas. An "Embalse asociado" table is also present.

Nombre	Número	Sistema
		...

Directorio: c:\psr\sddp90bbig\eliasrt\ Sistema: VENEZUELA Etapa: Mensual

Figura N° 28. Entrada de Datos Operativos de las Plantas Hidráulicas

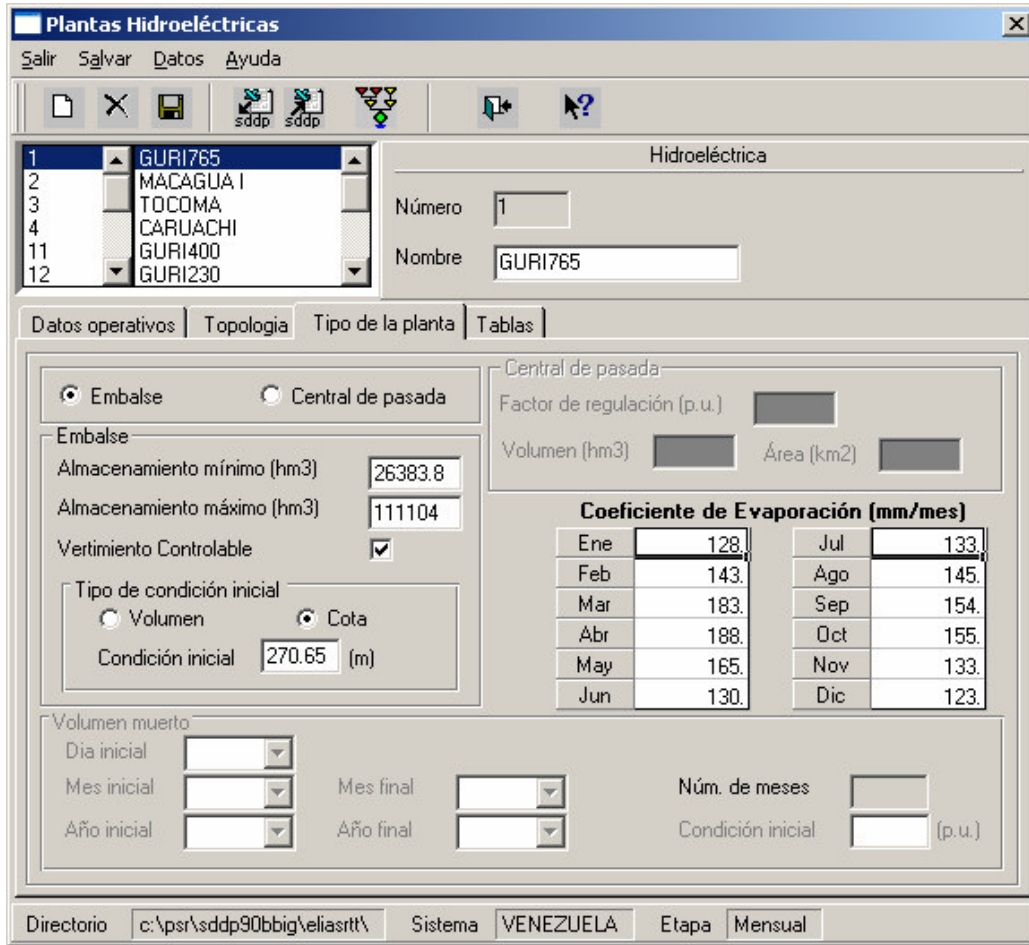


Figura N° 29. Entrada de Datos del Tipo de las Plantas Hidráulicas

Dentro del grupo de datos operativos y de tipo de la planta se tiene:

- Turbinamiento mínimo (m3/seg): Define una restricción operativa de la planta asociada a la mínima cantidad de agua que debe ser turbinada en la central ya sea por razones operativas impuesta por el sistema de potencia o por razones de diseño de la planta.
- Turbinamiento máximo (m3/seg): Define la capacidad máxima de turbinamiento de la planta.
- Defluencia total mínima (m3/seg): Define una restricción operativa de la planta asociada a la cantidad total mínima de agua que se debe garantizar fluya fuera del

embalse. Por lo general esta variable combina una restricción de turbinamiento y alivio conjunta.

- Coeficiente de producción (MW/m3/seg): Es el coeficiente o factor promedio de producción de la planta, el cual define la cantidad de potencia que la central podría producir en función de la cantidad de caudal que se pueda turbinar durante el despacho.
- Almacenamiento mínimo (Hm3): Es la mínima cantidad de agua que puede almacenarse para efectos operativos. Define la cota mínima de operación del embalse.
- Almacenamiento máximo (Hm3): Es la máxima cantidad de agua que puede almacenarse en el embalse.
- Capacidad instalada (MW): Es la máxima capacidad instalada en la planta. Se calcula como el producto entre el turbinamiento máximo y el Coeficiente de producción.
- Costo de O&M: Define el coto variable de operación y mantenimiento.
- Factor de producción función de la altura: Permite decidir si el factor de producción varía en función de la cota del embalse. Esto tiene aplicación si el factor de producción de la planta depende de manera significativa de la cantidad de agua almacenada en cualquier instante dado. Se debe ingresar como datos relacionados con esta opción, la eficiencia del conjunto turbina-generator en por unidad (p.u.) y la cota a la descarga de las turbinas. Con estos datos el modelo es capaz de calcular el factor de producción según la fórmula:

$$\rho_i = 9,81 \times 10^{-3} \times \Delta h \times \eta_i$$

donde Δh es la diferencia de altura (cota actual – cota de descarga) en metros y η_i es la eficiencia del grupo turbina-generator (p.u.)

- Tipo de condición inicial: Se debe indicar al modelo la condición inicial del embalse antes de cualquier estudio. Se puede indicar una cota (m) o volumen en p.u.
- ICP e IH (%): Igual que en las plantas térmicas con la diferencia que su aplicación es un tanto distinta para el caso de las hidráulicas ya que la capacidad disponible en cualquier momento también depende de la caída neta del agua en el embalse. La potencia disponible en la planta hidráulica se calcula de dos formas según la fórmula:

$$PHD_{jts} = FP(VI_{jts}) \times Q \max_{jt} \times (1 - Find_{jt}) Fmant_{jt}$$

donde:

$FP(VI_{jts})$: Función del volumen inicial del embalse en la etapa "t" y serie "s",
(MW/m³/s)

$Q \max_{jt}$: Capacidad de turbinamiento máxima (m³/s)

$Find_{jt}$: Factor de indisponibilidad de la hidroeléctrica "j" en la etapa "t" en p.u. Si existe un cronograma de mantenimiento, Find = ICP (índice de Corto Plazo), en caso contrario, Find = IH (índice Histórico)

$Fmant_{jt}$: Factor de mantenimiento de la hidroeléctrica "j" en la etapa "t" en p.u. Si existe cronograma de mantenimiento, Fmant corresponde al cronograma de mantenimiento de traducido en p.u.; en caso contrario, Fmant = 1,0

En otras palabras, se reflejan los efectos del volumen inicial en el cálculo del factor de producción y también los índices de indisponibilidad y mantenimiento en la capacidad de turbinamiento máximo.

Al momento de realizar el despacho óptimo de la etapa el modelo considera:

$$\text{Potencia disponible real} = \min\{ PN_{jt} * (1 - Find_{jt}), PHD_{jts} \}$$

Por ejemplo, puede suceder que debido al volumen inicial, el Factor de Producción (FP) multiplicado por la capacidad de turbinamiento disponible sea mayor que la capacidad instalada disponible, en ese caso el programa va a limitar el despacho por la potencia instalada o nominal.

- Costo del alivio: Es una penalización en miles de US\$ por Hm³ asociada a la decisión de aliviar agua del embalse.

Topología

Dado que pueden existir centrales en cascada dependientes de un mismo río, como es el caso venezolano, se debe definir la configuración de la topología. Para cada planta se define la planta aguas abajo para la cual se envía el caudal turbinado y/o el caudal aliviado. Si una planta es del tipo “filo de agua” se define en esta sección el factor de regulación de esta central como filo de agua.

Tablas

Un conjunto de tablas permiten definir las características del embalse, en lo referente a sus dimensiones y capacidad de producción de energía. Todas permiten ingresar hasta cinco puntos característicos del dato relativo.

La Figura N° 30 muestra la planilla de entrada de datos de las tablas.

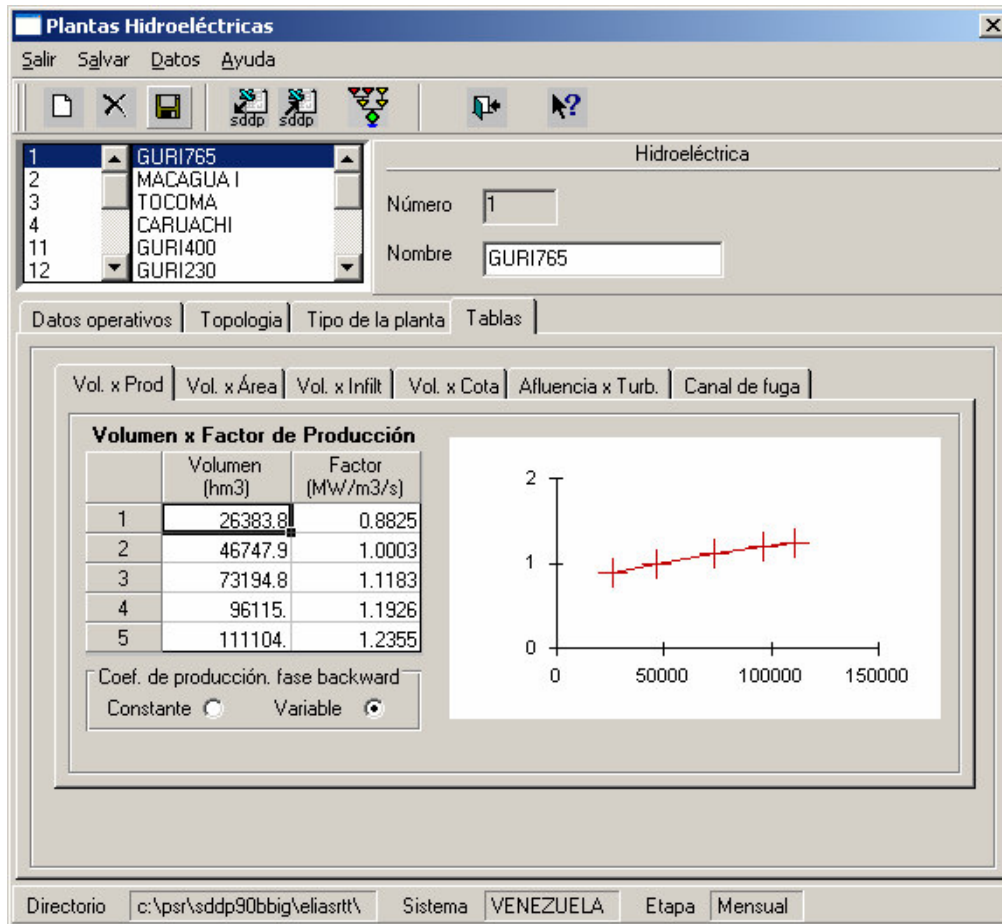


Figura N° 30. Entrada de Tablas para Definición del Embalse

Las tablas que se deben llenar son las siguientes:

- Volumen vs. Cota: esta tabla permite ingresar la relación de la cota del embalse (msnm) con el volumen almacenado (Hm³) para cada nivel de la cota.
- Volumen vs. Área: esta tabla permite saber en cada momento el área del embalse (km²) en función del volumen almacenado (Hm³).
- Volumen vs. Factor de producción: esta curva permite saber cuánta energía eléctrica (MW/m³/s) puede producirse en función del volumen almacenado (Hm³).
- Volumen vs. Filtración: esta tabla permite disponer de una relación entre el volumen almacenado (Hm³) y la cantidad de agua que se puede filtrar (m³/s) de manera subterránea del embalse.
- Evaporación: esta tabla permite definir la evaporación promedio mensual (mm/mes) en el embalse.

2.2.1.4. Datos de Hidrología

Los datos de hidrología de los ríos asociados a las plantas hidráulicas definidas se ingresan en una planilla especial destinada para este fin. Básicamente la información a ingresar es el caudal promedio mensual o semanal histórico reportado, dependiendo del tipo de estudio, para los años de historia de hidrología disponibles para cada río. Se asocia la hidrología del río a la planta que sirve. En la Figura N° 31 se muestra la entrada de datos de caudales.

The screenshot shows a software window titled "Estaciones Hidrológicas". It has a menu bar with "Salir", "Salvar", "Estadística", "Informe", and "Ayuda". Below the menu is a toolbar with various icons. A list box on the left contains station names: 1 GURI765, 2 MACAGUA I, 3 TOCOMA, 4 CARUACHI, 5 SAN AGATON, 6 P.LARGA, 7 P.PAEZ. To the right of the list box, there are input fields for "Número" (1), "Nombre" (GURI765), and "Estación aguas abajo" (GURI400). There is also a checkbox for "Incremental nula" which is unchecked. Below these fields is a table titled "Caudales (m3/s)" with columns for months (Ene to Dic) and rows for years (1950 to 1962). The data in the table is as follows:

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1950	4193.	3372.	1403.	1078.	4649.	8915.	7975.	10066.	5212.	3296.	3057.	2812.
1951	2795.	4393.	2428.	1727.	5470.	5675.	10491.	7701.	6594.	3419.	2182.	1438.
1952	1145.	997.	285.	382.	2558.	6522.	7875.	9915.	5307.	4059.	2798.	2359.
1953	2059.	3895.	2533.	3221.	6671.	9308.	8395.	6173.	3602.	2970.	2729.	3072.
1954	3230.	1398.	1378.	3755.	6231.	8527.	10436.	9625.	6131.	5681.	4744.	5101.
1955	2765.	1063.	2059.	2891.	4369.	8514.	7662.	7539.	6212.	5503.	4302.	4427.
1956	3466.	2157.	2880.	1760.	5439.	11386.	9912.	10655.	8408.	7619.	4557.	3896.
1957	3079.	1500.	880.	799.	3409.	7247.	10559.	7605.	5296.	2571.	2962.	2504.
1958	1554.	1254.	1075.	2346.	5817.	6736.	7025.	7272.	3929.	3231.	2629.	1511.
1959	912.	908.	425.	657.	1575.	6162.	9186.	6770.	8088.	3698.	3963.	4450.
1960	2055.	1317.	890.	1296.	4648.	9348.	8181.	7755.	7045.	4778.	5657.	3668.
1961	1202.	1125.	561.	457.	530.	4950.	7008.	9349.	5611.	4941.	5631.	3548.
1962	1520.	1027.	1070.	1176.	2282.	7682.	10561.	11256.	7571.	4227.	2142.	2002.

Figura N° 31. Entrada de Datos para Caudales Históricos

2.2.1.5. Demanda Eléctrica

Los datos de la demanda eléctrica a ser atendida se ingresan en una planilla para cada etapa, por ejemplo meses o semanas y para cada año del período de estudio. Se debe definir

cuántos bloques de demanda se representarán para cada etapa. La demanda entra en GWh. La Figura N° 32 muestra esta planilla.

Bloque	Total	1	2	3	4	5
Duración de los bloques (%)	100.	2.42	29.17	37.5	25.	5.91

Número	Nombre	Ident
1	COLOMBIA	CO
2	ECUADOR	EC
3	VENEZUELA	VE

Número: 3
Ident: VE
Nombre: VENEZUELA

(GWh)													
Año	Bloque	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
2006	1	264.	237.	278.	270.	281.	273.	277.	276.	271.	287.	275.	283.
2006	2	2858.	2572.	3010.	2934.	3050.	2955.	3003.	2997.	2947.	3115.	2986.	3076.
2006	3	3287.	3010.	3440.	3504.	3559.	3474.	3590.	3559.	3547.	3666.	3592.	3559.
2006	4	2041.	1952.	2138.	2218.	2221.	2150.	2154.	2242.	2263.	2277.	2169.	2221.
2006	5	475.	439.	474.	485.	516.	492.	499.	519.	508.	491.	475.	481.
2007	1	278.	249.	293.	285.	296.	287.	291.	290.	286.	302.	289.	298.
2007	2	3008.	2707.	3168.	3088.	3210.	3111.	3161.	3154.	3102.	3279.	3143.	3238.
2007	3	3459.	3168.	3621.	3688.	3746.	3657.	3778.	3746.	3734.	3858.	3781.	3746.
2007	4	2149.	2055.	2250.	2335.	2338.	2263.	2267.	2360.	2382.	2397.	2283.	2338.
2007	5	500.	462.	499.	511.	543.	518.	525.	546.	535.	517.	500.	506.
2008	1	289.	259.	305.	296.	308.	299.	303.	302.	297.	314.	301.	311.
2008	2	3131.	2818.	3298.	3215.	3342.	3238.	3291.	3284.	3229.	3413.	3272.	3370.
2008	3	3601.	3298.	3769.	3839.	3900.	3807.	3933.	3900.	3887.	4017.	3936.	3900.
2008	4	2237.	2139.	2343.	2431.	2434.	2356.	2360.	2457.	2479.	2495.	2377.	2434.
2008	5	521.	481.	520.	532.	565.	539.	547.	569.	557.	538.	521.	527.
2009	1	303.	272.	320.	311.	323.	313.	318.	317.	312.	330.	316.	326.
2009	2	3286.	2958.	3461.	3373.	3507.	3398.	3453.	3446.	3388.	3582.	3433.	3537.
2009	3	3779.	3461.	3955.	4029.	4093.	3995.	4128.	4093.	4079.	4215.	4130.	4093.
2009	4	2347.	2245.	2458.	2551.	2554.	2472.	2477.	2578.	2602.	2618.	2494.	2554.
2009	5	546.	505.	545.	558.	593.	566.	574.	597.	584.	564.	546.	553.

Directorio: c:\psr\sddp90bbig\eliasrt\ Etapa: Mensual

Figura N° 32. Entrada de Datos para la Demanda del Sistema

2.2.1.6. Red de Transmisión

Para definir la red de transporte se deben ingresar los datos de las áreas, barras y finalmente los datos de los circuitos entre las barras, para ello existen planillas independientes.

Áreas Eléctricas

Los datos para las áreas eléctricas a ser ingresados son:

- Nombre del área
- Límites de importación (MW)
- Límites de exportación (MW)

En la Figura N° 33 se muestra un ejemplo de esta planilla

Bloque	Exportada	Importada
1	6950.	9999.
2	6950.	9999.
3	6950.	9999.
4	6950.	9999.
5	6950.	9999.

Figura N° 33. Entrada de Datos para Áreas Eléctricas

Barras

Los datos de las barras a ser ingresados son:

- Nombre de la barra
- Área eléctrica a la que pertenece

- Plantas térmicas y/o hidráulicas conectada a la barra
- Demanda no industrial conectada a la barra (MW)
- Demanda industrial conectada a la barra (MW)

En la Figura N° 34 se muestra esta planilla de ingreso de datos

Datos de barras

Salir Salvar Datos Ayuda

761 MACHALA 230
7101 GURI B 765
7102 MALENA 765
7103 GERONIMO765
7104 HORQUETA765

Barra
Número 7101
Nombre GURI B 765

Subsistema VENEZUELA Área eléctrica 10

Bloques	1	2	3	4	5
Carga de referencia (MW)					
Carga Industrial (MW)					
Carga local (MW)					

Seleccionada para corte de carga

Plantas hidráulicas
1 GURI765

Plantas térmicas

Editar hidráulicas Editar térmicas

Directorio c:\psr\sddp90bbig\eliasrtt\

Figura N° 34. Entrada de Datos para Barras del Sistema

Circuitos

Los datos de circuitos a ser ingresados son:

- Nombre del circuito
- Barras a las que se conecta
- Resistencia en %

- Reactancia en %
- Capacidad nominal (MW)
- Capacidad de emergencia (MW)
- Condición: Existente o Futuro

La Figura N° 35 muestra la pantalla del programa donde se ingresan estos datos.

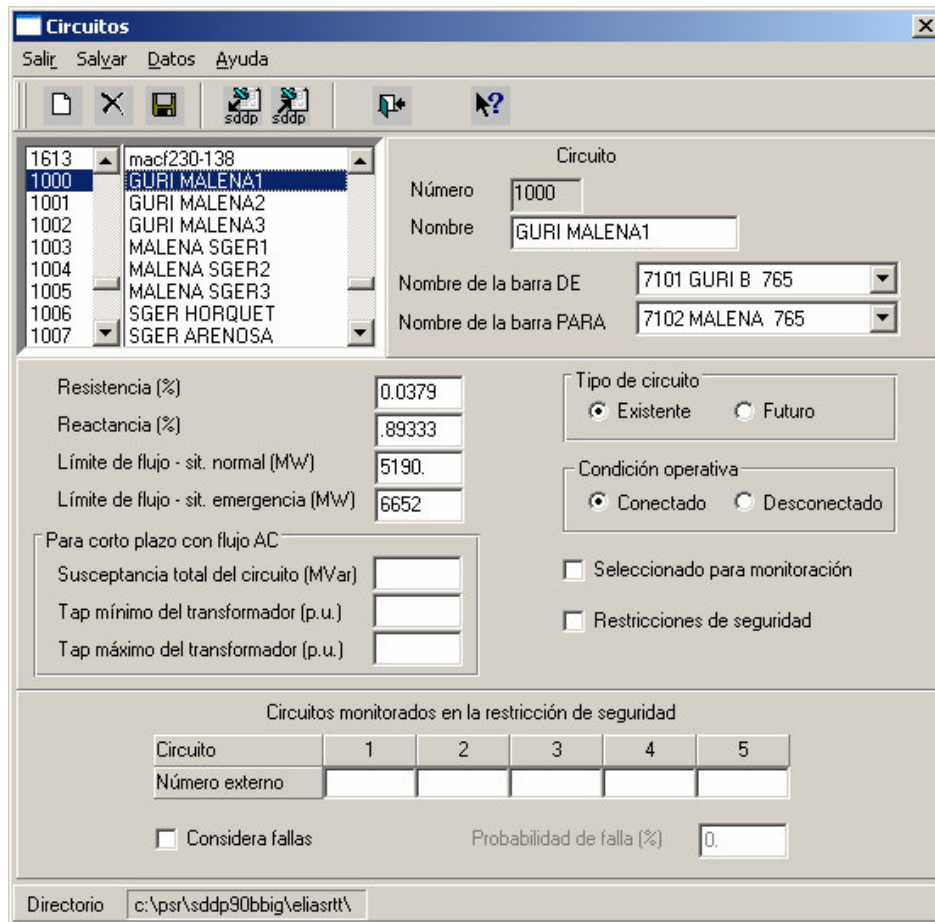


Figura N° 35. Entrada de Datos para Circuitos

Para estudios de corto plazo se deben ingresar datos adicionales asociados con la capacidad de regulación de voltaje de los transformadores del sistema.

2.2.1.7. Expansiones y Modificaciones

Las plantas de generación y las redes de transporte son susceptibles a experimentar cambios en el tiempo que reflejan por ejemplo una política de expansión del sistema o de recuperación y rehabilitación de equipos. Estas variables deben ser consideradas en todos los estudios de mediano y largo plazo ya que cambian las características del sistema al introducir o eliminar recursos para atender la demanda. El modelo está en capacidad de considerar estos cambios y la entrada de datos se realiza mediante planillas especialmente diseñadas según el caso. Las Figuras N° 36, 37, 38 y 39 muestran respectivamente las planillas para expansión de plantas térmicas, hidráulicas, circuitos e intercambios entre áreas.

Fecha (a... ▾	Código	Nombre	Número de uni...	Generación mí...	Generación má...	ICP (%)	IH (%)	Costo Var. C
2007/06/01	551	BARRANCASII1	2	0	160	3	10	
2007/08/01	835	TERZULCA3	1	0	150	12	12	
2007/12/01	712	Argimiro Gal	1	0	40	5	10	
2007/12/01	560	JosfaCame1	1	0	150	12	12	
2008/03/01	836	TERZUL III1	1	0	150	12	12	
2008/03/01	837	TERZUL III2	1	0	150	12	12	
2008/03/01	561	JosfaCame2	1	0	150	12	12	
2008/03/01	562	JosfaCame3	1	0	150	12	12	
2008/06/01	563	Cabrutica1	1	0	150	12	12	
2008/06/01	555	EzqZam	1	0	150	3	10	
2008/07/01	2027	RAIZA1	1	0	90	3	7	
2008/07/01	2028	RAIZA2	1	0	90	3	7	
2008/07/01	564	Cabrutica2	1	0	150	12	12	
2008/07/01	557	PCent01GFo	1	0	400	3	15	
2008/08/01	221	PLCRUZ	2	0	300	3	10	
2008/12/01	903	Morochas1	2	0	300	0	0	
2008/12/01	905	PbloViejo12	2	0	300	0	0	
2008/12/01	1013	FabriciOje	1	0	500	12	12	

Figura N° 36. Entrada de Datos de Expansión/Modificación de Plantas Térmicas

The screenshot shows the 'Expansión hidráulica' window with a menu bar (Salir, Salvar, Ayuda) and a toolbar. Below the menu bar are two tabs: 'Por fecha' (selected) and 'Por planta'. A 'Modifica fechas' button is located between the tabs. The main area contains a table with the following data:

Fecha (a... ▾	Código	Nombre	Número de uni...	Turbinamiento ...	Turbinamiento ...	Def. total míni...	Coef. de prod. ...	Almace
2005/04/18	4	CARUACHI	9	0	5127	0	0.3213	
2005/08/10	4	CARUACHI	10	0	5696	0	0.3213	
2005/12/01	4	CARUACHI	11	0	6265	0	0.3213	
2006/03/01	4	CARUACHI	12	0	6835	0	0.3213	
2008/04/01	30	LA VUELTOOSA	2	0	552	0	0.93	
2008/04/01	31	MASPARRD	1	0	53	0	0.467	
2012/07/01	3	TOCCOMA	1	0	672	0	0.3213	
2012/10/01	3	TOCCOMA	2	0	1345	0	0.3213	
2013/01/01	3	TOCCOMA	3	0	2017	0	0.3213	
2013/03/01	3	TOCCOMA	4	0	2689	0	0.3213	
2013/05/01	3	TOCCOMA	5	0	3361	0	0.3213	
2013/07/01	3	TOCCOMA	6	0	4034	0	0.3213	
2013/09/01	3	TOCCOMA	7	0	4706	0	0.3213	
2013/11/01	3	TOCCOMA	8	0	5378	0	0.3213	
2014/01/01	3	TOCCOMA	9	0	6050	0	0.3213	
2014/03/01	3	TOCCOMA	10	0	6723	0	0.3213	

At the bottom, the 'Directorio' field shows 'c:\psr\sddp90bbig\veliasrtt\' and the 'Sistema' field shows 'VENEZUELA'.

Figura N° 37. Entrada de Datos de Expansión/Modificación de Plantas Hidráulicas

The screenshot shows the 'Expansión de los circuitos' window with a menu bar (Salir, Salvar, Ayuda) and a toolbar. Below the menu bar are two tabs: 'Por fecha' (selected) and 'Por circuito'. A 'Modifica fechas' button is located between the tabs. The main area contains a table with the following data:

Fecha (a... ▾	Número	Nombre	Barra origen	Barra destino	Prob. de falla (%)	Resis...
2007/06/01	1590	TPOR230/138	755	722	0	
2007/06/01	2037	TGR INDIQ	7202	7203	0	
2007/06/01	2018	Furr-IndL1	7203	7129	0	
2007/06/01	2017	Tigre-FurrL1	7202	7129	0	
2007/06/01	2073	TGR INDIQ 2	7202	7203	0	
2007/06/01	2082	Furr-IndL2	7203	7129	0	
2007/06/01	2081	Tigre-FurrL2	7202	7129	0	
2007/07/01	1574	TER SRO 230	749	726	0	
2008/01/01	1509	CLJE LOJ 138	704	705	0	
2008/01/01	5061	Areno-Guaca	508	546	0	
2008/01/01	1069	Aren-YaraL2	7105	7107	0	
2008/01/01	1067	Yar765/230T2	7107	510	0	
2008/06/01	2072	Cum2-Cas2301	7238	7204	0	
2008/06/01	2074	Cum2-Cas2302	7204	7238	0	
2008/06/01	2076	Cum2Gua22302	7238	7215	0	
2008/06/01	2075	Cum2Gua22301	7238	7215	0	
2008/06/01	2078	ANACBARB230	7205	7240	0	
2008/06/01	2077	TIGANAC230	7202	7240	0	

At the bottom, the 'Directorio' field shows 'c:\psr\sddp90bbig\veliasrtt\'.

Figura N° 38. Entrada de Datos de Expansión/Modificación de Circuitos

Fecha...	Cód...	Nombre	Límite de potencia ex...	Límite...	Límite ...	Límit...	Lími...	Límite de potencia imp...	Límit...
2006/03/01	1	CARIBE	9999	9999	9999	9999	9999	350	
2006/03/01	3	ANTIOQUIA	500	500	500	500	500	500	
2006/04/01	1	CARIBE	9999	9999	9999	9999	9999	960	
2006/04/01	3	ANTIOQUIA	9999	9999	9999	9999	9999	1200	
2007/01/01	5	ORIENTAL	9999	9999	9999	9999	9999	1400	
2007/01/01	13	SENECA	9999	9999	9999	9999	9999	80	
2007/03/01	4	NORDESTE	9999	9999	9999	9999	9999	900	
2007/03/01	1	CARIBE	9999	9999	9999	9999	9999	1500	
2007/06/01	19	CDFOCC	9999	9999	9999	9999	9999	460	
2008/06/01	18	ENELCO	9999	9999	9999	9999	9999	2200	
2008/06/01	10	EDELCA	7500	7500	7500	7500	7500	9999	

Figura N° 39. Modificación de los Intercambios entre Áreas

2.2.2. Opciones de Ejecución del Modelo

El corazón de la ejecución del modelo para la simulación del despacho del sistema está en la adecuada definición del estudio y de los parámetros básicos de ejecución. Aunque la calidad de los datos de entrada juega un papel importante en los resultados que se obtengan de la ejecución de la simulación, aún cuando los mismos sean los más representativos del sistema, la selección de los parámetros de ejecución deberá también estar en sintonía con las características del sistema modelado y con los fundamentos metodológicos del modelo.

En esta sección se explica con el mayor detalle posible la selección de los parámetros de ejecución, así como la metodología de los cálculos realizados cuando se está ejecutando la simulación del despacho.

2.2.2.1. Parámetros para la Ejecución del Modelo

Para obtener el despacho óptimo del sistema eléctrico hidrotérmico representado dentro del programa, se requiere definir una serie de parámetros que son indispensables y a la vez, dependiendo de sus valores, determinantes de la solución que se obtenga. La Figura N° 40 presenta la pantalla de parámetros.

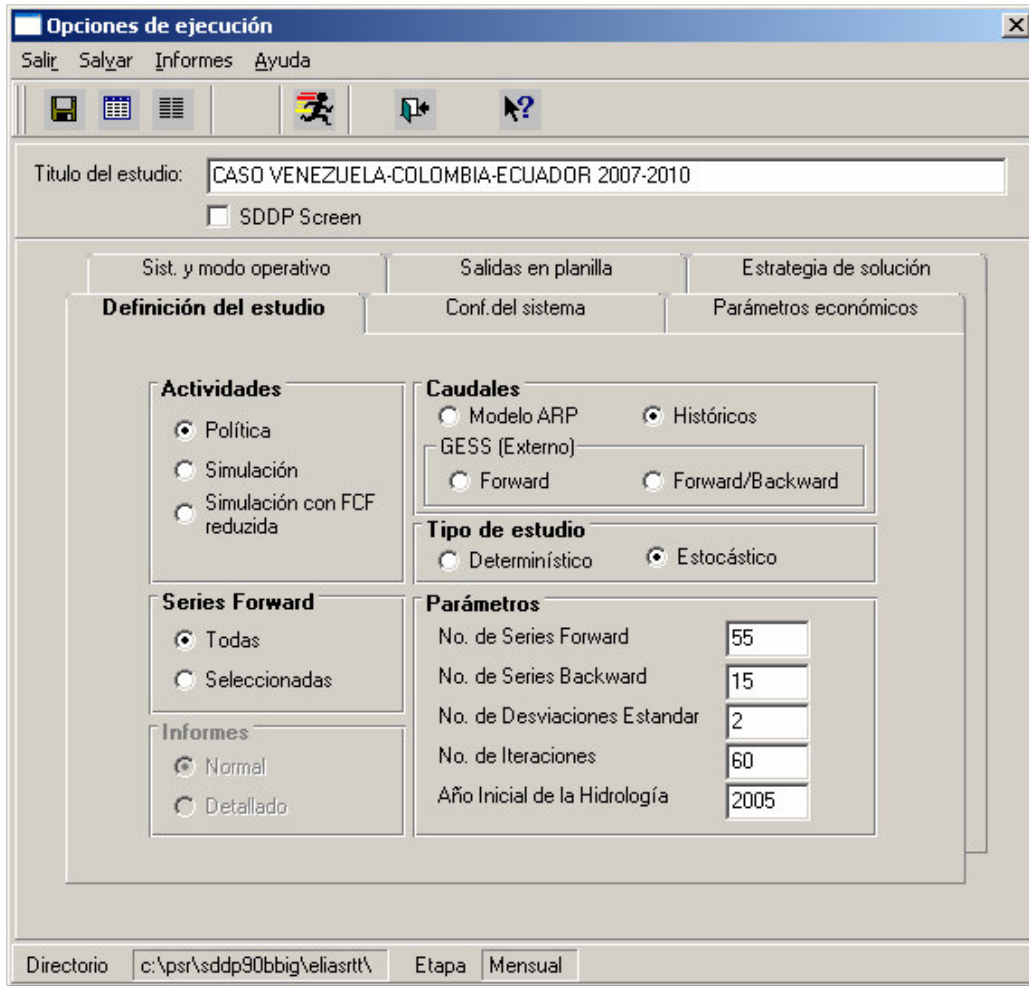


Figura N° 40. Entrada de datos para Definición del Estudio

En la pantalla llamada “Definición del estudio” hay cuatro juegos de datos que están interrelacionados para la definición del estudio, estos son “Actividades”, “Caudales”, “Tipo

de Estudios" y "Parámetros". La combinación de todos estos datos determinará el tipo de estudio a ejecutarse, qué resultados se obtendrán y la precisión de los mismos. A continuación se explican cada uno de estos datos de entrada.

DEFINICIÓN DEL ESTUDIO

Actividades

El modelo permite ejecutar dos actividades básicas, el cálculo de la "Política" y la ejecución de la "Simulación" del despacho del sistema.

El cálculo de la política permite determinar la función del costo futuro (FCF) asociada al manejo de los recursos hidráulicos del sistema.

La simulación del sistema permite determinar el despacho del sistema con la función de costo futuro calculada en la política.

Se puede ejecutar un estudio donde se calcule la FCF y a la vez se ejecute la simulación del despacho o se puede ejecutar el cálculo de la política con ciertas premisas y luego hacer la simulación del despacho con otras premisas pero utilizando la FCF calculada en la política.

Tipos de estudio

Por sus características, existen dos tipos de estudios que se pueden ejecutar: estocásticos y determinísticos. El primero de ellos permite *predecir* el comportamiento del despacho futuro del sistema con base al sorteo de series hidrológicas sintéticas o históricas, mientras que el segundo permite pronosticar el despacho del sistema con base a una serie hidrológica dada por el usuario, ya sea historia o creada artificialmente por él mismo, para evaluar alguna condición específica.

Estudio estocástico

El estudio de tipo estocástico permite con base al comportamiento histórico de la hidrología del sistema, *predecir* el comportamiento del sistema hacia futuro, dentro del período de estudio definido. Para lograr esto, se ejecuta en un proceso recursivo en el que se calcula la

Función de Costo Futuro (FCF) asociada a la hidrología del sistema y posteriormente simular la operación del sistema modelado, todo esto en una misma iteración. El número de iteraciones que se ejecutan depende exclusivamente del criterio de convergencia implementado en el modelo. Se deben definir el número de series hidrológicas a ser consideradas para el estudio. El número de hidrologías se define a través de las Series Backward utilizadas solo para el cálculo de la FCF y las Series Forward utilizadas tanto en la construcción de la FCF como en la simulación del despacho.

Estudio determinístico

Este estudio permite evaluar una condición operativa específica con base a la histórica hidrológica ingresada en los datos de entrada. Para este caso particular no se requiere de las Series Backward ni las Forward ya que el despacho del sistema se hace con base a datos hidrológicos conocidos y no se requiere el cálculo de la FCF. Por lo general, si se desea hacer un estudio determinístico para pronosticar una condición futura, se utiliza la FCF que se ha calculado previamente en algún estudio estocástico sobre el mismo sistema a evaluar. Los parámetros de ejecución requeridos para el estudio determinístico son el Número de Iteraciones y el Año Inicial de hidrología.

Caudales

Dependiendo de las características de los caudales en la selección "Caudales", las simulaciones se realizarán con base a *Series Sintéticas* (Modelo ARP) o a la información disponible sobre los caudales reales ocurridos en el pasado, es decir los datos históricos.

Modelo ARP

Bajo este criterio, el despacho del sistema se ejecuta con base a series hidrológicas generadas por el modelo con base a parámetros estadísticos que fueron obtenidos directamente de la historia de caudales ingresada como dato de entrada del modelo. Estas series se les conoce como *Series Sintéticas*. El número de series sintéticas a ser generadas por el modelo va a depender directamente del tipo de estudio que se desea realizar y de la precisión de los resultados a obtener.

Históricos

Bajo este criterio el despacho del sistema se ejecuta con base a series hidrológicas históricas, contenidas en las tablas de hidrología que fueron llenadas con los datos de entrada al modelo. Estas series se corresponden exactamente con la historia hidrológica de la cuenca.

Parámetros

Series Forward

Una vez que se ha decidido cuáles son los caudales que se utilizarán en el despacho, se procede a determinar el número de caudales a ser utilizados en el estudio. Este número determina la cantidad de simulaciones operativas a ejecutar, es decir, por cada escenario de caudales existirá una serie de simulación. A nivel de la pantalla de configuración de la ejecución, el número de series corresponden al campo "*No. De Series Forward*". En la aplicación del método de solución de programación dual dinámica estocástica (SDDP), el número de series forward determina exactamente el número de estados de cada etapa, los cuales corresponden con los niveles de embalse.

Para la primera iteración, por ejemplo 15 series forward determinan que para cada etapa existirán 15 estados, es decir 15 niveles posibles de embalse y por lo tanto 15 escenarios de simulación posibles. Una vez terminadas las 15 simulaciones habrá 15 nuevos puntos (niveles de embalse) que permitirán ir a la segunda iteración con 30 puntos para el cálculo de la FCF.

La Figura N° 41 muestra esto de manera gráfica

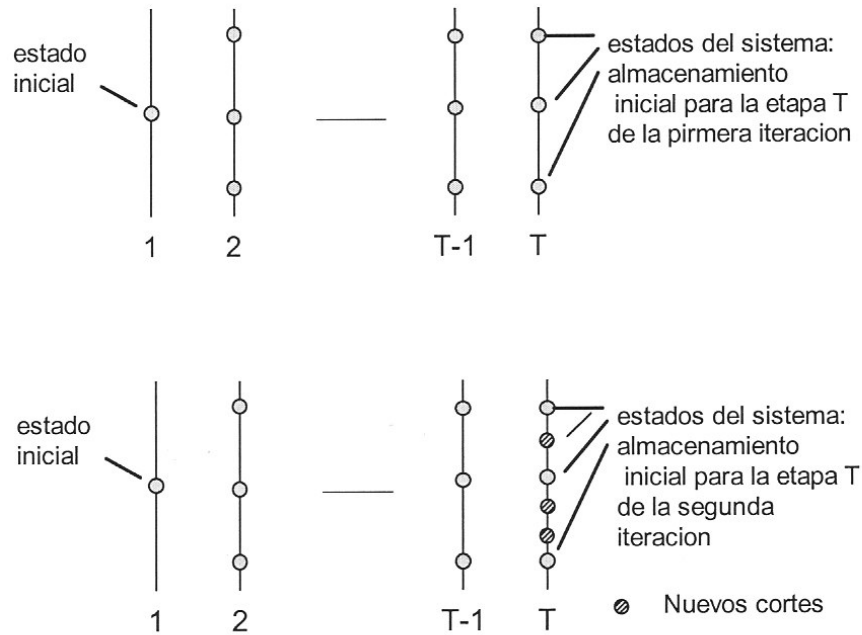


Figura N° 41. Cortes en la Etapa T para el Cálculo de la FCF

El número de series forward a ser ingresado sólo dependerá del tipo de estudio y de la precisión de los resultados que se desea obtener para dicho estudio. La experiencia práctica en diferentes países, en el uso del modelo, ha permitido reconocer que a partir de 50 series forward, no se logra tener mayor precisión por ejemplo en la determinación del costo operativo, si este fuera el objetivo del estudio; luego 50 es un número suficiente de series para estudios de este tipo. Es estudios donde se requiere que el racionamiento del sistema simulado sea menor a una probabilidad dada, se han utilizado hasta 2.500 series.

Si el tipo de caudales seleccionado es el *Modelo ARP*, el programa genera un número de series sintéticas equivalente al número de series forward definido, con base a los parámetros estadísticos obtenidos de la historia de caudales. Por otro lado, si el tipo de caudales es histórico, el modelo considerará los caudales históricos tal como se ingresaron en los datos de entrada. En este caso particular el número de Series Forward determina el número de años de historia hidrológica a ser tomados de los datos de entrada. Si el número

de Series Forward fuera mayor al número de años de historia hidrológica disponible en los datos de entrada, el modelo durante la ejecución, una vez realizada la simulación con el último año disponible, regresaría al inicio definido en la tabla de datos históricos y tomaría nuevamente las series desde este registro.

Junto con la definición del número de Series Forward, se debe especificar el año de inicio de datos, con base a la historia hidrológica en los datos de entrada. El efecto de este dato de entrada será distinto según si se ha escogido el Modelo ARP o el Histórico. Para el primer caso el Año de Inicio tan solo determina la semilla a partir de la cual se generan las series sintéticas. Para el segundo caso determina el año inicial de datos de hidrología a partir de los cuales se tomarán los registros históricos para las simulaciones. Por ejemplo, si se dispone de historia hidrológica desde 1950 hasta 1999 y se decide ejecutar el modelo con 30 Series Forward tomando como año inicial 1955 el modelo tomará los datos históricos, los registros de caudales desde 1955 hasta 1985 para realizar el despacho del sistema.

Series Backward

Este conjunto de datos corresponde a los aportes al embalse para cada uno de los niveles de embalse definido con el No. De Series Forward. La forma de indicar cuántos escenarios de aportes se considerarán para cada nivel de embalse en la fase backward, es a través del *No. de Series Backward*. Si por ejemplo el número de series backward es 40, se indica que para cada nivel de embalse se considerarán 40 secuencias de aportes, por lo que se calculan 40 despachos hidrotérmicos de una etapa por nivel de embalse y por lo tanto el costo operativo promedio de la etapa, que servirá para formar la FCF estará basado en el promedio de estos 40 despachos. Se debe destacar que todas las series backward son producidas mediante el Modelo ARP con base en las estadísticas de los datos históricos.

Configuración del sistema

Las opciones para configuración del sistema permiten definir entre otras cosas el horizonte de tiempo del estudio y la discretización temporal del mismo. Esta última se corresponde exactamente con el número de etapas que deberá evaluar el método de programación dual

dinámica estocástica para determinar la FCF y el despacho del sistema. La Figura N° 42 presenta la ventana de datos de entrada para configuración del sistema.

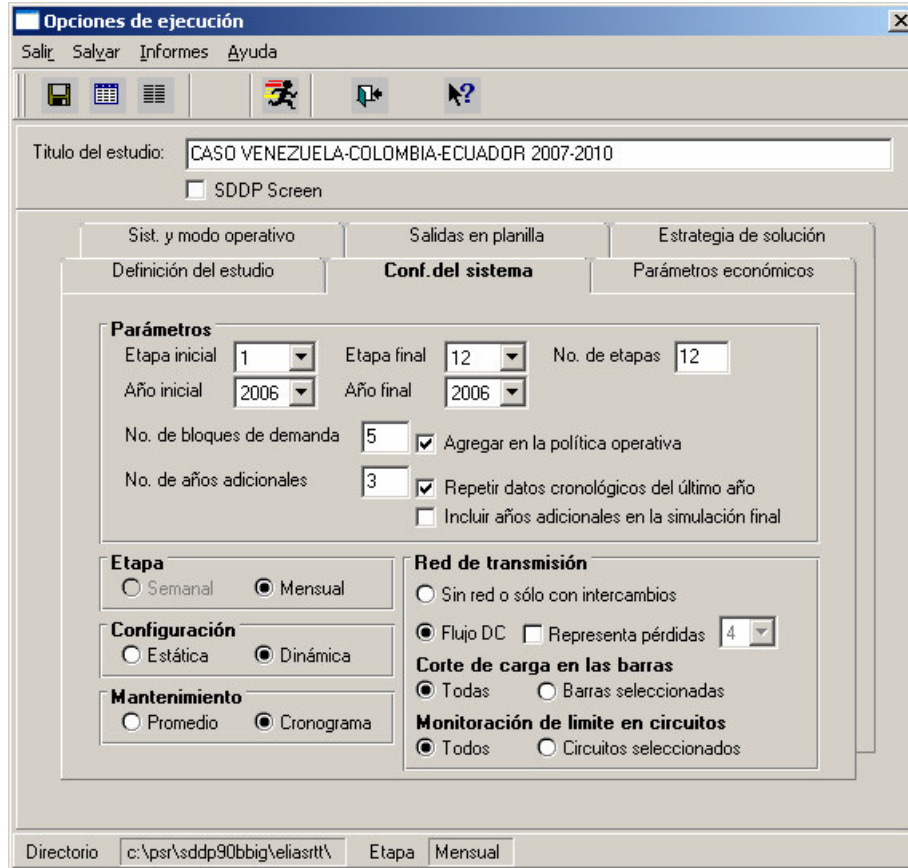


Figura N° 42. Entrada de Datos para Configuración del Sistema

En la ventana anterior los datos agrupados como "Etapa" permiten definir la discretización temporal del estudio, es decir semanas o meses. Los datos agrupados en "Parámetros" permiten definir el horizonte de tiempo según la discretización temporal dada en "Etapa". El campo *No. de años adicionales* (3 en el ejemplo) tienen como única función prevenir al modelo de no "gastar" toda el agua almacenada en los embalses en el último año del estudio definido a través del campo *No. de Etapas* ya que la solución más óptima siempre será despachar toda el agua para la última etapa.

Parámetros económicos

En la ventana de parámetros económicos se ingresan datos económicos necesarios para la simulación. La Figura N° 43 muestra la ventana de entrada de datos.

Directorio c:\psr\sddp90bbig\eliasrtt\' Etapas Mensual

Figura N° 43. Entrada de Datos Económicos

Los campos que siempre deben ser llenados son los correspondientes a la tasa de descuento para llevar a valor presente todos los resultados económicos de la simulación y los valores de la energía no suministrada o costo del déficit. El costo del déficit se puede ingresar hasta en tres escalones, es decir, se pueden tener diferentes costos de déficit para distintos niveles de racionamiento. Por ejemplo, si se ingresa un solo valor, se indica que cualquier cantidad de energía racionada en la operación del sistema tendrá el costo indicado en la planilla de

datos. Sin embargo, una discretización por escalones permite una mejor representación del costo de racionamiento, por ejemplo se pueden ingresar tres niveles indicando que el primer 5% de la demanda que se raciona cuesta 250 US\$/MWh, que los siguientes 20% cuestan 450 US\$/MWh y que el 75 % siguiente cuesta 1.000 US\$/MWh.

Los campos de las penalizaciones por alivio y por violación de caudal mínimo no son obligatorios y dependen exclusivamente del sistema que se está modelando y en esquemas de mercado de las reglas impuestas por el regulador.

2.2.2.2. Ejecución del Modelo

Una vez que se han definido los parámetros de entrada y la configuración del estudio, se ejecuta la simulación. Durante el proceso de simulación se realiza una serie de cálculos orientados a determinar la Política Operativa, en la cual se calcula la FCF y posteriormente la simulación operativa del sistema. En esta sección se describe la metodología empleada durante el proceso de cálculo.

Cálculo de la política operativa

Las decisiones operativas de un sistema hidrotérmico se basan en el equilibrio entre el costo de oportunidad hoy y su valor esperado futuro, representado por la FCF. Esta función se calcula en este caso a través de un procedimiento recursivo llamado Programación Dual Dinámica Estocástica (PDDE).

El esquema PDDE se basa en la observación que la FCF se puede representar como una función lineal por partes, no es necesario interpolar los valores de una tabla discretizada. La *pendiente* de la FCF alrededor de un punto corresponde a los valores del agua esperados, que son los multiplicadores simples asociados a las ecuaciones de balance hídrico.

Los pasos principales de la ejecución del método se presentan de manera resumida a continuación. Se debe resaltar que por simplicidad de presentación, no se representa la dependencia con respecto a los caudales.

- a) Para cada etapa "t" (típicamente un mes o una semana) se definen un conjunto de *estados del sistema*, que corresponden a los niveles de almacenamiento 100%, 90%, etc., en el embalse. La Figura N° 44 ilustra la definición de los estados para un embalse. Se supone conocido el almacenamiento inicial de la primera etapa.

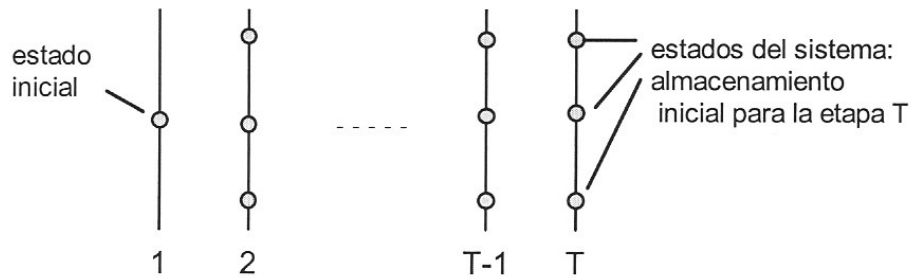


Figura N° 44. Definición de los Estados del Sistema

- b) El proceso se inicia en la *última* etapa, T, resolviéndose el problema de despacho de esta etapa suponiendo que el almacenamiento inicial corresponde al primer nivel seleccionado en el paso (a) – por ejemplo, 100%. Dado que se está en la última etapa, se supone que la FCF es igual a cero. Se resuelve el problema de despacho para cada uno de los N escenarios de caudales para la etapa. El esquema se muestra en la Figura N° 45

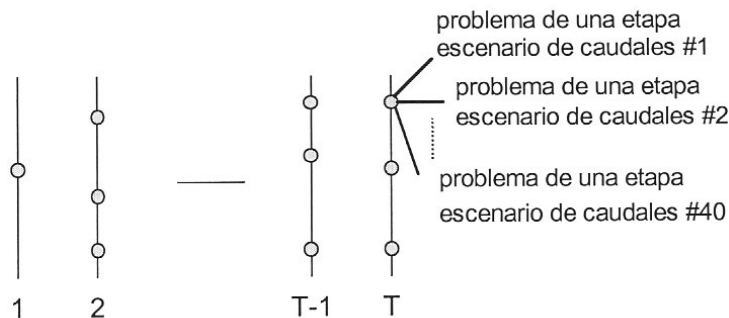


Figura N° 45. Cálculo de la Decisión Óptima por Escenario – Última Etapa

c) Se calcula la pendiente de la recta (valor del agua) de la FCF para la última etapa, almacenamiento inicial = 100%, en torno al costo operativo resultante de promediar todos los costos operativos resultantes de los despachos de una etapa. Se procede de igual manera para todos los estados de la etapa T y se obtienen tantas rectas como estados existentes. Las Figuras N° 46 y 47 muestran este proceso:

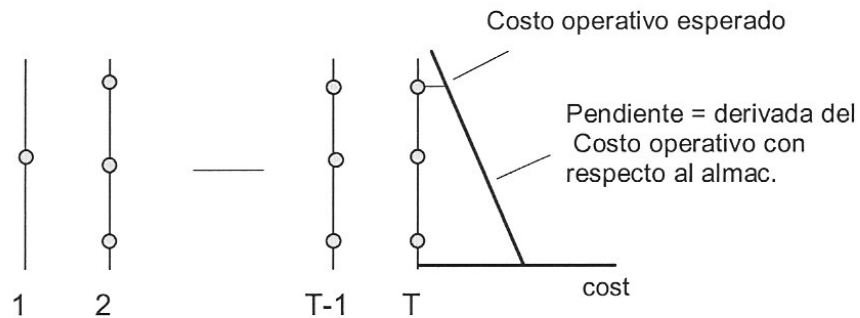


Figura N° 46. Cálculo del Primer Segmento de la FCF

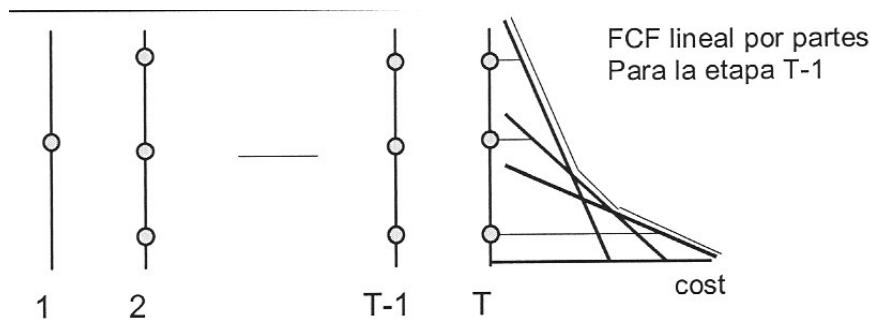


Figura N° 47. Cálculo de una FCF Lineal por Partes para la Etapa T

La FCF es representada por una variable escalar α_T y N restricciones lineales $\{\alpha_T \geq \varphi_T^n V_T + \delta_T^n\}$, donde N es el número de segmentos lineales. Como se aprecia en la Figura N° 48, las desigualdades $\{\alpha_T \geq \dots\}$ representan las características de tramos de

rectas de la función (para todo V_T , el segmento con el valor más alto $\phi_T^n V_T + \delta_T^n$ será acotado).

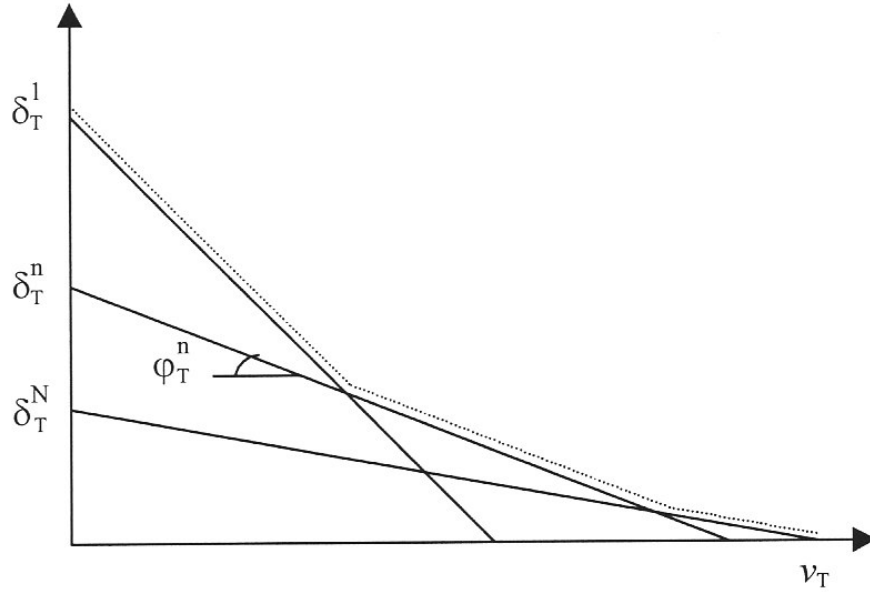


Figura N° 48. Representación de la FCF por Tramos de Recta

Además de la representación analítica de la FCF, la Programación Dinámica Dual utiliza un esquema iterativo de optimización/simulación para seleccionar solamente los estados que son relevantes para la decisión. Como consecuencia, esto hace posible resolver problemas de despacho estocástico con un gran número de embalses, con un esfuerzo computacional razonable.

CAPÍTULO IV: PREMISAS PARA LA CONFORMACIÓN DE LOS CASOS DE SIMULACIÓN Y DEFINICIÓN DE LOS MISMOS

1. Premisas

1.1. Datos requeridos

Para realizar una adecuada modelación de los Sistemas Eléctricos de los países considerados en este estudio se requirió de la siguiente información:

- Datos técnicos de las plantas térmicas
- Datos técnicos de las plantas hidráulicas
- Datos de los combustibles (tipos y costos)
- Datos de las redes de transmisión
- Demandas (sus características y proyecciones)
- Datos sobre los planes de expansión de generación y transmisión

1.2. Datos de las Plantas Térmicas

Para la modelación de las plantas térmicas se requieren datos técnicos y económicos que serán utilizados por el modelo para el despacho de los diferentes tipos de generación. Como se expuso en el capítulo anterior, el modelo permite representar la generación térmica por planta, grupos de unidades y unidades individuales. Para evitar en lo posible la representación de equivalentes de las eficiencias e indisponibilidad y poder representar las restricciones operativas a nivel del detalle de cada una de las unidades, se decide realizar la representación del parque térmico de generación por unidades, siempre y cuando la información estuviese disponible y así lo permita.

Se debe resaltar que los datos de entrada técnicos y económicos para la modelación de las plantas térmicas tales como la capacidad máxima (MW) e indisponibilidad histórica así como los tipos y precios de combustibles respectivamente se tomaron de fuentes oficiales de cada uno de los países, tal es el caso de OPSIS en Venezuela, el CENACE y el CONOLEC en Ecuador y la UPME en Colombia.

Adicionalmente se consideró para la modelación un solo escalón o valor para la tasa de consumo de combustible representada en *unidades de combustible/MWh*, esto es, la eficiencia de la unidad es la misma independientemente del valor de despacho a que sea colocada por el modelo. Esta es una simplificación aplicada debido a que no se dispone de curvas de eficiencia para las unidades de los Sistemas. La Figura N° 49 muestra la comparación entre la curva que mejor representa el comportamiento de la eficiencia de una unidad y la curva ingresada para efectos de las simulaciones.

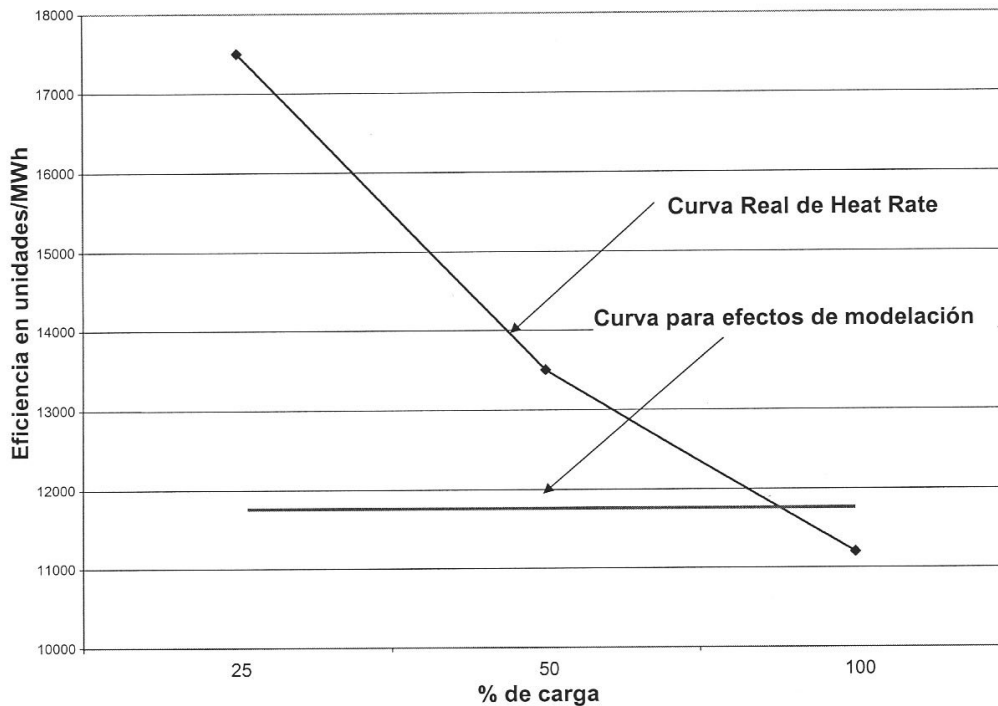


Figura N° 49. Curva de eficiencia de las plantas térmicas.

De igual forma se debe resaltar que el costo de transporte de combustible se ha incluido en el precio del combustible y por consiguiente no se declaró ningún valor en este campo de la planilla de datos de entrada y que los valores de Generación Mínima en MW a ser ingresados en el modelo pretenden representar despachos forzados por condiciones operativas características de cada sistema y generalmente pueden estar asociados a restricciones de transmisión. Para los casos de simulación, estos valores en su gran mayoría no se han definido y por lo tanto casi todas las generaciones mínimas de las unidades modeladas se han colocado en 0 MW con excepción de algunas unidades en Ecuador y en Venezuela que presentan esta restricción.

La siguiente tabla presenta un resumen de las unidades térmicas modeladas:

Tabla 7. Datos Técnicos de las Unidades Térmicas Modeladas

Nombre Unidad	Generación Mínima (MW)	Generación Máxima (MW)	FOR (%)	IT (%)	Combustible	BTU/kWh	País
ANACO 01	0	62	3,00	15,00	Gas	12.960	Venezuela
ANACO 02	0	35	3,00	15,00	Gas	12.960	Venezuela
ANACO 03	0	33	10,00	15,00	Gas	13.490	Venezuela
GUANTA 06	0	60	18,26	22,99	Gas	14.973	Venezuela
GUANTA 07	0	35	10,00	15,00	Gas	13.490	Venezuela
CRZ 01	0	36	100,00	100,00	Gas/Fuel Oil	15.983	Venezuela
CRZ 02	0	38	100,00	100,00	Gas/Fuel Oil	15.055	Venezuela
CRZ 03	0	53	3,08	11,96	Gas/Fuel Oil	13.511	Venezuela
CRZ 04	0	38	2,42	17,02	Gas/Fuel Oil	14.345	Venezuela
CRZ 05	0	65	3,66	19,89	Gas/Fuel Oil	13.434	Venezuela
CRZ 06	0	58	3,60	18,84	Gas/Fuel Oil	13.031	Venezuela
CRZ 07	110	411	2,80	14,66	Gas/Fuel Oil	10.372	Venezuela
CRZ 08	110	401	0,63	14,33	Gas/Fuel Oil	10.481	Venezuela
CRZ 09	110	402	0,74	15,23	Gas/Fuel Oil	10.329	Venezuela
CRZ 12	0	35	17,59	19,77	Gas/Fuel Oil	13.130	Venezuela
CRZ 13	0	12	11,32	33,43	Gas/Fuel Oil	15.701	Venezuela
CRZ 14	0	35	100,00	100,00	Gas/Fuel Oil	14.917	Venezuela
OAM 09	0	87	0,85	3,69	Gas/Diesel	11.965	Venezuela
OAM 10	0	87	1,27	4,32	Gas/Diesel	11.823	Venezuela
OAM 11	0	92	1,71	5,03	Gas/Diesel	11.979	Venezuela
OAM 12	0	86	1,30	3,85	Gas/Diesel	11.993	Venezuela
LCACER 03	0	20	8,70	32,08	Diesel	16.461	Venezuela
LCACER 04	0	18	27,10	41,61	Diesel	14.196	Venezuela
LCACER 05	0	20	5,48	17,32	Diesel	15.064	Venezuela
LCACER 06	0	21	10,82	20,08	Diesel	12.799	Venezuela
LCACER 07	0	21	100,00	100,00	Diesel	14.460	Venezuela
LCACER 08	0	20	0,00	0,00	Diesel	15.593	Venezuela
LCACER 09	0	21	22,37	44,61	Diesel	14.196	Venezuela
LCACER 10	0	32	12,00	12,00	Diesel	13.970	Venezuela
PCENTRO 01	0	300	100,00	100,00	Fuel Oil	10.285	Venezuela
PCENTRO 02	0	284	3,35	6,35	Gas	10.453	Venezuela
PCENTRO 03	0	225	7,29	15,29	Fuel Oil	9.752	Venezuela
PCENTRO 04	0	231	6,99	14,99	Fuel Oil	9.637	Venezuela
PCENTRO 05	0	350	100,00	100,00	Gas/Fuel Oil	10.361	Venezuela
P.FIJO 07	0	12	10,00	20,00	Diesel	15.329	Venezuela
P.FIJO 08	0	18	3,00	15,00	Diesel	14.536	Venezuela
P.FIJO 09	0	19	10,00	20,00	Diesel	15.178	Venezuela
P.FIJO 10	0	17	3,00	15,00	Diesel	14.800	Venezuela
P.FIJO 11	0	18	3,00	15,00	Diesel	13.403	Venezuela
P.FIJO 12	0	18	3,00	15,00	Diesel	13.101	Venezuela
P.FIJO 13	0	13	10,00	20,00	Diesel	15.178	Venezuela
PCAMEJO 03	0	0	100,00	100,00	Gas	12.854	Venezuela
PCAMEJO 06	0	0	100,00	100,00	Gas	14.514	Venezuela
CORO 01	10	11	10,00	20,00	Diesel	19.859	Venezuela
CORO 02	0	13	100,00	100,00	Diesel	19.859	Venezuela
CORO 03	0	16	100,00	100,00	Diesel	15.329	Venezuela
CORO 04	12	12	10,00	20,00	Diesel	15.442	Venezuela
P.FIJO 14	0	18	5,00	15,00	Diesel	13.705	Venezuela

Tabla 7. (Continuación) Datos Técnicos de las Unidades Térmicas Modeladas

Nombre Unidad	Generación Mínima (MW)	Generación Máxima (MW)	FOR (%)	IT (%)	Combustible	BTU/kWh	País
SFERNANDO 01	0	10	5,00	15,00	Diesel	15.215	Venezuela
SFERNANDO 02	0	18	5,00	15,00	Diesel	15.215	Venezuela
PTA. ESTE 01	0	9	0,20	80,23	Gas	16.068	Venezuela
PTA. ESTE 02	0	10	2,31	2,36	Gas	16.068	Venezuela
PTA. ESTE 03	0	13	1,04	1,72	Gas	12.148	Venezuela
PTA. ESTE 04	0	17	0,30	13,94	Gas	12.607	Venezuela
PTA. ESTE 05	0	19	0,07	0,34	Gas	11.972	Venezuela
PTA. ESTE 06	0	21	6,35	6,70	Gas	11.089	Venezuela
PTA. ESTE 07	0	60	0,36	0,36	Gas	11.689	Venezuela
PTA. ESTE 08	0	19	0,31	0,65	Gas	12.183	Venezuela
P. CASTI. 01	0	18	0,50	0,50	Gas	15.680	Venezuela
P. CASTI. 02	0	18	0,01	0,05	Gas	15.680	Venezuela
P. CASTI. 03	0	16	0,00	9,58	Gas	15.680	Venezuela
CARORA T1	0	12	88,89	88,89	Diesel	17.972	Venezuela
PLANTA2 T2	0	14	17,30	51,02	Gas	15.291	Venezuela
PLANTA2 T3	0	15	20,15	50,00	Gas	15.468	Venezuela
PLANTA2 T4	0	19	2,26	12,29	Gas/Diesel	15.291	Venezuela
PLANTA2 T5	0	17	12,43	22,96	Gas/Diesel	14.761	Venezuela
PLANTA2 T6	0	19	20,56	59,53	Gas/Diesel	13.914	Venezuela
PLANTA3 T7	0	18	4,21	12,12	Gas/Diesel	14.761	Venezuela
PLANTA3 T8	0	18	4,47	14,26	Gas/Diesel	14.761	Venezuela
RL13	25	71	21,68	22,07	Gas/Fuel Oil	12.336	Venezuela
RL14	25	58	9,02	33,62	Gas/Fuel Oil	12.336	Venezuela
RL15	0	125	9,42	12,79	Gas/Fuel Oil	11.286	Venezuela
RL16	0	147	17,33	34,15	Gas/Fuel Oil	11.171	Venezuela
RL17	0	126	8,29	26,24	Gas/Fuel Oil	11.171	Venezuela
TERZULCA1	0	153	12,00	12,00	Diesel	10.081	Venezuela
TERZULCA2	0	153	12,00	12,00	Diesel	10.081	Venezuela
TERZULCA3	0	150	12,00	12,00	Diesel	10.081	Venezuela
CONC15	0	12	87,63	88,31	Diesel	17.028	Venezuela
CONC16	0	8	52,71	57,63	Diesel	17.028	Venezuela
UR01	0	24	20,63	22,53	Diesel	16.485	Venezuela
UR02	0	33	100,00	100,00	Diesel	16.485	Venezuela
UR03	0	30	100,00	100,00	Diesel	16.485	Venezuela
UR04	0	18	9,02	13,23	Diesel	16.485	Venezuela
UR05	0	17	8,82	13,18	Diesel	16.485	Venezuela
UR06	0	16	2,70	23,57	Diesel	16.485	Venezuela
UR07	0	15	51,53	58,62	Diesel	16.485	Venezuela
UR08	0	21	100,00	100,00	Diesel	16.485	Venezuela
UR09	0	21	3,10	16,60	Diesel	16.485	Venezuela
UR10	0	18	36,57	59,08	Diesel	16.485	Venezuela
UR11	0	13	14,47	16,56	Diesel	16.485	Venezuela
UR12	0	23	100,00	100,00	Diesel	16.485	Venezuela
UR15	0	18	8,29	20,17	Diesel	16.485	Venezuela
UR17	0	65	3,80	17,67	Diesel	16.485	Venezuela
SB20	0	16	0,69	2,99	Diesel	15.718	Venezuela
SB21	0	17	0,61	2,88	Diesel	15.718	Venezuela

Tabla 7. (Continuación) Datos Técnicos de las Unidades Térmicas Modeladas

Nombre Unidad	Generación Mínima (MW)	Generación Máxima (MW)	FOR (%)	IT (%)	Combustible	BTU/kWh	País
SL03	0	18	1,79	7,27	Gas	12.723	Venezuela
SL04	0	17	1,99	4,43	Gas	12.723	Venezuela
Morochas1	0	300	0,00	0,00	Gas	9.429	Venezuela
Morochas2	0	150	0,00	0,00	Gas	9.429	Venezuela
PbloViejo12	0	300	0,00	0,00	Gas	9.429	Venezuela
PbloViejo 3	0	150	0,00	0,00	Gas	9.429	Venezuela
PTACHIRA 06	0	17	3,00	15,00	Diesel	15.291	Venezuela
PTACHIRA 07	0	15	3,00	15,00	Diesel	14.913	Venezuela
PTACHIRA 08	0	16	3,00	15,00	Diesel	13.516	Venezuela
PTACHIRA 09	0	18	3,00	15,00	Diesel	13.667	Venezuela
PTACHIRA 10	0	18	3,00	15,00	Diesel	13.516	Venezuela
PTACHIRA 11	16	17	3,00	15,00	Diesel	13.705	Venezuela
PTACHIRA 14	0	15	3,00	15,00	Diesel	14.800	Venezuela
PTACHIRA 15	20	57	3,00	15,00	Diesel	14.498	Venezuela
OAM 13	80	83	0,50	3,17	Gas/Diesel	12.289	Venezuela
SITIO 01	0	150	3,00	7,00	Gas	6.498	Venezuela
JUSEPIN 01	0	20	1,00	4,83	Gas	14.832	Venezuela
SBARBARA 01	0	19	0,00	19,39	Gas	14.832	Venezuela
SFERNANDO 03	0	15	5,00	10,00	Diesel	13.932	Venezuela
RAIZA1	0	90	3,00	7,00	Gas	11.336	Venezuela
RAIZA2	0	90	3,00	7,00	Gas	11.336	Venezuela
PCAMEJON1	0	150	5,00	10,00	Gas	9.817	Venezuela
PCAMEJON2	0	150	5,00	10,00	Gas	9.817	Venezuela
Barinas S13	0	5	30,00	50,00	Diesel	12.157	Venezuela
Barinas S14	0	5	30,00	50,00	Diesel	12.157	Venezuela
Barinas S15	0	5	30,00	50,00	Diesel	12.157	Venezuela
Barinas S16	0	5	30,00	50,00	Diesel	12.157	Venezuela
Barinas S17	0	5	30,00	50,00	Diesel	12.157	Venezuela
Barinas S18	0	5	30,00	50,00	Diesel	12.157	Venezuela
Tucupita S19	0	4	5,00	33,00	Diesel	12.157	Venezuela
Tucupita S20	0	4	5,00	33,00	Diesel	12.157	Venezuela
CASIGUA	0	57	32,84	33,82	Gas/Diesel	15.009	Venezuela
TERMOZLCC1	0	150	3,00	5,00	Gas/Diesel	9.429	Venezuela
PALAVECINOT9	0	40	5,00	10,00	Gas/Diesel	10.665	Venezuela
PALAVECINT10	0	40	5,00	10,00	Gas/Diesel	10.665	Venezuela
Argimiro Gal	0	40	5,00	10,00	Gas/Diesel	10.665	Venezuela
SFERNANDO 04	0	30	3,00	10,00	Diesel	15.215	Venezuela
PCAMEJO 01	0	0	100,00	100,00	Gas	14.514	Venezuela
P.FIJOII	0	450	3,00	10,00	Gas	12.360	Venezuela
BARRANCAS01	0	80	3,00	10,00	Gas	12.360	Venezuela
BARRANCASII1	0	160	3,00	10,00	Gas	9.429	Venezuela
CUMANA	0	450	3,00	10,00	Gas	6.886	Venezuela
PLCRUZ	0	300	3,00	10,00	Gas	9.711	Venezuela
CCEDELCA	0	450	5,00	15,00	Gas	5.721	Venezuela
LCACER 11	0	31	12,00	12,00	Diesel	12.308	Venezuela
EzqZam	0	150	3,00	10,00	Gas	9.711	Venezuela
PCent01GFo	0	400	3,00	15,00	Gas/Diesel	9.747	Venezuela
PFijoiIGD	0	16	3,00	30,00	Diesel	11.402	Venezuela

Tabla 7. (Continuación) Datos Técnicos de las Unidades Térmicas Modeladas

Nombre Unidad	Generación Mínima (MW)	Generación Máxima (MW)	FOR (%)	IT (%)	Combustible	BTU/kWh	País
Universidad	0	16	5,00	40,00	Diesel	12.535	Venezuela
Barr Orinoco	0	10	5,00	40,00	Diesel	12.535	Venezuela
Seneca Distr	0	12	5,00	10,00	Diesel	12.535	Venezuela
Ure±a	0	10	5,00	10,00	Diesel	12.535	Venezuela
CDFORIDIS	0	15	5,00	10,00	Diesel	12.535	Venezuela
Dabajuro	0	16	5,00	10,00	Diesel	12.535	Venezuela
JosfaCame1	0	150	12,00	12,00	Diesel	10.081	Venezuela
Cabrutica1	0	150	12,00	12,00	Diesel	10.081	Venezuela
TERZUL II1	0	150	12,00	12,00	Diesel	10.081	Venezuela
TERZUL II2	0	150	12,00	12,00	Diesel	10.081	Venezuela
TERZUL II3	0	150	12,00	12,00	Diesel	10.081	Venezuela
JosfaCame2	0	150	12,00	12,00	Diesel	10.081	Venezuela
JosfaCame3	0	150	12,00	12,00	Diesel	10.081	Venezuela
Cabrutica2	0	150	12,00	12,00	Diesel	10.081	Venezuela
Guanape	0	15	5,00	10,00	Diesel	12.535	Venezuela
FabriciOje	0	500	12,00	12,00	Diesel	10.081	Venezuela
PCent05GFo	0	400	3,00	15,00	Gas/Diesel	9.747	Venezuela
BARRANCASII2	0	150	3,00	10,00	Gas	9.429	Venezuela
BARRANQUILL3	0	64	13,77	19,34	Gas	9.700	Colombia
BARRANQUILL4	0	63	6,69	9,51	Gas	11.030	Colombia
CARTAGENA 1	0	64	20,14	20,14	Gas	10.488	Colombia
CARTAGENA 2	0	53	54,54	54,54	Gas	11.572	Colombia
CARTAGENA 3	0	70	9,99	30,03	Gas	10.250	Colombia
GUAJIRA 1	0	151	23,58	37,59	Gas	9.547	Colombia
GUAJIRA 2	0	151	12,06	26,74	Gas	9.450	Colombia
FLORES 1	0	160	1,98	3,81	Gas	7.220	Colombia
PALENQUE 3	0	14	1,63	1,63	Gas	14.320	Colombia
PAIPA 1	0	28	16,80	17,74	Carbón	13.490	Colombia
PAIPA 2	0	68	6,34	12,70	Carbón	12.220	Colombia
PAIPA 3	0	68	12,44	29,75	Carbón	12.270	Colombia
TASAJERO 1	0	155	0,40	8,69	Carbón	9.470	Colombia
ZIPAEMG2	0	34	2,09	2,09	Carbón	12.760	Colombia
ZIPAEMG3	0	63	0,00	0,69	Carbón	9.600	Colombia
ZIPAEMG4	0	64	0,01	0,27	Carbón	9.010	Colombia
ZIPAEMG5	0	63	0,09	0,18	Carbón	8.680	Colombia
FLORES 2	0	112	3,89	5,32	Gas	10.240	Colombia
TEBSAB	0	750	8,01	9,47	Gas	7.340	Colombia
TERMODORADA1	0	50	13,31	19,85	Gas	7.844	Colombia
TERMO SIERRA	0	455	9,84	18,90	Gas	4.868	Colombia
MERILECTRICA	0	169	13,63	13,63	Gas	7.158	Colombia
TERMOVALLE 2	0	205	1,84	16,56	Gas	6.249	Colombia
PAIPA 4	0	150	7,58	16,73	Carbón	9.250	Colombia
FLORES 3	0	175	9,96	14,29	Gas	9.590	Colombia
OCOAF0	0	20	13,23	13,23	Gas	3.693	Colombia
PROELECTRIC1	0	45	16,06	17,17	Gas	8.434	Colombia
PROELECTRIC2	0	45	14,45	17,17	Gas	8.434	Colombia
EMCALI	0	233	12,29	23,64	Gas	4.883	Colombia
TERMOCENTRO	0	280	4,12	6,85	Gas	5.437	Colombia

Tabla 7. (Continuación) Datos Técnicos de las Unidades Térmicas Modeladas

Nombre Unidad	Generación Mínima (MW)	Generación Máxima (MW)	FOR (%)	IT (%)	Combustible	BTU/kWh	País
CANDELARIA1	0	157	1,93	2,48	Gas	9.858	Colombia
CANDELARIA2	0	154	5,25	9,14	Gas	9.992	Colombia
TERMO YOPAL2	0	30	15,00	15,00	Gas	12.320	Colombia
ELMORRO	0	54	20,00	20,00	Gas	12.710	Colombia
TERMOELPASO	0	40	20,00	20,00	Gas	12.382	Colombia
FLORES 4	0	160	1,98	3,81	Gas	7.220	Colombia
ARGOS	0	50	10,00	10,00	Carbón	12.220	Colombia
A. TINAJERO1	0	47	2,50	5,18	Diesel	10.121	Ecuador
A. TINAJERO2	0	34	2,50	16,62	Diesel	12.863	Ecuador
V. A.SANTOS	15	33	2,00	7,83	Fuel Oil	11.416	Ecuador
A. SANTOS 1	0	20	2,30	10,10	Diesel	13.714	Ecuador
A. SANTOS 2	0	20	2,30	2,30	Diesel	14.435	Ecuador
A. SANTOS 3	0	14	2,30	6,19	Diesel	14.567	Ecuador
A. SANTOS 5	0	18	3,60	7,63	Diesel	14.612	Ecuador
A. SANTOS 6	0	18	3,60	7,90	Diesel	15.043	Ecuador
BOLIVAR	0	1	3,60	23,60	Diesel	11.496	Ecuador
CATAMAYO 10	0	2	7,00	17,98	Diesel	10.969	Ecuador
CATAMAYO 2	0	1	7,00	19,77	Diesel	9.872	Ecuador
CATAMAYO 4	0	1	7,00	14,77	Diesel	11.972	Ecuador
CATAMAYO 5	0	1	7,00	14,39	Diesel	11.854	Ecuador
CATAMAYO 6	0	3	7,00	17,98	Diesel	9.572	Ecuador
CATAMAYO 7	0	3	7,00	42,75	Diesel	10.156	Ecuador
CATAMAYO 8	0	2	7,00	22,56	Diesel	11.434	Ecuador
CATAMAYO 9	0	2	7,00	14,79	Diesel	11.036	Ecuador
EL DESCANSO1	0	4	4,22	25,83	Fuel Oil	9.166	Ecuador
EL DESCANSO2	0	4	4,54	25,15	Fuel Oil	8.835	Ecuador
EL DESCANSO3	0	4	3,02	49,15	Fuel Oil	8.851	Ecuador
EL DESCANSO4	0	4	4,18	24,94	Fuel Oil	8.873	Ecuador
ELECTROQUIL1	0	44	2,00	8,30	Diesel	10.114	Ecuador
ELECTROQUIL2	0	46	2,00	8,30	Diesel	10.157	Ecuador
ELECTROQUIL3	0	45	2,00	7,23	Diesel	9.856	Ecuador
ELECTROQUIL4	0	45	2,00	7,23	Diesel	10.385	Ecuador
ENRIQUE GARC	0	92	2,35	9,75	Diesel	12.029	Ecuador
ESMERALDAS	65	132	3,50	22,32	Fuel Oil	9.137	Ecuador
G. ZEVALLTG4	0	20	2,00	6,10	Diesel	15.170	Ecuador
G. ZEVAL.TV2	18	73	0,09	16,49	Fuel Oil	10.989	Ecuador
G. ZEVAL.TV3	18	73	0,01	9,85	Fuel Oil	10.563	Ecuador
G.HERNADEZ 1	0	5	0,61	11,44	Fuel Oil	8.598	Ecuador
G.HERNADEZ 2	0	5	1,16	9,22	Fuel Oil	8.696	Ecuador
G.HERNADEZ 3	0	5	1,18	15,77	Fuel Oil	8.856	Ecuador
G.HERNADEZ 4	0	5	1,29	9,96	Fuel Oil	8.775	Ecuador
G.HERNADEZ 5	0	5	1,76	23,45	Fuel Oil	8.813	Ecuador
G.HERNADEZ 6	0	5	0,91	10,10	Fuel Oil	8.770	Ecuador
GUANGOPOLO 1	0	5	3,10	24,49	Fuel Oil	8.466	Ecuador
GUANGOPOLO 2	0	5	7,20	17,40	Fuel Oil	8.466	Ecuador
GUANGOPOLO 3	0	5	3,70	24,77	Fuel Oil	8.466	Ecuador
GUANGOPOLO 4	0	5	5,80	19,51	Fuel Oil	8.466	Ecuador
GUANGOPOLO 5	0	5	6,20	16,71	Fuel Oil	8.466	Ecuador

Tabla 7. (Continuación) Datos Técnicos de las Unidades Térmicas Modeladas

Nombre Unidad	Generación Mínima (MW)	Generación Máxima (MW)	FOR (%)	IT (%)	Combustible	BTU/kWh	País
GUANGOPOLO 6	0	5	5,40	14,54	Fuel Oil	8.466	Ecuador
LA LIBERTAD1	0	2	5,00	8,22	Diesel	11.069	Ecuador
LA LIBERTA10	0	2	5,00	10,27	Diesel	11.078	Ecuador
LA LIBERTAD9	0	3	5,00	10,28	Diesel	11.087	Ecuador
LLIGUA 1	0	2	7,00	15,33	Diesel	10.461	Ecuador
LLIGUA 2	0	2	7,00	14,53	Diesel	10.461	Ecuador
LULUNCOTO 11	0	3	3,03	4,73	Diesel	10.477	Ecuador
LULUNCOTO 13	0	3	3,03	5,84	Diesel	10.649	Ecuador
MIRAFLORES10	0	2	10,12	11,20	Diesel	11.810	Ecuador
MIRAFLORES12	0	5	10,12	11,23	Diesel	9.689	Ecuador
MIRAFLORES13	0	2	10,12	11,21	Diesel	11.810	Ecuador
MIRAFLORES14	0	2	10,12	11,21	Diesel	11.810	Ecuador
MIRAFLORES15	0	2	10,12	11,21	Diesel	11.810	Ecuador
MIRAFLORES16	0	2	10,12	11,21	Diesel	11.810	Ecuador
MIRAFLORES18	0	2	10,12	11,21	Diesel	11.810	Ecuador
MIRAFLORES22	0	2	10,12	11,21	Diesel	11.810	Ecuador
MIRAFLORES 7	0	2	10,12	11,23	Diesel	11.810	Ecuador
MIRAFLORES 8	0	2	10,12	11,20	Diesel	11.810	Ecuador
MONAY 2	0	1	7,00	8,45	Diesel	10.793	Ecuador
MONAY 3	0	1	7,00	12,49	Diesel	10.713	Ecuador
MONAY 4	0	2	7,00	8,99	Diesel	14.024	Ecuador
MONAY 6	0	2	7,00	9,03	Diesel	13.393	Ecuador
EL ORO CAMB3	0	4	7,00	11,88	Diesel	10.085	Ecuador
EL ORO CAMB4	0	4	7,00	11,88	Diesel	10.906	Ecuador
EL ORO MACH4	0	2	7,00	8,63	Diesel	10.950	Ecuador
EL ORO MACH5	0	2	7,00	8,61	Diesel	10.950	Ecuador
POSORGA 5	0	2	7,00	10,22	Diesel	11.156	Ecuador
RIOBAMBA	0	2	7,00	7,17	Diesel	11.628	Ecuador
SAN FRANCISC	0	2	0,89	17,29	Diesel	11.879	Ecuador
STA. ROSA 1	0	17	2,30	10,59	Diesel	14.121	Ecuador
STA. ROSA 2	0	17	1,10	9,20	Diesel	14.121	Ecuador
STA. ROSA 3	0	18	1,60	9,82	Diesel	14.107	Ecuador
TRINITARIA	50	133	1,19	25,91	Fuel Oil	8.808	Ecuador
TERMORIENTE	0	270	1,00	1,00	Fuel Oil	8.481	Ecuador
EDC1	0	70	3,00	7,88	Gas	10.920	Ecuador
EDC2	0	70	3,00	7,88	Gas	10.920	Ecuador
POWERBARGE	0	30	2,78	9,60	Fuel Oil	12.015	Ecuador
POWERBARGEII	0	48	1,16	13,56	Fuel Oil	8.481	Ecuador
KEPPELS	0	150	1,16	13,56	Fuel Oil	9.301	Ecuador

1.3. Indisponibilidad de las Unidades

Tanto en las plantas hidráulicas como térmicas es posible modelar el efecto de la indisponibilidad, la cual se representa mediante dos índices (IPC e IH) y mediante el ingreso del cronograma de mantenimiento.

El ICP (%) representa el componente aleatorio de la indisponibilidad de la unidad, es decir, el componente relacionado con las fallas, en otras palabras, este índice corresponde a la tasa de salida forzada o como se le conoce comúnmente FOR (Force Out Rate) mientras que el IH (%) toma en consideración el fenómeno aleatorio y también los mantenimientos programados y corresponde por lo tanto a la Indisponibilidad Total.

El modelo utiliza estos índices según la información disponible. Por ejemplo, si para una planta o unidad se dispone del ICP y el IH pero no así del programa de mantenimientos, el modelo utiliza el IH y aplica una reducción a la capacidad máxima de la unidad en un valor proporcional al IH. Esto implica que la unidad siempre está, para efecto de las simulaciones, disponible pero nunca podrá entregar la capacidad máxima definida ya que la misma ha sido afectada para representar la indisponibilidad. La siguiente expresión muestra lo expuesto anteriormente:

$$\text{Cap Disponible (MW)} = \text{Cap Máxima (MW)} \times (1 - \text{IH})$$

Si existe un cronograma de mantenimiento, el modelo considera el cronograma de mantenimiento para representar el efecto de los mismos, reduciendo la capacidad nominal de la planta en un valor equivalente al mantenimiento. A la capacidad restante se le aplica el efecto de la indisponibilidad forzada a descontar de ella una capacidad indisponible proporcional al ICP. La siguiente expresión muestra lo expuesto:

$$\text{Cap Disponible (MW)} = [\text{Cap Máxima (MW)} - \text{Cap Mant Prog (MW)}] \times (1 - \text{ICP})$$

1.4. Representación de los Combustibles

Para la representación de los combustibles se plantean dos escenarios, uno para cada caso de simulación. Esto es, para el primer caso planteado el cual se ha llamado Caso Base, el costo asociado a cada combustible usado por las máquinas térmicas modeladas se basa en

los valores promedios vigentes en cada uno de los países según la normativa energética interna de éstos y para el segundo caso planteado, el cual se ha llamado Sensibilidad a Combustibles, se establecen unos precios únicos de combustibles en todos los países bajo estudio. Tales precios únicos se toman de las cifras referenciales más recientes publicadas por la Energy Information Administration (EIA) de los Estados Unidos de Norteamérica en su página web.

Particularmente el precio tomado para el gas natural es el correspondiente al del mes de noviembre de 2006 (7,48 US\$/miles-ft³) mientras que los precios considerados en la modelación para los combustibles líquidos son los correspondientes a los del mes de diciembre de ese mismo año, es decir, un precio de 205,3 cents US\$/Galón para el Diesel y un precio de 105,3 cents US\$/Galón para el Fuel Oil.

1.5. Representación de las Plantas Hidráulicas

Los sistemas eléctricos bajo estudio tienen un importante componente hidráulico, especialmente el de Colombia y el de Venezuela en los cuales más de las dos terceras partes de la capacidad instalada del parque de generación corresponde a este tipo de tecnología, por lo que la adecuada modelación de este tipo de generación es de vital importancia.

Los datos básicos que se toman en consideración para la modelación de todas las plantas hidráulicas en este trabajo son:

- Límites de turbinamiento (m³/s) mínimo y máximo
- Límites de turbinamiento más alivio (m³/s) mínimo y máximo
- Límites de almacenamiento (Hm³) mínimo y máximo de los embalses
- Factor de producción promedio (MW/m³/s)
- Capacidad instalada
- Disponibilidad histórica (ICP e IH)
- Curvas volumen por área

- Curvas volumen por cota
- Curvas volumen por Factor de producción
- Evaporación media mensual

Se debe destacar que del total de las plantas hidráulicas consideradas en Colombia y en Ecuador alrededor de la mitad están modeladas como plantas tipo filo de agua o centrales de pasada. En Venezuela, las únicas plantas hidráulicas modeladas de esta forma son Planta Páez y Peña Larga.

1.5.1. Representación de la Hidrología

Uno de los datos de mayor importancia para la modelación de las plantas hidráulicas es la historia hidrológica asociada a los ríos que sirven los diferentes embalses ya que a partir de esta información se generarán las series hidrológicas requeridas para los estudios estocásticos. Una buena representación de la hidrología garantiza una buena representación del manejo de los embalses y la optimización de la generación. Mientras mayor sea la cantidad de registros históricos de hidrología disponibles, mejor será la representación futura de la misma y por lo tanto del despacho de la planta. Para el caso particular del río Caroní, donde se encuentran las plantas de EDELCA, se dispone de 57 años de hidrología (1950 – 2006).

1.6. Representación de la Red de Transmisión

En el caso de la red de transmisión de Venezuela se modelan en su totalidad los sistemas de 765 kV, 400 kV y 230 kV mientras que las redes de 138 kV, 115 kV y 69 kV se simplifican. Esto es, toda la carga y toda la generación existente o prevista a lo largo del período de estudio en los niveles de tensión inferiores a 230 kV se reflejan aguas arriba en la red de 230 kV o tensiones superiores a ésta según sea el caso.

Debido a que la red de transmisión venezolana se encuentra mallada, en la mayoría de los casos no es sencillo determinar qué porción de carga o generación existente en 138, 115 y 69 kV corresponde a una o varias barras en particular aguas arriba de éstas con niveles de tensión igual o superior a 230 kV, es decir, la asignación de la cantidad de MW no es tan trivial (a menos que se trate de un radial) por lo que se usa como herramienta de ayuda la salida de un flujo de carga AC que permite identificar en detalle la manera como se distribuyen los MW a lo largo de las líneas y de esta forma se asignan los MW de carga o de generación de las barras a 138, 115 y 69 kV a las barras aguas arriba proporcionalmente al monto del flujo por las líneas que entran o salen de la barra que se desea simplificar.

Para el caso de la red de transmisión de Colombia se debe mencionar que se modela a plenitud los sistemas de 500 kV y 230 kV que corresponde al Sistema de Transmisión Nacional de este país y toda la generación y carga existentes están reflejadas a estos niveles. De igual forma se trata la red de transmisión de Ecuador sólo que para este país los niveles de tensión modelados son a 230 kV, 138 kV y 69 kV.

Todos los equipos de la red de transmisión están modelados con sus valores de resistencia, reactancia, capacidad máxima y en emergencia. Los valores de impedancia serán utilizados por el modelo para construir la matriz de admitancias requerida para la ejecución del flujo de carga DC que utiliza el SDDP.

1.7. Representación de la Demanda

El modelo SDDP representa la demanda de dos formas complementarias. Una de ellas es ingresando la energía mensual en GWh del sistema, la cual puede ser representada hasta en cinco escalones de demanda de duraciones distintas siendo esta la manera de modelar la demanda en los casos de estudio de este trabajo, con lo que se pretende la modelación adecuada de la característica de la demanda del sistema tomando en consideración el factor de carga de la misma y la característica de la curva de duración de carga. Esta demanda es utilizada indistintamente en estudios donde no se considera la red de transmisión y en

estudios donde si se considera la red de transmisión. Para el primer caso esta modelación de la demanda es suficiente, sin embargo para el segundo caso se debe indicar al modelo cómo se va a asignar la demanda entre las distintas barras de carga de la red modelada. Luego, para el segundo caso la completa modelación de la demanda requiere adicionalmente definir los MW de carga que existen en cada barra o nodo de carga. Dichos MW de carga pasan a ser el "factor de participación del nodo" para la distribución de la demanda del sistema.

La siguiente expresión es utilizada internamente por el modelo para determinar la asignación de la demanda a partir de la demanda del sistema y los MW por nodo:

$$D(m,t,k) = [D(t,k) - F(k)] \times PF(m,k) + IL(m,k) + FL(m,k)$$

Donde:

- D(m,t,k) demanda en la barra "m", período "t", bloque de demanda "k" (MW)
- D(t,k) demanda total en el período "t", bloque de demanda "k" (MW)
- F(k) demanda fija total en el bloque de demanda "k" (MW)
- PF(m,k) factor de participación de la demanda de la barra "m" en el bloque de demanda total "k"

La demanda total del bloque D(t,k) se define en los datos de demanda del sistema. El valor total de la demanda fija F(k) es la suma de los valores fijos de demanda de la barra:

$$F(k) = \sum_{m=1}^{nb} (IL(m,k) + FL(m,k))$$

donde "m" es el índice de las barras del sistema y "nb" es el número de barras.

El factor de participación PF(m,k) se calcula a partir de demandas de referencia proporcionadas por el usuario en cada barra de la red:

$$PF(m,k) = \frac{RL(m,k)}{\sum_{j=1}^{NB} RL(j,k)}$$

Uno de los aspectos resaltantes de la modelación de la demanda está en que se puede diferenciar para un nodo la demanda no industrial de la industrial. Esto se logra mediante la demanda fija $F(k)$. Suponiendo que para un nodo cualquiera la demanda total es 3.250 MW de los cuales 1.230 MW corresponden a demanda industrial con un factor de carga cercano a uno, se puede indicar en el modelo que los 1.230 MW son fijos y que los mismos tienen un comportamiento diferente al resto de la demanda del nodo. Esta facilidad es particularmente útil cuando se hacen estudios de mediano y largo plazo, donde los crecimientos de la demanda interanual reportados a través de la demanda ingresada para el sistema no se aplican a la demanda industrial la cual puede crecer con otra tasa distinta o bien puede no crecer en ningún momento.

Conocidas las facilidades para la modelación de la demanda y teniendo en cuenta que en Venezuela existen zonas industriales importantes que deben ser modeladas con una característica diferente del resto del sistema se procede al análisis de la demanda para la conformación del Caso Base. La fuente de información primaria para conocer los escenarios de demanda del sistema venezolano, las demandas industriales más importantes, sus crecimientos y ubicación geográfica es el "*Pronóstico de Energía y Potencia Eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional Período 2006 – 2024*" suministrado por OPSIS. Por su parte, la demanda del sistema colombiano se toma del "*Plan de Expansión del Sistema Colombiano 2006 – 2020*" aportado por la UPME y finalmente en el caso de la demanda del sistema ecuatoriano se tiene como fuente de información el "*Plan de Electrificación 2006 – 2015*" publicado por CONELEC.

La demanda mensual en energía (GWh) para cada año del período de estudio de cada uno de los países se muestra en las Tablas 8, 9 y 10, donde se presentan los valores para cada mes y cada bloque de demanda.

Por otro lado, para la asignación de la demanda por nodo, particularmente en el caso de Venezuela, se tomó como referencia un escenario en el cual la demanda máxima del año 2006 sería 15.800 MW cuando realmente la demanda máxima del sistema eléctrico

venezolano para ese año fue de 15.945 MW la cual ocurrió en el mes de noviembre. La razón por la que se trabaja en base a una suposición es que al momento de cargar los datos de las demandas en cada una de las barras o nodos con carga, aún no había transcurrido completamente el año 2006. La misma situación se presenta en el caso de Colombia donde se trabaja la demanda con un valor máximo estimado de 7.248 MW y el valor real presentado en el 2006 en ese país es de 8.762 MW ocurridos en el mes de diciembre. Por último, en Ecuador el valor de demanda modelado es de 2.052 MW mientras que el valor real de su demanda máxima al cierre del primer semestre del año 2006 es de 2.366 MW.

En la Tabla 11 se muestran los valores de demanda de potencia en MW por bloque de demanda asignados a cada barra o nodo de carga de cada uno de los sistemas bajo estudio y en la Tabla 12 se pueden observar las demandas de potencia de las barras que poseen carga industrial cuyo comportamiento en el tiempo durante el período de estudio es diferente al resto de la demanda.

Tabla 8. Demanda en Energía (GWh) por Bloque de Demanda para cada Mes y Año del Período de Estudio en Venezuela

Año	Bloque	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
2006	1	264	237	278	270	281	273	277	276	271	287	275	283	
2006	2	2.858	2.572	3.010	2.934	3.050	2.955	3.003	2.997	2.947	3.115	2.986	3.076	
2006	3	3.287	3.010	3.440	3.504	3.559	3.474	3.590	3.559	3.547	3.666	3.592	3.559	
2006	4	2.041	1.952	2.138	2.218	2.221	2.150	2.154	2.242	2.263	2.277	2.169	2.221	
2006	5	475	439	474	485	516	492	499	519	508	491	475	481	112.462
2007	1	278	249	293	285	296	287	291	290	286	302	289	298	
2007	2	3.008	2.707	3.168	3.088	3.210	3.111	3.161	3.154	3.102	3.279	3.143	3.238	
2007	3	3.459	3.168	3.621	3.688	3.746	3.657	3.778	3.746	3.734	3.858	3.781	3.746	
2007	4	2.149	2.055	2.250	2.335	2.338	2.263	2.267	2.360	2.382	2.397	2.283	2.338	
2007	5	500	462	499	511	543	518	525	546	535	517	500	506	118.374
2008	1	289	259	305	296	308	299	303	302	297	314	301	311	
2008	2	3.131	2.818	3.298	3.215	3.342	3.238	3.291	3.284	3.229	3.413	3.272	3.370	
2008	3	3.601	3.298	3.769	3.839	3.900	3.807	3.933	3.900	3.887	4.017	3.936	3.900	
2008	4	2.237	2.139	2.343	2.431	2.434	2.356	2.360	2.457	2.479	2.495	2.377	2.434	
2008	5	521	481	520	532	565	539	547	569	557	538	521	527	123.231
2009	1	303	272	320	311	323	313	318	317	312	330	316	326	
2009	2	3.286	2.958	3.461	3.373	3.507	3.398	3.453	3.446	3.388	3.582	3.433	3.537	
2009	3	3.779	3.461	3.955	4.029	4.093	3.995	4.128	4.093	4.079	4.215	4.130	4.093	
2009	4	2.347	2.245	2.458	2.551	2.554	2.472	2.477	2.578	2.602	2.618	2.494	2.554	
2009	5	546	505	545	558	593	566	574	597	584	564	546	553	129.314
2010	1	317	284	333	324	337	327	332	331	326	344	330	340	
2010	2	3.429	3.086	3.611	3.520	3.659	3.546	3.603	3.595	3.535	3.737	3.582	3.690	
2010	3	3.943	3.611	4.127	4.204	4.270	4.169	4.307	4.270	4.256	4.398	4.309	4.270	
2010	4	2.449	2.342	2.565	2.661	2.665	2.579	2.585	2.690	2.715	2.732	2.603	2.665	
2010	5	570	527	569	582	619	590	599	623	610	589	570	577	134.928

Tabla 9. Demanda en Energía (GWh) por Bloque de Demanda para cada Mes y Año del Período de Estudio en Colombia

Año	Bloque	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
2006	1	149	142	151	145	151	143	150	150	146	152	150	161	
2006	2	1.404	1.363	1.442	1.387	1.446	1.372	1.436	1.453	1.419	1.467	1.422	1.480	
2006	3	1.609	1.564	1.654	1.591	1.660	1.576	1.648	1.670	1.632	1.685	1.631	1.689	
2006	4	836	817	862	830	866	823	861	874	856	881	849	869	
2006	5	179	176	186	178	186	177	185	188	184	189	182	187	50.911
2007	1	154	147	157	151	156	148	155	155	151	158	155	167	
2007	2	1.455	1.412	1.494	1.437	1.498	1.422	1.487	1.505	1.471	1.520	1.474	1.533	
2007	3	1.667	1.621	1.714	1.648	1.720	1.632	1.708	1.730	1.692	1.746	1.689	1.750	
2007	4	866	846	893	859	897	852	891	905	887	912	879	900	
2007	5	187	182	193	186	194	184	192	195	191	196	189	192	52.747
2008	1	160	153	163	157	163	154	161	161	157	164	161	172	
2008	2	1.511	1.466	1.550	1.492	1.555	1.476	1.544	1.562	1.527	1.577	1.530	1.591	
2008	3	1.730	1.682	1.778	1.711	1.784	1.694	1.772	1.796	1.755	1.812	1.753	1.817	
2008	4	893	874	915	892	931	884	925	940	920	947	912	934	
2008	5	195	191	201	194	203	193	201	205	201	206	198	202	54.748
2009	1	165	157	167	161	167	158	166	166	162	169	166	179	
2009	2	1.563	1.516	1.605	1.543	1.609	1.527	1.598	1.617	1.581	1.633	1.583	1.647	
2009	3	1.791	1.741	1.840	1.771	1.847	1.753	1.834	1.858	1.817	1.876	1.815	1.880	
2009	4	949	907	958	918	964	915	957	972	952	980	944	967	
2009	5	201	197	207	200	208	198	207	211	206	212	204	208	56.670
2010	1	171	163	173	167	173	164	171	172	167	174	172	185	
2010	2	1.616	1.568	1.659	1.596	1.664	1.579	1.652	1.671	1.634	1.688	1.637	1.702	
2010	3	1.852	1.801	1.903	1.832	1.910	1.814	1.897	1.921	1.879	1.939	1.877	1.944	
2010	4	961	939	992	954	997	946	991	1.006	985	1.014	977	1.000	
2010	5	208	203	214	207	216	204	214	218	214	219	211	215	58.592

Tabla 10. Demanda en Energía (GWh) por Bloque de Demanda para cada Mes y Año del Período de Estudio en Ecuador

Año	Bloque	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
2006	1	44	40	42	41	42	42	42	42	41	42	42	45	
2006	2	409	369	411	399	416	401	406	401	387	402	395	418	
2006	3	447	399	449	437	454	435	441	434	417	435	427	442	
2006	4	242	215	247	235	245	231	231	227	219	232	224	238	
2006	5	46	42	52	44	47	43	43	43	42	43	41	49	13.857
2007	1	46	42	46	45	46	46	46	45	45	46	46	48	
2007	2	436	393	437	425	442	426	432	426	411	428	421	444	
2007	3	476	425	478	466	483	462	469	462	443	463	454	471	
2007	4	258	229	263	249	260	245	246	242	233	246	239	254	
2007	5	48	45	51	47	49	46	46	46	44	46	44	48	14.744
2008	1	48	44	48	47	48	48	48	47	45	48	48	50	
2008	2	458	414	460	446	464	448	455	448	433	450	443	468	
2008	3	501	446	503	490	508	486	493	486	467	487	478	496	
2008	4	271	241	277	262	273	258	259	254	245	260	251	267	
2008	5	52	47	54	51	53	50	50	50	47	50	47	52	15.518
2009	1	50	46	50	48	50	50	50	50	48	50	50	52	
2009	2	482	434	483	469	489	471	478	470	455	472	465	492	
2009	3	526	470	528	514	534	511	519	511	491	512	503	521	
2009	4	284	253	290	275	288	270	272	267	258	273	264	281	
2009	5	54	49	60	53	59	51	51	51	49	51	49	58	16.304
2010	1	53	48	53	50	51	51	53	51	50	51	51	54	
2010	2	506	456	507	492	512	494	501	494	477	497	488	517	
2010	3	553	493	554	539	561	536	545	536	515	537	527	547	
2010	4	299	266	305	289	302	284	286	280	270	286	277	294	
2010	5	56	56	63	55	62	54	54	54	51	54	51	61	17.111

Tabla 11. Demanda en Potencia (MW) por Bloque de Demanda para cada Barra de Carga de los Sistemas Bajo Estudio para el año base 2006.

Barra	País	Carga Total en Barra Boque 1 (MW)	Parte de Carga Total Bloque 2 (MW)	Parte de Carga Total Bloque 3 (MW)	Parte de Carga Total Bloque 4 (MW)	Parte de Carga Total Bloque 5 (MW)
SABANA_2	Colombia	29,6	19,8	16,5	11,1	8,4
GUAJIRA2	Colombia	5,2	3,9	2,9	2,7	2,5
CUESTEC2	Colombia	94,3	75,4	67,4	60,3	54,9
COPEY_2	Colombia	38,0	29,6	24,9	22,8	21,6
VALLEDU2	Colombia	91,5	78,2	59,0	55,8	51,6
CANLIMO2	Colombia	82,0	78,7	74,4	73,4	72,7
PAIPA_2	Colombia	24,9	64,0	45,4	24,9	9,5
TUNAL_2	Colombia	36,1	24,5	19,9	12,8	10,8
SAN_MTO2	Colombia	55,3	37,2	32,3	20,2	17,7
GUACA_2	Colombia	7,1	4,5	3,5	2,9	2,6
BALSILL2	Colombia	33,3	28,8	25,4	21,3	18,5
SALVAJ12	Colombia	7,6	4,7	3,4	2,6	1,7
IPIALES1	Colombia	25,8	15,3	12,6	7,0	5,5
TOLEDO_2	Colombia	12,9	8,0	6,2	4,8	4,2
SAMORE_2	Colombia	1,0	0,7	0,6	0,5	0,5
BANADIA2	Colombia	15,5	9,9	7,9	6,6	5,7
PAIPA_1	Colombia	16,3	173,6	39,6	141,2	16,3
TCANDEL2	Colombia	43,5	37,9	31,5	29,8	28,9
AUTOPIS1	Colombia	60,9	47,9	41,8	25,5	22,2
BALSILL1	Colombia	49,8	33,1	28,2	23,8	21,9
BOLIVIA1	Colombia	64,1	47,5	40,6	26,8	22,9
BOSA_1	Colombia	82,8	64,2	58,5	40,9	34,0
CALLE511	Colombia	36,6	31,3	23,7	15,4	13,5
CALLE671	Colombia	50,7	47,0	26,9	19,4	17,3
CAQUEZA1	Colombia	8,6	4,2	3,3	2,9	2,2
CARRERA1	Colombia	30,1	28,8	15,8	11,8	10,5
CASTELL1	Colombia	74,0	64,6	45,5	30,8	27,8
COLEGIO1	Colombia	10,7	6,1	5,0	4,4	3,9
CONCORD1	Colombia	76,3	70,1	42,2	29,0	22,2
CHICALA1	Colombia	33,0	20,4	15,7	9,1	7,9
EL_SOL_1	Colombia	79,5	66,6	59,5	50,4	47,2
FONTIBO1	Colombia	99,1	89,7	73,1	60,0	49,4
LA PAZ_1	Colombia	67,8	64,1	52,0	35,6	32,1
LACALER1	Colombia	6,8	5,0	3,5	2,7	2,0
MORATO_1	Colombia	63,4	48,2	41,9	26,6	23,4
MOSQUER1	Colombia	46,2	40,7	35,6	30,7	26,7
MUNA_1	Colombia	44,0	33,3	30,1	25,7	21,7
MUNA3_1	Colombia	10,8	9,4	8,7	8,4	8,0
MUZU_1	Colombia	59,3	46,8	38,8	24,5	21,0
SALITRE1	Colombia	32,0	19,7	91,6	69,8	61,3
SALTO_11	Colombia	1,6	1,1	0,8	0,8	0,7
SNCA_EE1	Colombia	33,4	22,8	19,4	11,2	9,3
SUBA_1	Colombia	35,6	27,7	24,8	17,1	14,7

Tabla 11. (Continuación) Demanda en Potencia (MW) por Bloque de Demanda para cada Barra de Carga de los Sistemas Bajo Estudio para el año base 2006.

Barra	País	Carga Total en Barra Boque 1 (MW)	Parte de Carga Total Bloque 2 (MW)	Parte de Carga Total Bloque 3 (MW)	Parte de Carga Total Bloque 4 (MW)	Parte de Carga Total Bloque 5 (MW)
TECHO_1	Colombia	66,6	50,8	44,9	30,6	24,2
TENJO_1	Colombia	31,8	25,6	23,3	17,6	15,7
TIBABUY1	Colombia	58,3	39,5	32,9	20,1	16,8
TORCAEE1	Colombia	24,6	19,5	17,3	11,9	10,6
TUNAL_1	Colombia	25,2	17,5	14,6	10,0	8,1
USAQUEN1	Colombia	62,7	53,9	40,4	29,0	25,6
ARANJUE1	Colombia	30,4	23,8	19,2	11,8	10,2
USME_1	Colombia	40,1	27,9	24,5	15,5	13,1
VERAGUA1	Colombia	91,2	83,3	51,9	33,3	22,5
VICTORI1	Colombia	48,8	32,3	26,6	17,2	14,2
ZIPAQUI1	Colombia	3,9	81,8	75,2	56,8	53,7
VILLAVI1	Colombia	20,6	89,5	72,8	54,5	50,7
FLANDES1	Colombia	77,5	63,8	56,7	49,8	45,8
DIAMANT1	Colombia	8,6	4,5	3,0	2,1	0,8
MIROLIN1	Colombia	34,6	24,1	19,9	17,0	14,6
ANCONSU1	Colombia	78,5	67,3	52,7	35,7	20,1
ANTIOQU1	Colombia	8,0	5,8	4,8	3,9	2,9
APRTADO1	Colombia	28,8	21,0	16,8	12,6	9,1
BARBOSA1	Colombia	25,5	20,4	17,1	15,2	13,4
BELEN_1	Colombia	61,6	46,4	37,5	23,5	19,2
BELLO_1	Colombia	39,3	25,9	19,9	10,1	6,1
CASTILL1	Colombia	60,6	43,1	33,3	20,6	15,1
CAUCASI1	Colombia	22,7	17,2	14,5	12,5	10,6
CENTRAL1	Colombia	86,5	79,5	46,3	33,8	30,2
CHORODO1	Colombia	4,5	2,6	2,0	1,3	0,9
COCORNA1	Colombia	8,1	6,5	5,2	4,7	4,3
COLOMBI1	Colombia	56,2	40,0	32,9	20,5	16,5
CORDOVA1	Colombia	10,0	8,2	7,5	7,1	6,4
ENVIGAD1	Colombia	86,7	72,7	57,7	41,7	36,1
GIRARDT1	Colombia	46,9	35,7	31,7	26,2	21,7
GUATAPE1	Colombia	3,1	2,3	1,8	1,0	0,7
GUAYABA1	Colombia	79,9	73,8	50,4	38,7	33,1
HORIZON1	Colombia	32,8	24,0	19,7	12,3	9,3
ITAGUI_1	Colombia	27,1	20,4	15,5	11,6	7,7
MALENA_2	Colombia	9,9	8,4	7,8	6,8	5,3
MIRAFLO1	Colombia	38,6	26,9	21,3	13,3	10,2
ORIENTE1	Colombia	88,9	66,3	48,8	38,6	33,5
PLAYAS_1	Colombia	14,0	10,4	9,0	6,8	3,0
POBLADO1	Colombia	48,2	38,3	29,4	21,1	18,9
PTO_NAR1	Colombia	9,1	6,1	4,4	2,9	2,6
P_BLANC1	Colombia	43,8	31,5	23,8	13,2	8,4
RIOGRAN1	Colombia	14,7	11,5	7,9	3,5	2,9
RIONEGR1	Colombia	41,1	32,4	29,8	24,4	20,1
RIO_CLA1	Colombia	28,4	19,3	16,0	14,3	10,4

Tabla 11. (Continuación) Demanda en Potencia (MW) por Bloque de Demanda para cada Barra de Carga de los Sistemas Bajo Estudio para el año base 2006.

Barra	País	Carga Total en Barra Boque 1 (MW)	Parte de Carga Total Bloque 2 (MW)	Parte de Carga Total Bloque 3 (MW)	Parte de Carga Total Bloque 4 (MW)	Parte de Carga Total Bloque 5 (MW)
RODEO_1	Colombia	19,7	16,2	13,4	7,7	6,3
SALTEPM1	Colombia	18,9	11,6	9,6	5,3	3,9
SN_DIEG1	Colombia	68,0	62,4	32,3	22,5	19,4
S_JERON1	Colombia	4,9	3,8	3,0	2,4	2,0
URABA_1	Colombia	17,9	10,3	8,8	6,9	5,7
V_HERMO1	Colombia	16,8	12,9	10,9	6,2	4,7
YARUMAL1	Colombia	21,5	14,7	10,7	7,0	3,6
ZAMORA_1	Colombia	77,2	56,9	47,5	30,3	22,9
CERROMT1	Colombia	10,9	90,2	74,8	51,3	7,2
SANTAMA1	Colombia	77,7	66,8	54,7	50,9	48,3
FUNDACI1	Colombia	19,8	17,9	14,8	13,4	11,7
RIOCORD1	Colombia	33,5	28,0	22,9	20,8	20,2
TOLUVI_1	Colombia	40,2	32,2	24,9	21,9	20,2
COVENAS1	Colombia	29,0	22,7	18,9	16,8	14,0
CHINU_S1	Colombia	5,0	87,3	70,7	64,2	56,7
BOSTON_1	Colombia	35,2	27,2	20,9	19,1	17,3
FLORES_1	Colombia	23,3	19,2	17,2	14,8	13,1
OASIS_1	Colombia	69,6	63,6	37,7	30,0	26,6
TEBSA_1	Colombia	54,6	47,2	41,2	38,1	36,3
CORDIAL1	Colombia	34,6	28,0	20,8	19,2	17,8
EL_RIO_1	Colombia	8,2	96,5	84,1	72,3	64,0
VTEJUL1	Colombia	63,8	52,0	40,4	38,1	36,6
CABAÑAS1	Colombia	5,5	3,8	2,9	1,7	1,2
SABANA_1	Colombia	20,6	16,0	13,0	11,8	11,3
NBARANO1	Colombia	14,0	11,3	8,4	7,4	7,0
MALAMBO1	Colombia	37,2	29,3	26,0	23,4	21,8
SILENCI1	Colombia	48,8	43,7	35,8	30,7	29,2
BARRANC1	Colombia	28,8	19,1	16,6	14,9	12,9
PALENQU1	Colombia	63,9	58,0	44,0	30,9	27,8
SAN_SIL1	Colombia	44,7	39,8	32,9	29,4	26,3
LIZAMA_1	Colombia	18,6	13,6	11,6	10,6	9,0
BUCMANG1	Colombia	89,6	64,1	53,6	41,0	34,9
REALMIN1	Colombia	28,8	24,5	18,5	13,7	12,3
PALOS_1	Colombia	38,8	32,8	25,1	18,2	16,1
CUCUTA_1	Colombia	85,9	67,5	58,3	49,2	46,4
SN_MATE1	Colombia	47,4	39,4	32,9	28,1	25,3
OCANA_1	Colombia	35,6	24,6	20,9	18,2	16,6
ZULIA_1	Colombia	3,7	2,5	2,1	2,0	1,8
TIBU_1	Colombia	6,1	4,9	4,4	4,2	3,9
CONVENC1	Colombia	10,2	7,4	5,9	5,2	4,4
HERMOSA1	Colombia	10,9	7,9	6,3	4,0	3,5
REGIVIT1	Colombia	50,9	34,8	30,2	20,9	18,8
ROSA_1	Colombia	95,4	72,8	59,7	43,0	37,1
ARMENIA1	Colombia	34,2	21,6	17,6	10,7	9,4

Tabla 11. (Continuación) Demanda en Potencia (MW) por Bloque de Demanda para cada Barra de Carga de los Sistemas Bajo Estudio para el año base 2006.

Barra	País	Carga Total en Barra Boque 1 (MW)	Parte de Carga Total Bloque 2 (MW)	Parte de Carga Total Bloque 3 (MW)	Parte de Carga Total Bloque 4 (MW)	Parte de Carga Total Bloque 5 (MW)
ESME_CH1	Colombia	61,9	41,0	33,1	21,6	18,5
INSULA_1	Colombia	23,5	18,9	17,1	14,8	14,1
MANIZAL1	Colombia	29,0	20,8	16,6	9,2	8,0
ENEA__1	Colombia	31,6	24,4	21,0	15,0	12,9
PERALON1	Colombia	29,6	22,4	18,8	11,1	9,3
MANZA_C1	Colombia	12,4	7,7	6,7	5,0	4,3
VICTO_C1	Colombia	28,8	25,2	21,5	20,1	17,8
MARIQUI1	Colombia	24,6	16,1	13,9	12,4	10,7
SAN_FEL1	Colombia	5,7	3,0	2,4	1,5	1,3
CAJAMAR1	Colombia	2,5	1,5	1,0	0,9	0,7
PAPAYO_1	Colombia	63,5	45,4	37,4	27,7	24,3
PRADO_1	Colombia	18,4	13,7	11,6	9,3	7,3
BETANIA1	Colombia	85,3	55,9	46,1	32,0	28,4
NEIVA__1	Colombia	95,7	70,3	54,9	44,5	39,9
JAMONDI1	Colombia	55,2	39,8	31,0	19,9	16,8
CATAMBU1	Colombia	50,7	33,4	25,1	12,0	9,7
PASTO_1	Colombia	22,7	17,3	13,4	7,4	6,2
RIO_MAY1	Colombia	17,3	14,4	11,5	4,6	3,2
ELZAQUE1	Colombia	13,1	7,6	6,1	3,4	2,7
POPAYAN1	Colombia	29,8	18,7	15,1	10,7	9,3
SANBERN1	Colombia	33,4	22,9	18,9	14,8	12,7
SANTAND1	Colombia	31,9	22,6	19,3	14,8	12,8
PANCE__1	Colombia	60,6	50,0	39,7	33,4	27,8
SN_ANTO1	Colombia	88,2	76,5	57,8	39,4	35,6
CHIPICH1	Colombia	89,0	80,1	55,6	41,7	37,0
YUMBO__1	Colombia	90,5	82,8	74,7	55,7	49,3
BAJOANC1	Colombia	47,2	39,3	31,7	24,1	21,0
MELENDE1	Colombia	76,7	63,4	50,7	36,9	33,5
AGUABLA1	Colombia	55,9	40,6	29,8	21,9	17,3
JUANCHI1	Colombia	39,6	17,3	95,8	73,2	69,5
SAN_LUI1	Colombia	4,0	93,3	73,5	55,1	39,8
CARTAGO1	Colombia	34,7	26,2	22,7	18,3	15,6
LAUNION1	Colombia	17,8	12,0	10,4	8,4	7,5
ZARZAL_1	Colombia	14,4	10,4	9,1	7,3	6,7
TULUA__1	Colombia	37,5	25,2	20,0	14,3	10,5
BUGA__1	Colombia	52,6	41,2	35,4	30,4	28,8
GUACHAL1	Colombia	32,6	31,8	28,4	24,8	23,2
SUCROMI1	Colombia	24,9	20,1	17,4	14,8	13,9
CODAZZI1	Colombia	14,5	11,0	9,3	7,3	6,5
PALMIRA1	Colombia	54,9	40,7	35,0	28,2	25,9
PAEZ__1	Colombia	31,7	24,6	20,9	15,9	12,9
CENTRO_1	Colombia	57,2	52,9	41,4	35,0	32,8
TERNERA6	Colombia	85,4	68,3	54,6	50,6	41,8
BOCAGRA6	Colombia	27,4	22,8	19,5	16,8	14,9

Tabla 11. (Continuación) Demanda en Potencia (MW) por Bloque de Demanda para cada Barra de Carga de los Sistemas Bajo Estudio para el año base 2006.

Barra	País	Carga Total en Barra Boque 1 (MW)	Parte de Carga Total Bloque 2 (MW)	Parte de Carga Total Bloque 3 (MW)	Parte de Carga Total Bloque 4 (MW)	Parte de Carga Total Bloque 5 (MW)
BOSQUE_6	Colombia	35,6	27,4	23,0	20,2	17,2
CHAMBAC6	Colombia	51,2	47,9	36,8	31,4	27,9
ZARAGOC6	Colombia	43,2	36,6	30,6	28,0	25,5
MAMONAL6	Colombia	31,8	25,6	23,0	20,8	18,8
PTA_SOD6	Colombia	7,9	6,8	6,1	5,6	5,0
COSPIQU6	Colombia	12,2	10,0	6,7	5,0	4,3
TIERR_ALTA1	Colombia	10,5	7,5	5,7	4,9	4,3
RIO_SINU1	Colombia	33,9	22,8	17,6	16,3	14,1
MONTERIA1	Colombia	56,7	46,6	38,0	34,5	32,0
DOS_QUEBR1	Colombia	38,4	27,1	22,7	14,6	12,0
PAPELES1	Colombia	14,8	12,2	11,8	11,3	11,0
GAIRA1	Colombia	15,5	12,7	10,0	9,2	8,4
SIERRAFLOR1	Colombia	17,3	12,8	10,9	9,8	8,3
Total Carga Colombia (MW)		7.248				
CUENCA138	Ecuador	117,5	106,4	82,1	63,7	58,3
LOJA138	Ecuador	39,2	30,6	20,3	20,1	16,1
MILAGRO230	Ecuador	78,0	71,0	51,8	52,4	45,4
BABAHOYO138	Ecuador	41,0	35,8	25,7	24,6	20,7
MACHALA138	Ecuador	76,3	71,4	51,8	48,2	42,2
PASCUALS138	Ecuador	138,4	134,7	105,0	100,1	94,7
S.ELENA138	Ecuador	35,8	33,7	21,3	20,2	19,3
POSORJA138	Ecuador	12,4	12,0	9,6	7,9	7,8
SALITRAL69	Ecuador	227,9	201,7	215,6	125,1	119,7
TRINI138	Ecuador	114,1	103,5	73,3	68,3	60,5
POLICEN138	Ecuador	109,6	97,0	100,3	57,0	54,2
QUEVEDO138	Ecuador	44,2	40,8	25,2	22,7	21,0
PORTOVIE138	Ecuador	115,6	109,1	80,3	71,5	66,1
SDOMINGO138	Ecuador	52,5	48,4	31,8	29,4	25,7
ESMERALDA138	Ecuador	54,6	53,3	36,5	34,6	33,0
S.ROSA138	Ecuador	207,5	196,8	166,2	160,7	130,2
VICENTINA138	Ecuador	118,2	98,4	82,8	47,8	39,9
LATACUNGA138	Ecuador	28,4	22,6	21,5	18,7	15,6
IBARRA138	Ecuador	55,5	48,7	33,8	30,6	25,2
AMBATO138	Ecuador	36,4	31,7	27,3	26,0	22,8
TOTORAS138	Ecuador	55,4	46,9	31,3	29,0	24,5
RIOBAMBA69	Ecuador	30,0	34,5	23,1	23,4	17,0
TULCAN138	Ecuador	13,1	10,5	6,4	5,3	4,1
GUARANDA69	Ecuador	11,0	8,5	4,6	5,9	4,3
POMASQUI138	Ecuador	149,4	145,7	126,2	54,2	42,1
CHONE 138	Ecuador	39,1	35,8	20,5	22,7	20,1
CERRITOS 230	Ecuador	50,9	49,7	37,7	32,2	27,7
Total Carga Ecuador (MW)		2.052				
MACAGUA2400	Venezuela	522,1	503,7	495,9	487,1	458,3
GUAYA.B 400	Venezuela	2.518,0	2.430,0	2.392,0	2.350,0	2.211,0

Tabla 11. (Continuación) Demanda en Potencia (MW) por Bloque de Demanda para cada Barra de Carga de los Sistemas Bajo Estudio para el año base 2006.

Barra	País	Carga Total en Barra Boque 1 (MW)	Parte de Carga Total Bloque 2 (MW)	Parte de Carga Total Bloque 3 (MW)	Parte de Carga Total Bloque 4 (MW)	Parte de Carga Total Bloque 5 (MW)
LA CANOA400	Venezuela	129,8	125,2	123,2	121,2	113,9
GERONIMO400	Venezuela	151,6	137,3	122,8	111,5	103,5
GURI A 230	Venezuela	30,4	29,4	28,8	28,4	26,7
GUAYA.A 230	Venezuela	128,4	123,9	122,0	119,8	112,7
S.TERESA230	Venezuela	319,9	299,5	275,1	256,0	243,0
Claritas400	Venezuela	110,8	107,0	105,2	103,4	97,3
FURRIAL 400	Venezuela	269,4	257,5	242,1	234,5	220,0
JOSE 400	Venezuela	261,5	256,2	239,1	226,9	209,8
PALITAL 400	Venezuela	129,0	126,7	124,6	122,2	115,9
BOLIVAR 230	Venezuela	217,7	208,1	184,7	169,6	149,7
Tigre 230	Venezuela	293,3	284,2	261,0	245,6	222,6
EL INDIO230	Venezuela	266,1	254,3	225,8	207,2	182,8
CASANAY 230	Venezuela	531,4	507,9	450,8	413,8	365,1
BARBACOA230	Venezuela	331,3	316,6	280,9	258,1	227,6
GNTAII230	Venezuela	268,4	256,3	227,9	209,4	184,4
CONVENTO230	Venezuela	423,5	419,4	383,1	275,5	326,7
BOYACA 230	Venezuela	254,8	252,4	230,5	165,8	196,6
TACOA 230	Venezuela	100,8	99,8	91,3	65,6	77,8
JUNQUITO230	Venezuela	197,2	195,5	178,5	128,4	152,1
PAPELON 230	Venezuela	338,4	335,1	306,2	220,2	261,0
CURUPAO 230	Venezuela	97,7	96,8	88,4	63,6	75,4
MAGALLAN230	Venezuela	340,2	336,9	307,7	221,2	262,5
PEDRERA230	Venezuela	172,3	170,6	155,8	112,1	132,8
D.LOZADA230	Venezuela	280,6	259,6	236,2	217,8	205,2
Arenosa 230	Venezuela	457,2	414,3	370,9	336,6	312,4
P.CENTRO230	Venezuela	304,3	275,7	246,7	223,9	207,7
ARAGUA 230	Venezuela	369,8	335,0	299,9	272,1	252,7
S.DIEGO 230	Venezuela	349,5	334,4	311,0	262,5	259,1
C.AZUCAR230	Venezuela	146,4	132,7	118,7	107,9	99,9
MACARO 230	Venezuela	178,8	162,0	144,9	131,6	122,2
VALENCIA230	Venezuela	539,5	495,7	448,6	411,9	386,2
EL ISIRO230	Venezuela	347,7	314,9	281,8	255,7	237,4
ACARIGII230	Venezuela	242,1	219,5	196,3	178,2	165,3
CALABZO230	Venezuela	121,7	110,3	98,7	89,6	83,1
TIARA230	Venezuela	74,2	65,6	59,5	67,3	68,2
RIOCHICII	Venezuela	113,3	102,6	91,9	83,4	77,4
VICTORIA II	Venezuela	54,9	49,8	44,5	40,4	37,5
BARQUISI230	Venezuela	273,7	257,1	233,3	199,3	184,3
CABUDARE230	Venezuela	170,8	154,7	138,6	125,7	116,7
MANZANO230	Venezuela	186,8	175,4	159,1	136,0	125,8
CUATRICE230	Venezuela	164,3	149,9	137,2	134,5	110,9
RINCON 230	Venezuela	624,5	578,3	535,7	524,9	445,7
TRINIDAD230	Venezuela	305,5	278,6	254,9	249,9	206,2

Tabla 11. (Continuación) Demanda en Potencia (MW) por Bloque de Demanda para cada Barra de Carga de los Sistemas Bajo Estudio para el año base 2006.

Barra	País	Carga Total en Barra Boque 1 (MW)	Parte de Carga Total Bloque 2 (MW)	Parte de Carga Total Bloque 3 (MW)	Parte de Carga Total Bloque 4 (MW)	Parte de Carga Total Bloque 5 (MW)
P.PIEDRA230	Venezuela	416,5	379,9	347,7	340,9	281,3
MOROCH.2230	Venezuela	408,7	373,4	331,9	311,3	269,3
TABLAZO 230	Venezuela	145,6	137,8	119,2	112,0	92,4
CABIMAS230	Venezuela	134,3	123,4	109,8	103,2	85,1
B.VISTA 230	Venezuela	84,0	71,4	60,1	54,2	55,1
URIBANTE230	Venezuela	71,7	61,1	51,3	46,2	47,1
COROZO 230	Venezuela	372,9	317,5	266,5	240,4	244,8
P.PAEZ 230	Venezuela	363,5	309,4	259,8	234,4	238,4
VIGIA II230	Venezuela	93,0	79,2	66,4	60,1	61,2
Total Carga Venezuela (MW)		15.800				

Tabla 12. Demanda en Potencia (MW) por Bloque de Demanda para cada Barra con Carga tipo Industrial de los Sistemas Bajo Estudio para el año base 2006.

Barra	País	Carga Total Industrial en Barra (MW)	Parte de Carga Indust. en Bloque 2 (MW)	Parte de Carga Indust. en Bloque 3 (MW)	Parte de Carga Indust. en Bloque 4 (MW)	Parte de Carga Indust. en Bloque 5 (MW)
GUAYA.B 400	Venezuela	2.518,0	2.430,0	2.392,0	2.350,0	2.211,0
LA CANOA400	Venezuela	129,8	125,2	123,2	121,2	113,9
GUAYA.A 230	Venezuela	128,4	123,9	122,0	119,8	112,7
S.TERESA230	Venezuela	221,9	223,5	216,4	211,0	208,4
FURRIAL 400	Venezuela	269,4	257,5	242,1	234,5	220,0
JOSE 400	Venezuela	261,5	256,2	239,1	226,9	209,8
PALITAL 400	Venezuela	129,0	126,7	124,6	122,2	115,9
BOLIVAR 230	Venezuela	56,5	54,0	47,9	44,0	38,8
Tigre 230	Venezuela	70,9	72,6	67,7	64,3	59,5
D.LOZADA230	Venezuela	55,1	55,5	53,7	52,4	51,7
VALENCIA230	Venezuela	70,7	71,2	68,9	67,2	66,3
TIARA230	Venezuela	74,2	65,6	59,5	67,3	68,2
RINCON 230	Venezuela	109,9	110,5	108,5	106,2	102,3
MOROCH.2230	Venezuela	27,9	28,0	27,5	26,9	25,9
Total Carga Industrial (MW)		4.123				

1.8. Representación de las Expansiones

Dentro de los planes de expansión de generación y de transmisión contemplados en las fuentes de información consideradas, existen una serie de obras que están programadas para entrar en servicio dentro del período de estudio. Puesto que la entrada en servicio de las mismas afecta el despacho regional de la generación, éstas se han incluido dentro de la modelación.

Para el sistema de transmisión venezolano solo se incluyen las obras previstas en los sistemas de 765 kV, 400 kV y 230 kV, las cuales son refuerzos en la red troncal con los que se pretende liberar restricciones y aumentar los límites de transferencia.

1.8.1. Planes para Generación

En la Tabla 13 se puede observar el cronograma previsto para la expansión y modificación del parque de generación de cada uno de los países considerados en el estudio a lo largo del período de estudio, incluyendo el año tomado como base 2006.

Tabla 13. Plan de Expansión de Generación Considerado en la Simulación

Fecha Entrada	Nombre	Tipo	Capacidad (MW)	ICP (%)	IH (%)	País
01/01/2006	PHLE	Termo	19	0	0	Ecuador
01/01/2006	SIBIMBE	Hidro	16	0,3	3	Ecuador
01/01/2006	HIDROABANICO	Hidro	15	0,5	0,5	Ecuador
01/03/2006	CARUACHI 12	Hidro	180	3	8,33	Venezuela
01/07/2006	CALDERAS	Hidro	26	10	10	Colombia
01/10/2006	POWERBARGEI	Termo	48	1,16	13,56	Ecuador
01/10/2006	KEPPELS	Termo	150	1,16	13,56	Ecuador
01/11/2006	ELMORRO	Termo	54	20	20	Colombia
01/11/2006	H-ESPERANZA	Hidro	2,2	0	0	Ecuador
01/01/2007	SALINAS	Termo	10	0	0	Ecuador
01/02/2007	G_SANFRANCIS	Hidro	115	0,3	7,75	Ecuador
01/03/2007	H-POZA HONDA	Hidro	1,8	0	0	Ecuador
01/03/2007	HIDROABANICO	Hidro	30	0,5	0,5	Ecuador
01/06/2007	BARRANCASII1	Termo	160	3	10	Venezuela
01/07/2007	G_SANFRANCIS	Hidro	230	0,3	7,75	Ecuador
01/08/2007	TERZULCA3	Termo	150	12	12	Venezuela
01/11/2007	ELMORRO	Termo	54	15	15	Colombia
01/12/2007	Argimiro Gal	Termo	40	5	10	Venezuela
01/12/2007	JosfaCame1	Termo	150	12	12	Venezuela
01/03/2008	TERZUL II1	Termo	150	12	12	Venezuela
01/03/2008	TERZUL II2	Termo	150	12	12	Venezuela
01/03/2008	JosfaCame2	Termo	150	12	12	Venezuela
01/03/2008	JosfaCame3	Termo	150	12	12	Venezuela
01/04/2008	HIDROVICTORI	Hidro	7,3	0	0	Ecuador
01/04/2008	LA VUELTOSA	Hidro	514	3	10	Venezuela
01/04/2008	MASPARRO	Hidro	25	2	10	Venezuela
01/06/2008	Cabrutica1	Termo	150	12	12	Venezuela
01/06/2008	EzqZam	Termo	150	3	10	Venezuela
01/07/2008	RAIZA1	Termo	90	3	7	Venezuela
01/07/2008	RAIZA2	Termo	90	3	7	Venezuela
01/07/2008	Cabrutica2	Termo	150	12	12	Venezuela
01/07/2008	PCent01GFo	Termo	400	3	15	Venezuela
01/08/2008	PLCRUZ	Termo	300	3	10	Venezuela
01/08/2008	EDC	Termo	234	3	6,65	Ecuador
01/10/2008	BABA	Hidro	42	0	0	Ecuador
01/12/2008	Morochas1	Termo	300	0	0	Venezuela
01/12/2008	PbloViejo12	Termo	300	0	0	Venezuela
01/12/2008	FabriciOje	Termo	500	12	12	Venezuela
01/12/2008	PFijoIIGD	Termo	400	3	15	Venezuela
01/12/2008	PCent05GFo	Termo	400	3	15	Venezuela
01/01/2009	FLORES 4	Termo	160	1,98	3,81	Colombia
01/01/2009	H-SAN JOSE	Hidro	5,7	0	0	Ecuador
01/01/2009	H-TOPO	Hidro	20	0	0	Ecuador
01/03/2009	TERZUL II3	Termo	150	12	12	Venezuela
01/03/2009	G_MAZAR	Hidro	186	1,3	8	Ecuador

Tabla 13. (Continuación) Plan de Expansión de Generación Considerado en la Simulación

Fecha Entrada	Nombre	Tipo	Capacidad (MW)	ICP (%)	IH (%)	País
01/07/2009	AMOYA	Hidro	77,94	15	15	Colombia
01/11/2009	CUMANA	Termo	450	3	10	Venezuela
01/12/2009	Morochas2	Termo	150	0	0	Venezuela
01/12/2009	PbloViejo 3	Termo	150	0	0	Venezuela
01/12/2009	BARRANCASII2	Termo	150	3	10	Venezuela
01/01/2010	ARGOS	Termo	50	10	10	Colombia
01/06/2010	PORCE III	Hidro	659,98	15	15	Colombia
01/07/2010	AMOYA	Hidro	77,94	10	10	Colombia
01/08/2010	MANSO	Hidro	27	10	10	Colombia

1.8.2. Planes para Transmisión

En estos se incluyen las obras previstas para refuerzo de expansión del sistema troncal de transmisión que puedan afectar los límites de intercambio entre áreas. Las obras para resolver problemas regionales en Venezuela en niveles inferiores a 230 kV no están consideradas.

La Tabla 14 muestra las obras modeladas y las fechas esperadas de puesta en servicio de las mismas.

Tabla 14. Plan de Expansión de Transmisión Considerado en la Simulación

Fecha Entrada	Nombre Circuito	Resistencia (%)	Reactancia (%)	Límite de Flujo (MW)	País
01/01/2006	SCAR2-SCAR52	0	1,31	760	Colombia
01/01/2006	SCAR5-SCAR21	0	2,62	340	Colombia
01/01/2006	SABA5-SABA21	0	0,87	1030	Colombia
01/01/2006	PAIPA2SOCHA2	0,05	0,51	270	Colombia
01/01/2006	macf230-138	0	7,15	100	Ecuador
01/01/2006	TSRO 230/138	0	0,98	710	Ecuador
01/01/2006	VIC POM 138	0,745	2,738	186	Ecuador
01/01/2006	POM IBA 138	2,094	7,694	160	Ecuador
01/01/2006	PAS JUN 138	3,879	11,472	141	Ecuador
01/01/2006	EQU JUN 138	2,99	8,843	120	Ecuador
01/01/2006	JUN SEL 138	2,54	7,514	240	Ecuador
01/01/2006	JUN POS 138	4,15	12,273	120	Ecuador
01/01/2006	Aca-PPaez230	2,3206	20,644	800	Venezuela
01/01/2006	RioChII-STER	1,907	11,725	400	Venezuela
01/01/2006	Barb-RioChII	0,043	0,3968	400	Venezuela
01/01/2006	Saba5-CHIN52	1,9063	12,178	400	Venezuela
01/01/2006	PCEN ISI2302	3,7521	20,96	500	Venezuela
01/01/2006	PCe400/230-2	0	1,13	450	Venezuela
01/01/2006	Fu400/230	0	1,11	450	Venezuela
01/01/2006	PALIT-FURRL2	0,0361	0,4441	1225	Venezuela
01/01/2006	Mor-Cabimas	0,4446	2,9447	340	Venezuela
01/01/2006	Mor-Tbz230-1	0,88911	5,8894	340	Venezuela
01/01/2006	Cabimas-Tbz	0,4446	2,9447	340	Venezuela
01/01/2006	SCAR5-CERR52	1,2434	7,147	400	Venezuela
01/01/2006	Horq-Cbzo	1,266	15,91	300	Venezuela
01/03/2006	PAS SAL 138	0,515	2,01	380	Ecuador
01/03/2006	PAS TRI 230	0,11	0,4	706	Ecuador
06/03/2006	MIRAF-GUATA2	0,62	5,17	266	Colombia
09/03/2006	SCAR5-CERR51	0,2	2,78	1949	Colombia
11/03/2006	Saba5-CHIN52	0,2	2,42	200	Colombia
15/03/2006	Saba5-CHIN51	0,2	2,42	1949	Colombia
15/03/2006	Saba5-CHIN52	0,17	2,41	1851	Colombia
01/04/2006	CARTA-SABAN2	1	8,34	319	Colombia
01/04/2006	ENVIG-GUATA2	0,76	6,31	266	Colombia
01/04/2006	ORIENT-GUATA	0,46	3,79	266	Colombia
01/04/2006	BARBO-GUATA2	0,49	4,08	315	Colombia
01/04/2006	GUATA2-PLAY2	0,26	2,13	266	Colombia
01/04/2006	ORIENT-PLAY2	0,66	5,52	266	Colombia
01/04/2006	SCAR2-GUAT22	0,28	2,54	666	Colombia
01/04/2006	GUATA-JAGUA1	0,08	0,68	673	Colombia
01/04/2006	GUATA-SIERRA	0,79	6,71	278	Colombia
01/04/2006	GUATA1-PLAY1	2,64	9,68	999	Colombia
01/04/2006	PERAL-MANZA1	8,71	22,86	999	Colombia
01/04/2006	PRADO-FLAND1	4,23	10,81	999	Colombia

Tabla 14. (Continuación) Plan de Expansión de Transmisión Considerado en la Simulación

Fecha Entrada	Nombre Circuito	Resistencia (%)	Reactancia (%)	Límite de Flujo (MW)	País
01/05/2006	PAU CUE 230	1,121	9,293	300	Ecuador
01/06/2006	GUATA1-CALD1	1,65	6,06	999	Colombia
01/06/2006	CALD1-RIOCLA	4,93	18,13	999	Colombia
01/10/2006	IDE MIL 230	1,156	9,269	265	Ecuador
01/10/2006	MAC IDE 230	0,218	1,97	353	Ecuador
01/10/2006	TIDE 230/138	0	10	167	Ecuador
01/10/2006	EDC IDE 230	0,134	1,044	250	Ecuador
01/10/2006	TMIL 230/138	0	2,63	428	Ecuador
01/01/2007	PRIM5-SNCAR5	0,08	1,02	1169	Colombia
01/01/2007	CERR5-PRIMV5	0,26	3,21	1169	Colombia
01/01/2007	PRIM2-PRIMV5	0	2,53	405	Colombia
01/01/2007	PRIM5-BACAT5	0,25	3,05	1169	Colombia
01/01/2007	BACA5-BACAT2	0	1,29	810	Colombia
01/01/2007	BACAT2-TORCA	0,2	1,09	446	Colombia
01/01/2007	BACAT2-NOROR	0,2	1,09	446	Colombia
01/01/2007	MAC-VICT II	0,065	0,595	400	Venezuela
01/01/2007	HQT-VICT II	0,531	3,403	400	Venezuela
01/01/2007	MAC HRQ23012	0,5955	3,9981	400	Venezuela
01/01/2007	Saba5-CHIN51	0,6631	3,812	800	Venezuela
01/01/2007	AcarII-BarIV	1,89	16,89	800	Venezuela
01/01/2007	LFlor-Barina	1,0983	7,3743	800	Venezuela
01/01/2007	AcarII-LFlor	1,2836	8,6181	800	Venezuela
01/02/2007	SFRATOT 230	0,234	2,012	256	Ecuador
01/03/2007	JAMPOMRef	1,1035	9,975	250	Colombia-Ecuador
01/03/2007	JAM BETRef	1,1035	16,3	250	Colombia
01/03/2007	POMSROref	0,258	2,1375	250	Ecuador
01/04/2007	PRIM5-OCADA5	0,26	3,24	1169	Colombia
01/04/2007	OCAD5-OCADA2	0	2,53	405	Colombia
01/04/2007	OCAD5-COPEY5	0,26	3,24	1169	Colombia
01/04/2007	COPE5-COPEY2	0	2,53	405	Colombia
01/04/2007	COPEY VDUPAR	1,49	9,98	205	Colombia
01/04/2007	COPE5-BOLIV5	0,22	2,73	1169	Colombia
01/04/2007	BOLI5-BOLIV2	0	2,53	405	Colombia
01/04/2007	BOLI2-TERNE2	0,1	0,66	216	Colombia
01/04/2007	BOLIV2-SAB22	1,38	9,42	216	Colombia
01/04/2007	CARTA-BOLIV2	0,08	0,59	216	Colombia
01/04/2007	BOLIV2-SAB21	1,19	8,48	309	Colombia
01/06/2007	QUE POR 230	2,055	9,934	140	Ecuador
01/06/2007	TPOR230/138	0	4,41	140	Ecuador
01/06/2007	TGR INDIO	1,9976	15,028	300	Venezuela
01/06/2007	Furr-IndL1	0,3567	2,6834	300	Venezuela
01/06/2007	Tigre-FurrL1	1,5814	11,897	300	Venezuela

Tabla 14. (Continuación) Plan de Expansión de Transmisión Considerado en la Simulación

Fecha Entrada	Nombre Circuito	Resistencia (%)	Reactancia (%)	Límite de Flujo (MW)	País
01/06/2007	TGR INDIO 2	1,9976	15,028	300	Venezuela
01/06/2007	Furr-IndL2	0,3567	2,6834	300	Venezuela
01/06/2007	Tigre-FurrL2	1,5814	11,897	300	Venezuela
01/07/2007	TER SRO 230	1,555	12,065	280	Ecuador
01/01/2008	CUE LOJ 138	5,69	17,76	189	Ecuador
01/01/2008	Areno-Guaca	3,456	26,026	300	Venezuela
01/01/2008	Aren-YaraL2	0,03068	0,71796	5190	Venezuela
01/01/2008	Yar765/230T2	0	1,5	1000	Venezuela
01/06/2008	Cum2-Cas2301	0,8875	6,7075	450	Venezuela
01/06/2008	Cum2-Cas2302	0,8875	6,7075	450	Venezuela
01/06/2008	Cum2Gua22302	0,7337	5,5448	450	Venezuela
01/06/2008	Cum2Gua22301	0,7337	5,5448	450	Venezuela
01/06/2008	ANACBARB230	1,1071	6,4668	400	Venezuela
01/06/2008	TIGANAC230	1,4477	8,4566	400	Venezuela
01/06/2008	INDMAT230	0,1183	0,8943	450	Venezuela
01/06/2008	MATCAS230	1,42	10,732	450	Venezuela
01/12/2008	SNBE1-SANTA1	3,74	11,61	999	Colombia
01/01/2009	SABA5-SABA21	1,9584	13,149	398	Venezuela
01/03/2009	PAU MAZ 230	0,03	0,28	342	Ecuador

1.9. Costo del Déficit

El costo del déficit es una variable importante para el modelo ya que con base a éste se toman decisiones de despacho y de racionamiento. En el caso específico de Venezuela no existe ningún estudio que soporte algún valor asociado al déficit pero se ha utilizado tradicionalmente para estudios de expansión de generación un valor igual a 450 US\$/MWh. Por esta razón se decide utilizar para todo el conjunto de sistemas eléctricos a simular como valor referencial el criterio usado en Colombia el consiste en que para el primer 5% de la carga a racionar el costo respectivo del racionamiento es de 354,88 US\$/MWh y para el 95% restante el costo de racionamiento asciende a 1.386,87 US\$/MWh.

2. Definición de los Casos de Simulación y Análisis de los Resultados Obtenidos

2.1. Casos de Simulación

Para cumplir con los objetivos del trabajo se definen básicamente dos casos de simulación operativa de los Sistemas Interconectados de los tres países considerados en este estudio. El primer caso de simulación es el denominado Caso Base, el cual está conformado por el juego de datos y premisas enunciadas en el punto 1 de este capítulo y consiste en modelar los tres sistemas eléctricos bajo la hipótesis de un despacho coordinado a mínimo costo, manteniendo las condiciones económicas actuales en cada uno de los países, esto es, manteniendo el precio actual de los combustibles existente en cada país como referencia de costo para la generación térmica de las unidades ubicadas en los respectivos países. El segundo caso llamado Sensibilidad a Combustibles es fundamentalmente el mismo Caso Base con la diferencia de que se establecen los mismos precios de referencia de combustibles para los tres países y en este caso, como se mencionó en secciones anteriores de este capítulo, dichos precios de referencia únicos para los tres países corresponden a los publicados por la EIA de los Estados Unidos de Norteamérica en su página web.

Particularmente el precio tomado para el gas natural es el correspondiente al del mes de noviembre de 2006 (7,48 US\$/miles-ft³) mientras que los precios considerados en la modelación del segundo caso para los combustibles líquidos son los correspondientes a los del mes de diciembre de ese mismo año, es decir, un precio de 205,3 cents US\$/Galón para el Diesel y un precio de 105,3 cents US\$/Galón para el Fuel Oil.

Es importante resaltar que, además de los dos casos mencionados anteriormente donde los tres sistemas eléctricos de cada uno de los países se encuentran interconectados y operan en todo momento de manera acoplada, para brindar una mayor comprensión de los resultados se decide realizar la simulación de los tres sistemas operando de manera aislada, es decir, se simula la operación de cada sistema por sí solo como si no existiera interconexión alguna entre ellos. Esto permitirá hacer ciertas conclusiones las cuales se verán más adelante luego

de que se muestren y analicen los resultados obtenidos en cada caso. Las simulaciones en ambos casos se realizaron para 57 series hidrológicas igualmente probables, por lo que todos los resultados aquí mostrados se corresponden con el valor esperado de las 57 secuencias evaluadas.

2.2. Análisis de los Resultados Obtenidos

Se presentarán los resultados más relevantes de cada uno de los casos por separado y posteriormente se realizará una comparación entre ellos. Las variables básicas para analizar son los costos marginales promedios mensuales a lo largo del período de estudio, el balance de energía de cada uno de los países, el intercambio de potencia entre los países y el déficit tanto por área operativa como total.

2.2.1. Análisis del Caso Base

Como ya se ha mencionado, el Caso Base consiste en la simulación de los tres sistemas eléctricos operando de manera interconectada bajo el criterio de un despacho coordinado de mínimo costo y respetando los precios de los combustibles existentes internamente en cada uno de los países.

En la Figura N° 50 se aprecian los costos marginales promedio resultantes en cada uno de los países una vez efectuada la simulación del Caso Base. Allí se puede observar que el costo marginal en el sistema colombiano es bastante estable a lo largo del período de estudio si se compara con el de Venezuela y Ecuador los cuales presentan ciertas fluctuaciones. También se puede deducir que la media de tales costos marginales en todo el período se encuentra por el orden de los 40 US\$/MWh para los tres países pero que la tendencia que se tiene para finales del período en el caso venezolano es que el costo marginal en este país sea inferior al de Colombia y Ecuador, lo cual es natural pensar si se toma en cuenta que los precios de los combustibles en Venezuela permanecerán muy por

debajo del nivel del que se estima tanto en Colombia como en Ecuador, por los subsidios de los cuales son objeto internamente en Venezuela.

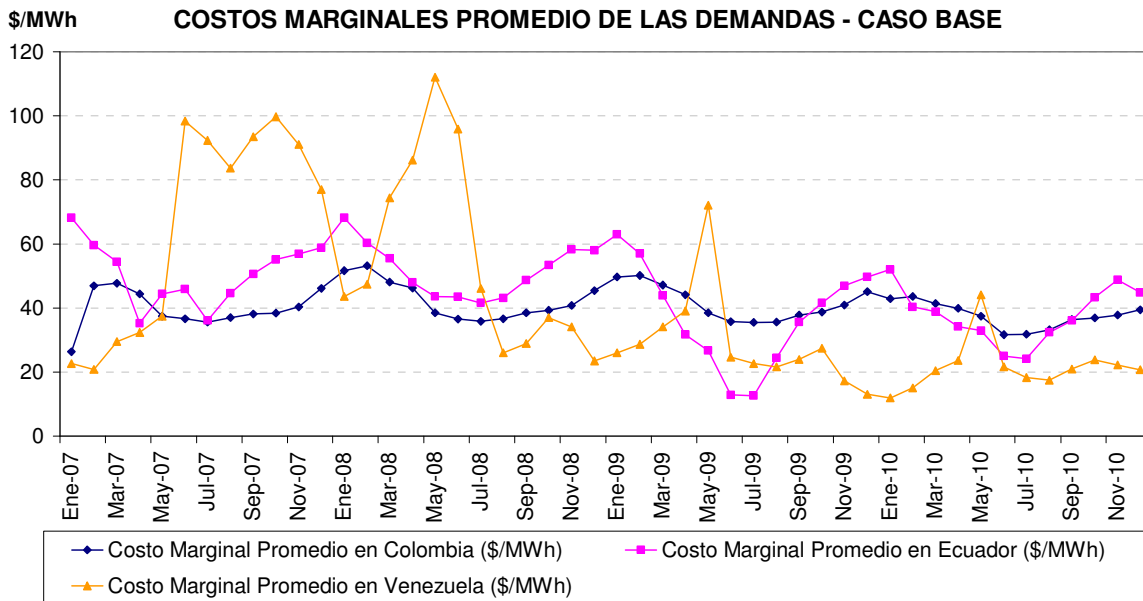


Figura N° 50. Costos Marginales Promedio de Demanda para el Caso Base

Durante gran parte del año 2007 y del 2008 los costos marginales en Venezuela son los más altos lo cual obedece a la alta necesidad de incrementar el parque de generación de este país así como a las limitaciones en la red de transmisión las cuales se ven aliviadas con la puesta en servicio principalmente de la Línea N° 2 Arenosa – Yaracuy a 765 kV.

La señal que brindan los costos marginales se ve reflejada en la Figura N° 51 la cual muestra los flujos de potencia entre los países frontera o con interconexión, es decir, la gráfica muestra el flujo de potencia entre Venezuela y Colombia y también entre Colombia y Ecuador. Es importante aclarar que el sentido del flujo se ha supuesto inicialmente en el mismo orden en que se han mencionado los países anteriormente, por lo tanto, cuando se tenga una cantidad de potencia positiva en la gráfica de Venezuela – Colombia esto se debe interpretar como que dicha potencia está fluyendo desde Venezuela hacia Colombia quienes jugarían el papel de exportador e importador respectivamente. Si por el contrario el

valor es negativo, el flujo va en sentido contrario y se invertirían los papeles de país exportador e importador. Esto también es válido para el caso de la interconexión Colombia – Ecuador donde se supuso como origen del flujo el lado de Colombia y como destino el lado de Ecuador (flujo positivo).

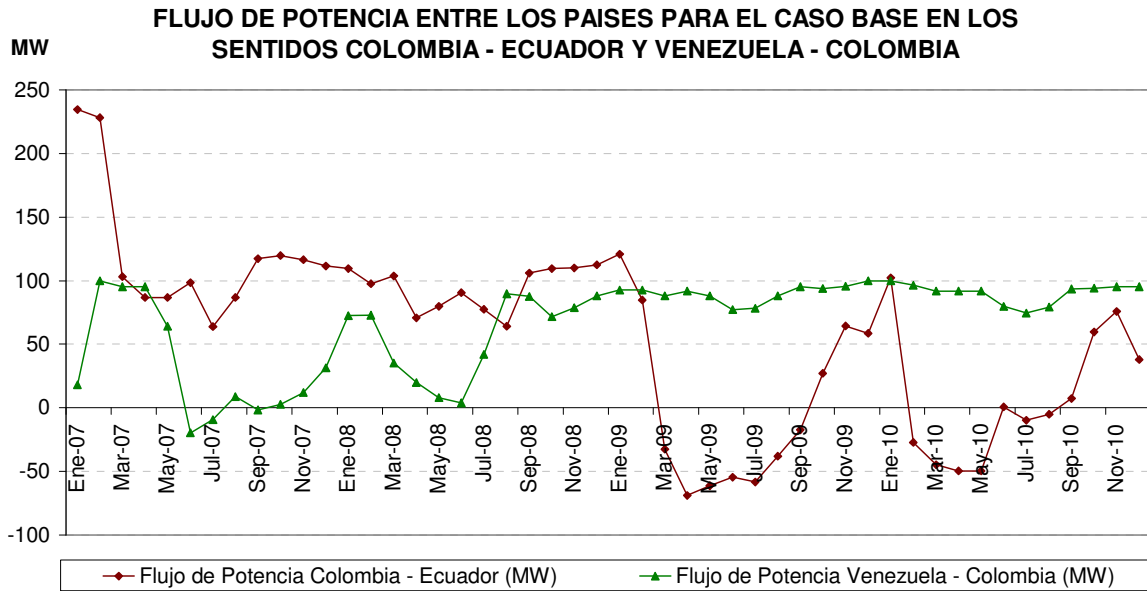


Figura N° 51. Flujos de Potencia para el Caso Base entre Venezuela – Colombia y Colombia – Ecuador respectivamente

Como se puede apreciar, en el Caso Base, prácticamente en todo el período de estudio Venezuela estaría exportando energía hacia Colombia a excepción de algunos meses en el 2007, lo cual es de esperar puesto que el costo marginal en Venezuela es menor al costo marginal en Colombia. Por otro lado se tiene que entre Colombia y Ecuador existe cierto intercambio pero solo a partir del año 2009 ya que en los años anteriores a éste Ecuador es un país netamente importador de energía.

Para un mejor análisis se pueden observar las Figuras N° 52 y 53 donde se muestra el comportamiento de los costos marginales y del flujo de potencia tanto para el caso Venezuela – Colombia como para el de Colombia – Ecuador respectivamente.

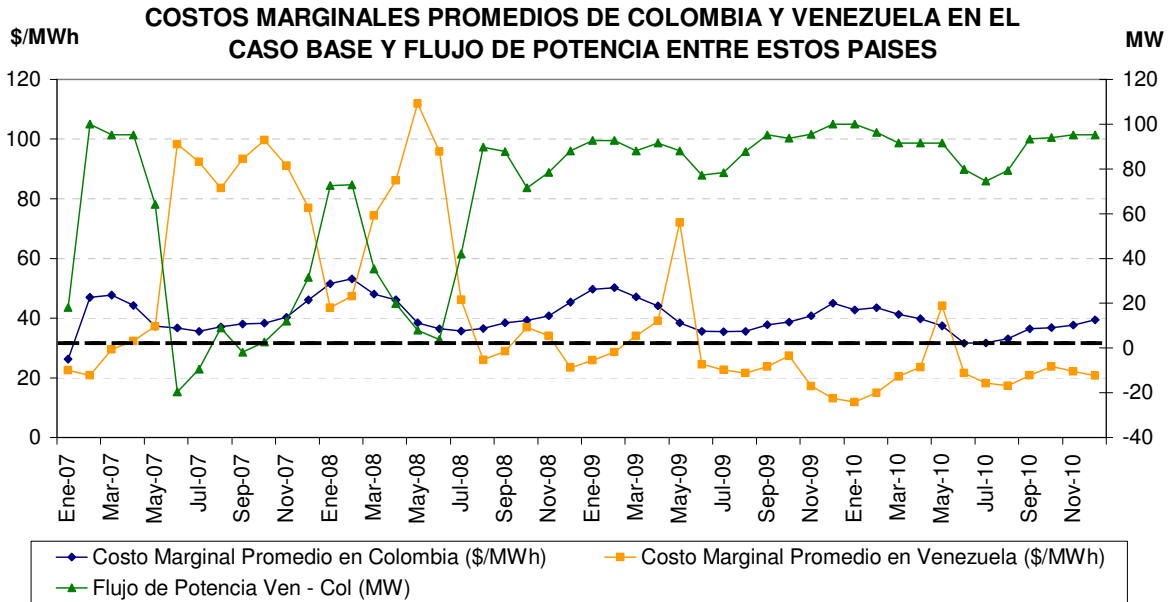


Figura N° 52. Costos Marginales Promedio de Demanda en Colombia y Venezuela para el Caso Base y el Flujo de Potencia entre ellos en sentido Venezuela - Colombia

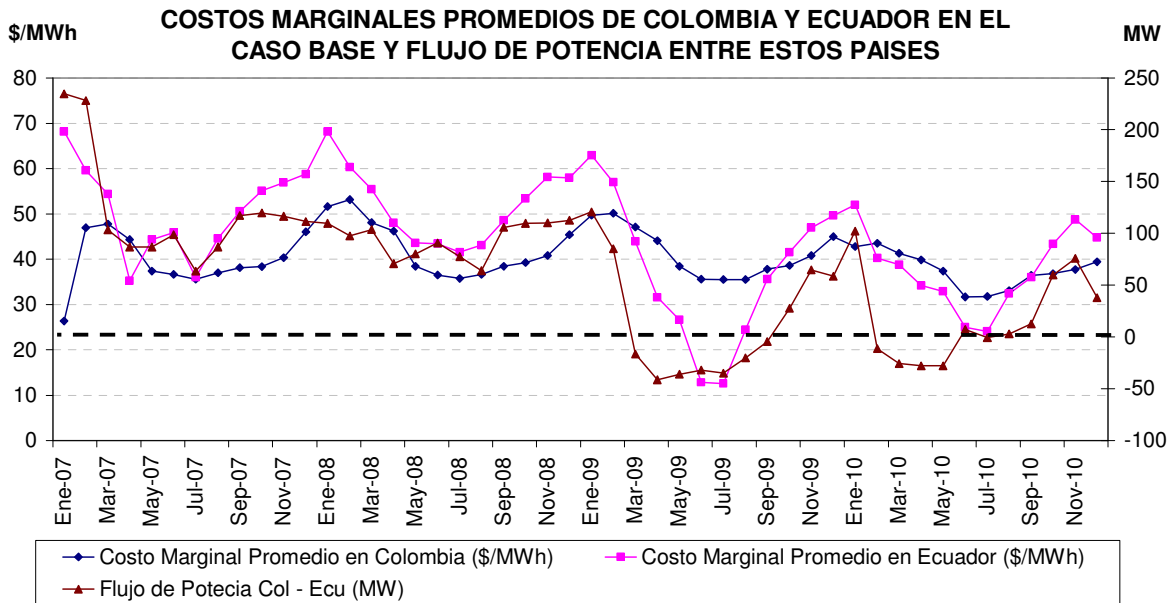


Figura N° 53. Costos Marginales Promedio de Demanda en Colombia y Ecuador para el Caso Base y el Flujo de Potencia entre ellos

Es evidente que el sentido del flujo de potencia responde al comportamiento de la variable costo marginal ya que el flujo parte del nodo con un costo marginal menor y se dirige hacia el nodo de mayor costo marginal lo cual se observa en las gráficas antes mostradas.

Para reforzar lo expuesto anteriormente, se muestra en la Figura N° 54 el costo marginal promedio obtenido en los nodos frontera objeto del estudio entre Venezuela y Colombia, es decir, Cuatricentenario y Cuestecitas respectivamente, así como también se muestra en la misma gráfica el flujo de potencia previsto en tal línea para el caso base.

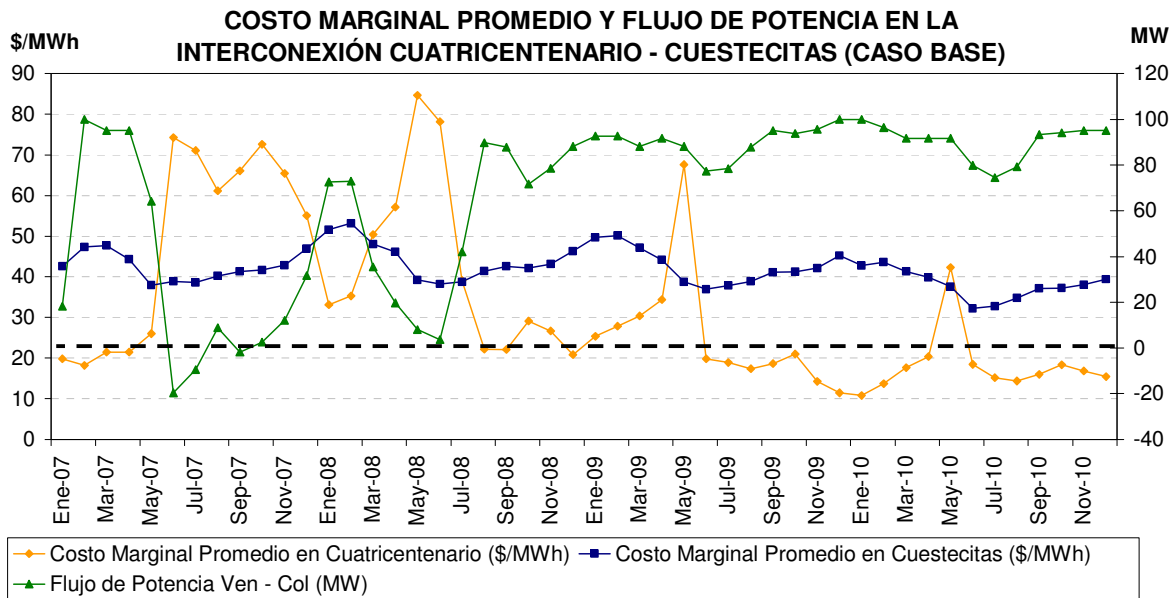


Figura N° 54. Costos Marginales Promedio de Demanda en los Nodos Frontera entre Colombia y Venezuela para el Caso Base y el Flujo de Potencia entre ellos

Si se comparan los costos marginales promedios obtenidos en Colombia y en Venezuela (Figura N° 52) con lo obtenidos en los nodos frontera entre ellos (Figura N° 54), se puede notar que el costo marginal promedio del nodo Cuatricentenario es menor que el costo marginal promedio obtenido en toda Venezuela durante prácticamente todo el período de estudio mientras que, el costo marginal promedio del nodo Cuestecitas es igual o mayor al costo marginal promedio de Colombia a lo largo del lapso de tiempo analizado.

En las Figuras N° 55 y 56 se muestran las ventas reales de energía (GWh) y los precios de la misma (US\$/MWh) durante el año 2006 de CVG EDELCA (Venezuela) para ISAGEN (Colombia) y las de Colombia para Ecuador respectivamente. Específicamente en la Figura N° 55 se puede observar el bajo uso que se dio a la interconexión Cuatricentenario - Cuestecitas (en promedio, en el año 2006, el uso fue menor al 3% de la capacidad de transmisión de energía de dicha línea) mientras que, en contraste con esta situación, la Figura N° 56 muestra una gran actividad de la interconexión entre Colombia y Ecuador (El uso promedio de la misma durante el año 2006 fue superior al 70 % de la capacidad de transmisión). Otro dato interesante que se deduce de dichas gráficas es que el precio de venta de Venezuela a Colombia en promedio fue de unos 38 US\$/MWh mientras que el precio promedio de la energía vendida por Colombia a Ecuador estuvo por el orden de 80 US\$/MWh.

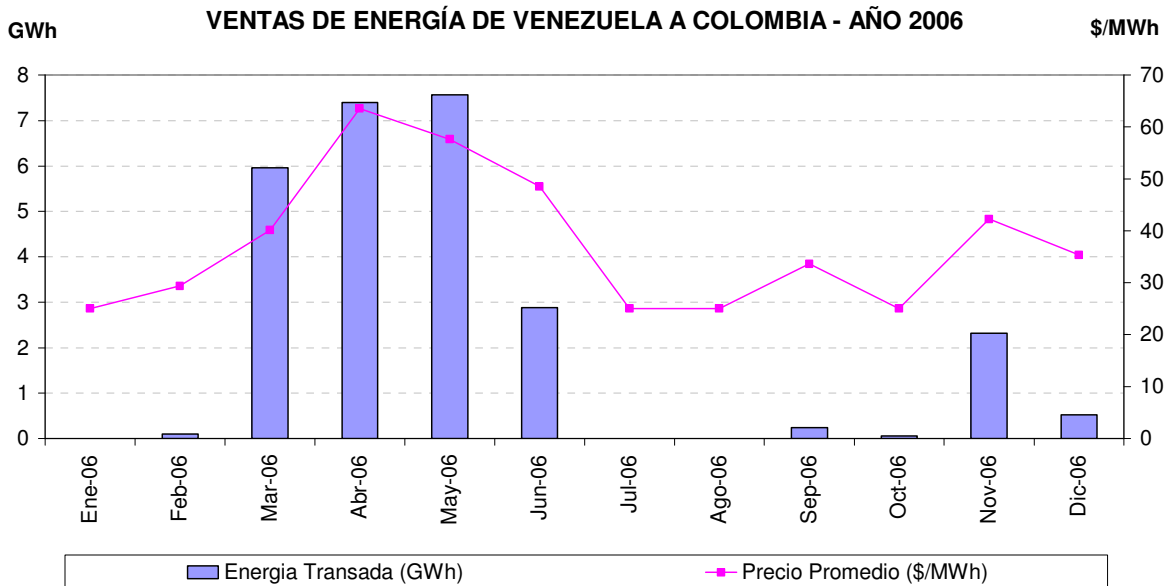


Figura N° 55. Ventas y Precios de Energía de CVG EDELCA (Venezuela) a ISAGEN (Colombia) a través de la línea Cuatricentenario – Cuestecitas durante el año 2006

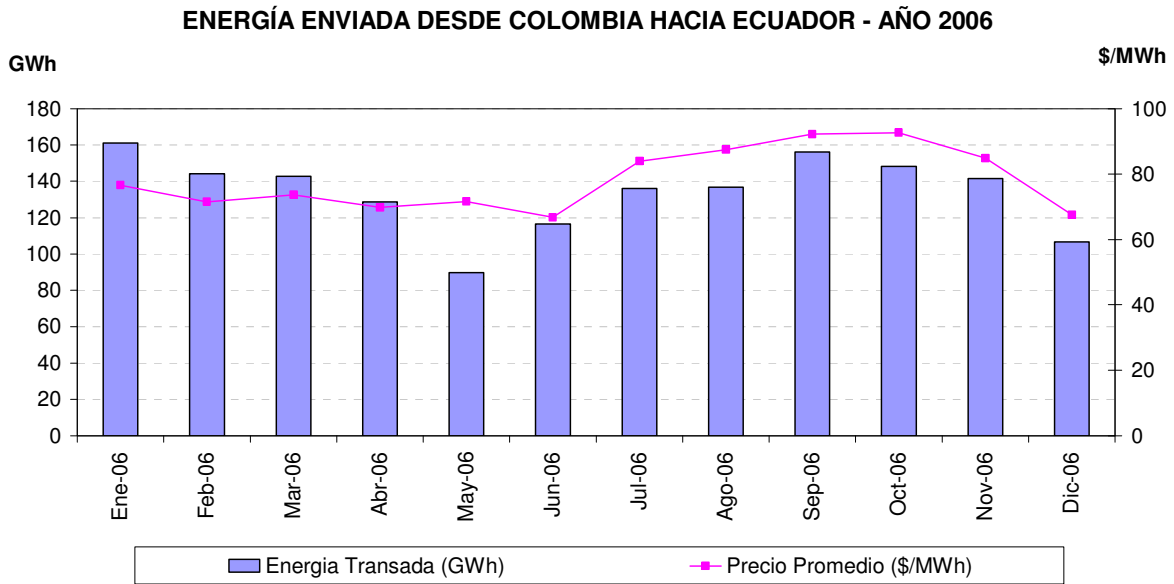


Figura N° 56. Ventas y Precios de Energía de Colombia a Ecuador través de la línea Jamondino – Pomasquí durante el año 2006

A continuación se muestran los balances de energía de cada país para el Caso Base simulado (Figuras N° 57 a 59)

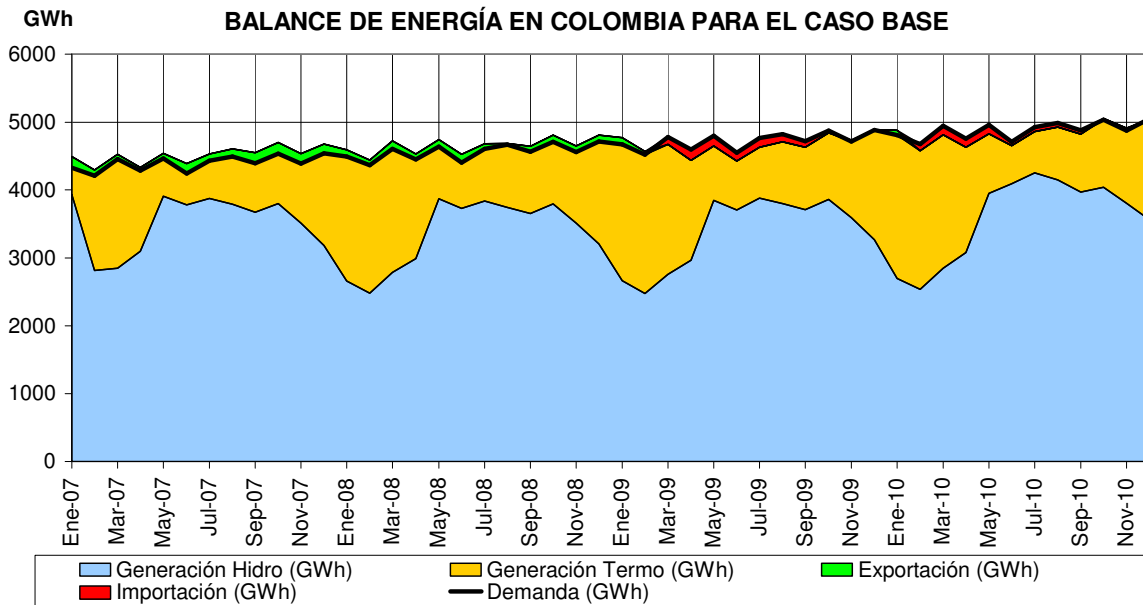


Figura N° 57. Balance de Energía en Colombia para el Caso Base

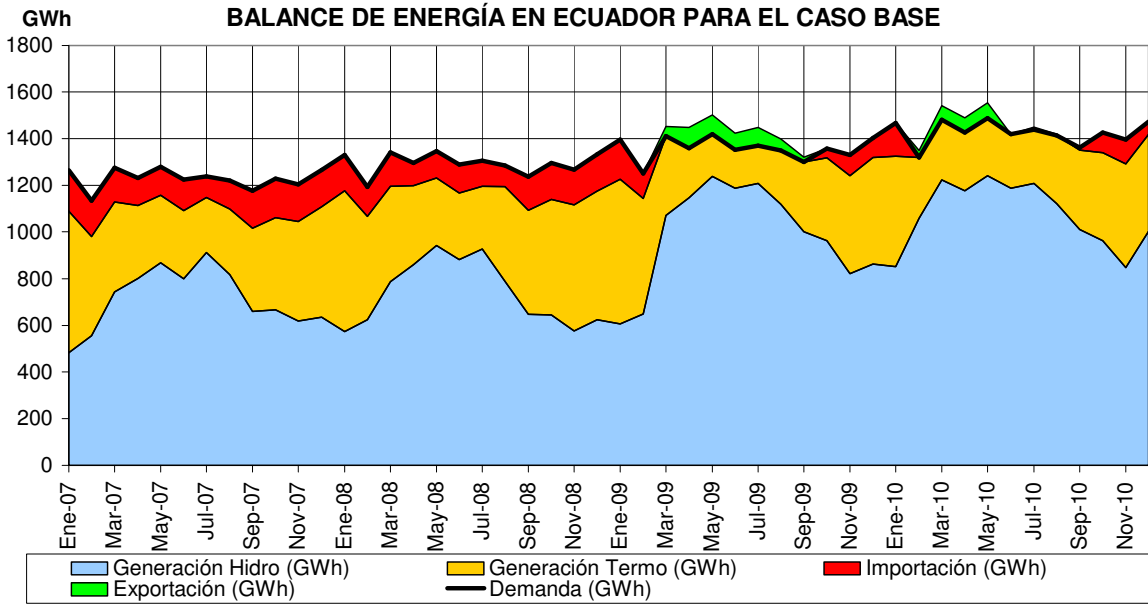


Figura N° 58. Balance de Energía en Ecuador para el Caso Base

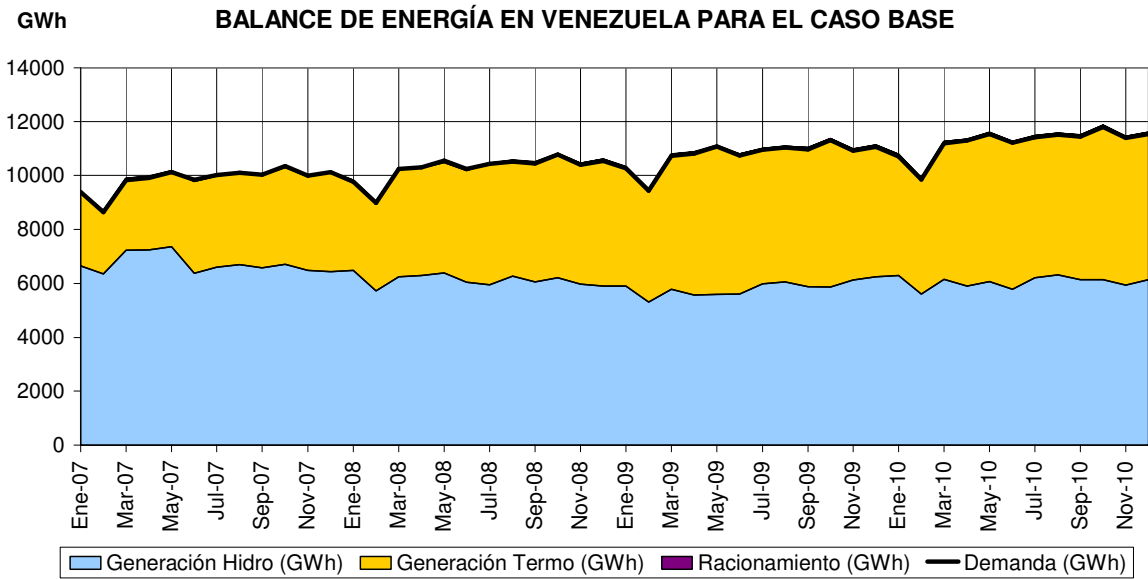


Figura N° 59. Balance de Energía en Venezuela para el Caso Base

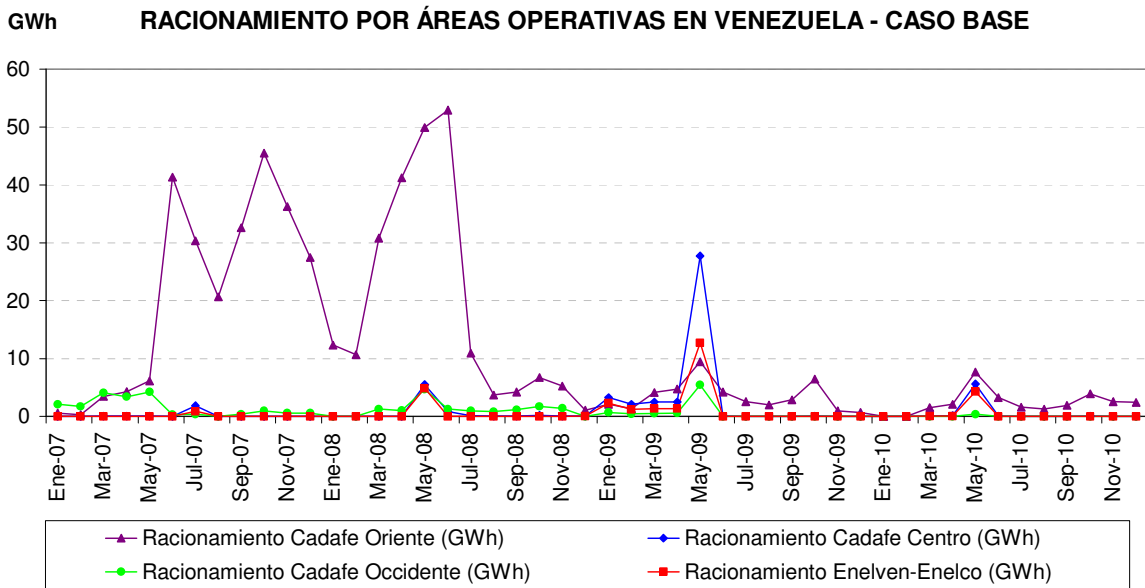


Figura N° 60. Racionamiento de Energía Mensual por Áreas Operativas en Venezuela para el Caso Base

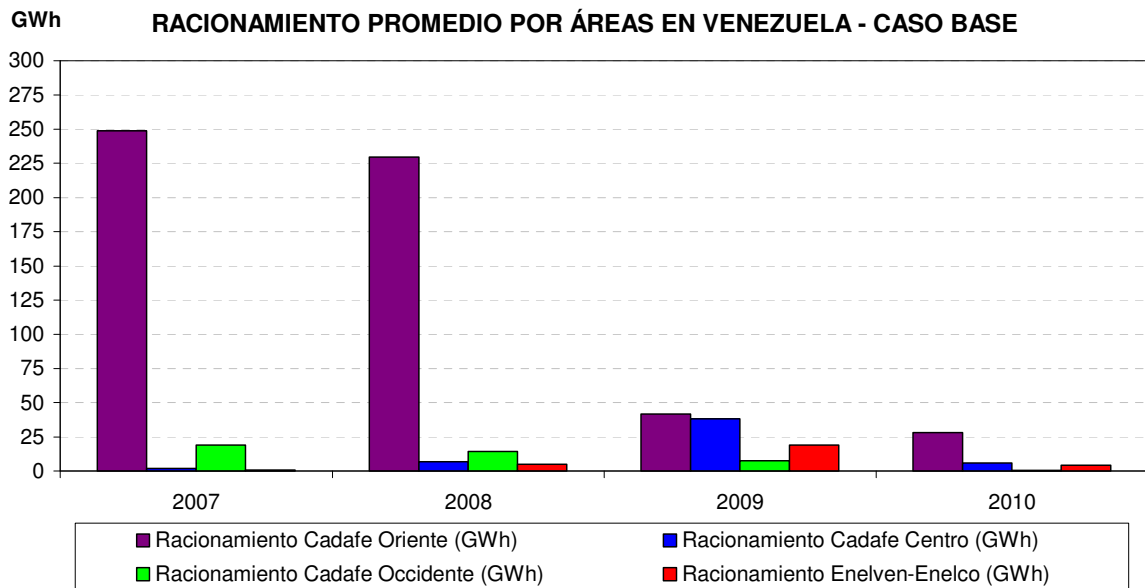


Figura N° 61. Racionamiento Promedio de Energía Anual por Áreas Operativas en Venezuela para el Caso Base

En estos balances de energía se puede observar claramente el comportamiento de Colombia y de Ecuador donde, dependiendo del valor que tome la demanda y de sus recursos propios de generación se convierten durante ciertos períodos de tiempo en países exportadores o importadores de energía. Se debe hacer énfasis en que los costos marginales obedecen a condiciones de escasez o exceso sobre todo en sistemas con recursos de generación hidrológicos.

Por su parte y a diferencia de Colombia y Ecuador, en el caso de Venezuela se obtiene como resultado de la simulación una cantidad de energía racionada, la cual por no ser de unas dimensiones considerables no se aprecia en la gráfica de la Figura N° 59, razón por la cual se muestran las Figuras N° 60 y 61 donde se observan en mejor escala los valores obtenidos de dicho racionamiento, tanto mensuales como anuales por áreas operativas respectivamente. La investigación detallada de este racionamiento permitió determinar que el mismo se debe a la insuficiencia de las redes de transporte en cuanto a capacidad de transmisión en las áreas mostradas.

Se debe mencionar que la magnitud del racionamiento es menos de un 0,3 % de la demanda, por lo que en la práctica, desde el punto de vista operativo del sistema, a través de ciertas técnicas se solventaría este problema y se puede suplir la demanda en su totalidad sin mayores inconvenientes. Sin embargo, esto evidencia la necesidad de incrementar el parque de generación y particularmente el requerimiento de mejora y ampliación de la red de transmisión ya que las limitaciones de esta red son las que más influyen, en especial en la zona oriental del país que es donde se observan mayores inconvenientes y donde se tiene previsto un crecimiento considerable de la demanda, especialmente del sector petrolero.

2.2.2. Análisis del Caso Sensibilidad a Combustibles

El caso llamado Sensibilidad a Combustibles está definido a partir del Caso Base y la única diferencia es que se establecen los mismos precios referenciales en los tres países para los combustibles y que, como se expone en las premisas, tales precios referenciales son tomados de la información publicada por la Energy Information Administration de los Estados Unidos de Norteamérica.

En la Figura N° 62 se pueden apreciar los costos marginales promedio resultantes para este caso. En esta gráfica se observa que los costos marginales en Colombia y en Ecuador son mucho más estables a lo largo del período de estudio que lo obtenido en el Caso Base, es decir, presenta fluctuaciones menos marcadas que en Caso Base y que la media se encuentra por el orden de 62 US\$/MWh. Este monto es superior que en el Caso Base debido al cambio de referencia de los combustibles, los cuales se cotizan en un precio mucho mayor en los Estados Unidos que en los países considerados en este estudio.

En cuanto a Venezuela se tiene que no sólo las variaciones son menos pronunciadas respecto al Caso Base, es decir, la curva se hace también más estable, sino que además la diferencia entre esta curva y la de los otros países es mucho mayor que la del Caso Base siendo durante todo el período de estudio los costos marginales en Venezuela los más altos y con una media superior a 160 US\$/MWh. Esto deja en evidencia el importante subsidio que poseen los combustibles en Venezuela.

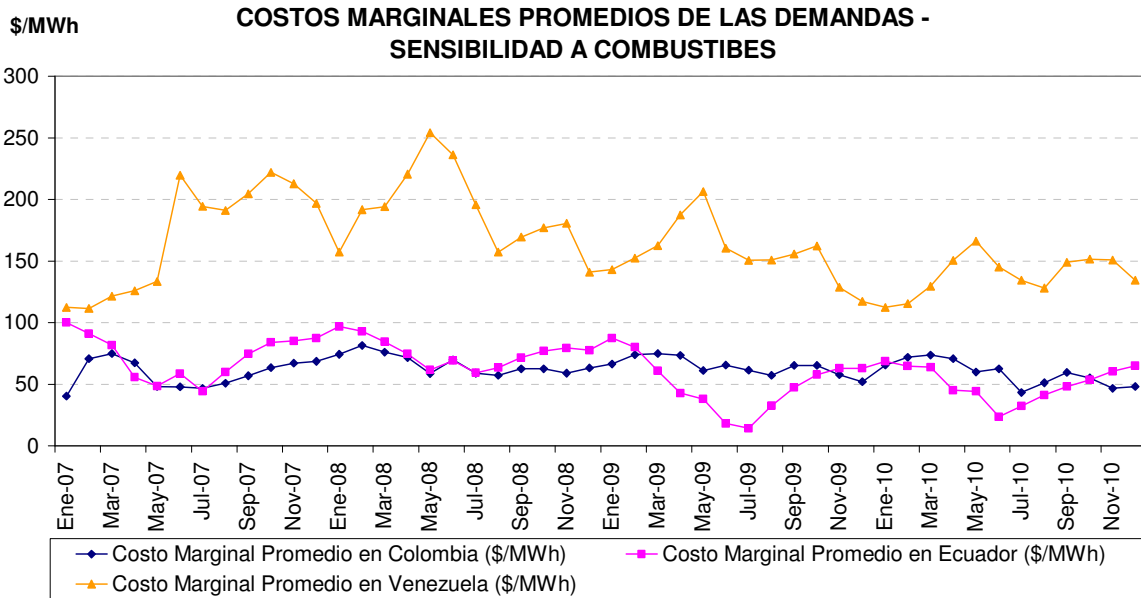


Figura N° 62. Costos Marginales Promedio para el Caso Sensibilidad a Combustibles

En cuanto a los flujos de potencia o intercambios entre los países la Figura N° 63 muestra el comportamiento de los mismos a lo largo del período de simulación de este caso de Sensibilidad a Combustibles. Es fácil identificar en dicha gráfica que, según la premisa usada de precios de combustibles iguales y superiores a los actuales, Venezuela se convierte en un país netamente importador ya que el signo de los valores que forman la curva del flujo de potencia por la línea de interconexión considerada entre este país y Colombia (Cuatricentenario – Cuestecitas) así lo evidencia. Por otra parte, el intercambio entre Colombia y Ecuador es bastante parecido en cuanto a la forma de la curva al intercambio obtenido para el Caso Base con la salvedad de que en esta oportunidad es menos marcada la predominancia de Colombia como país exportador y Ecuador como país importador.

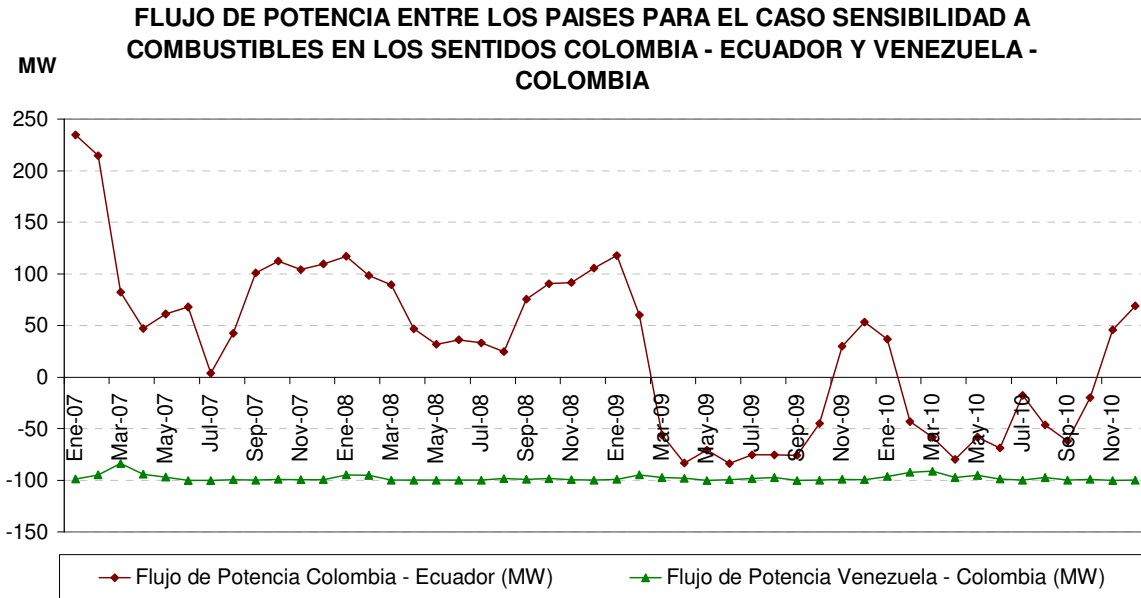


Figura N° 63. Flujos de Potencia para el Caso Sensibilidad a Combustibles entre Venezuela – Colombia y Colombia – Ecuador respectivamente

Como se puede apreciar, en el Caso Base, prácticamente en todo el período de estudio Venezuela estaría exportando energía hacia Colombia a excepción de algunos meses en el 2007 mientras que en el nuevo escenario sucede todo lo contrario.

Si se profundiza un poco más en el análisis, se pueden mezclar los resultados de los costos marginales con los de los flujos de potencia tal como se hace en el Caso Base. Esto se observa en las Figuras N° 64 y 65 donde se muestran juntos el comportamiento de estas variables tanto para la interconexión Cuatricentenario (Venezuela) – Cuestecitas (Colombia) como para la de Colombia – Ecuador respectivamente.

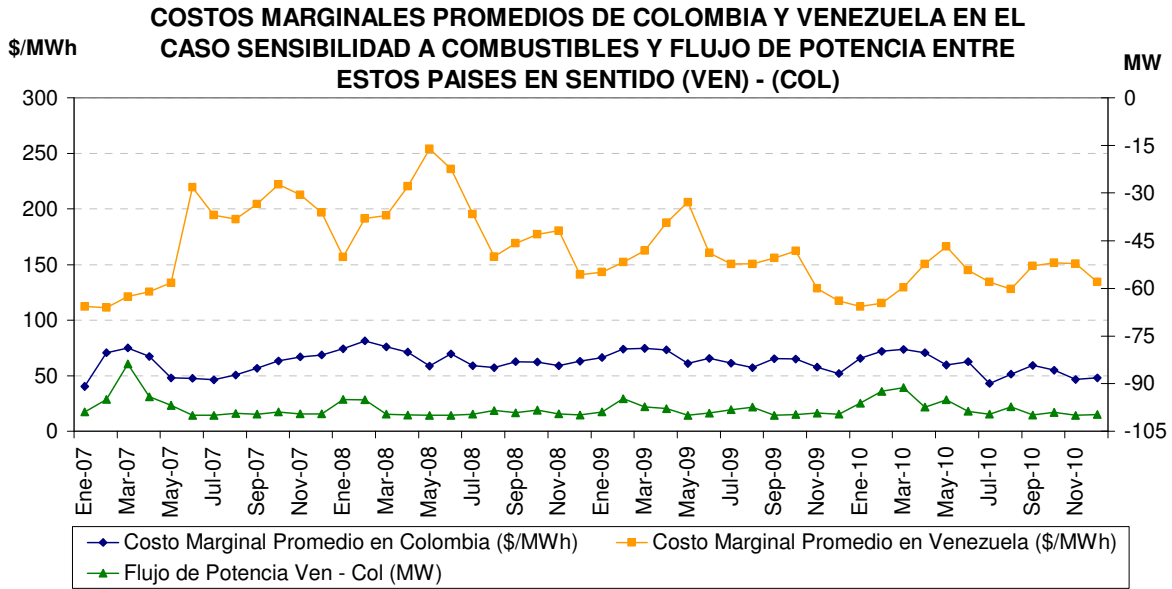


Figura N° 64. Costos Marginales Promedio de Demanda en Colombia y Venezuela para el Caso Sensibilidad a Combustibles y el Flujo de Potencia entre ellos

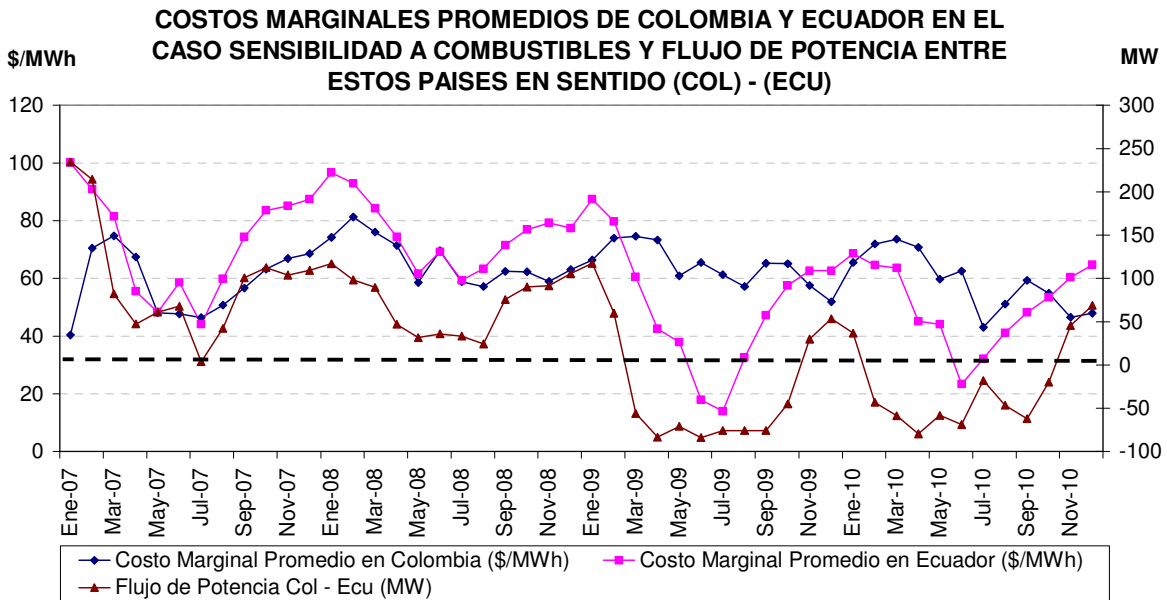


Figura N° 65. Costos Marginales Promedio de Demanda en Colombia y Ecuador para el Caso Sensibilidad a Combustibles y el Flujo de Potencia entre ellos

A continuación se muestran los balances de energía de cada país para el Caso Sensibilidad a Combustibles (Figuras N° 66 a 68)

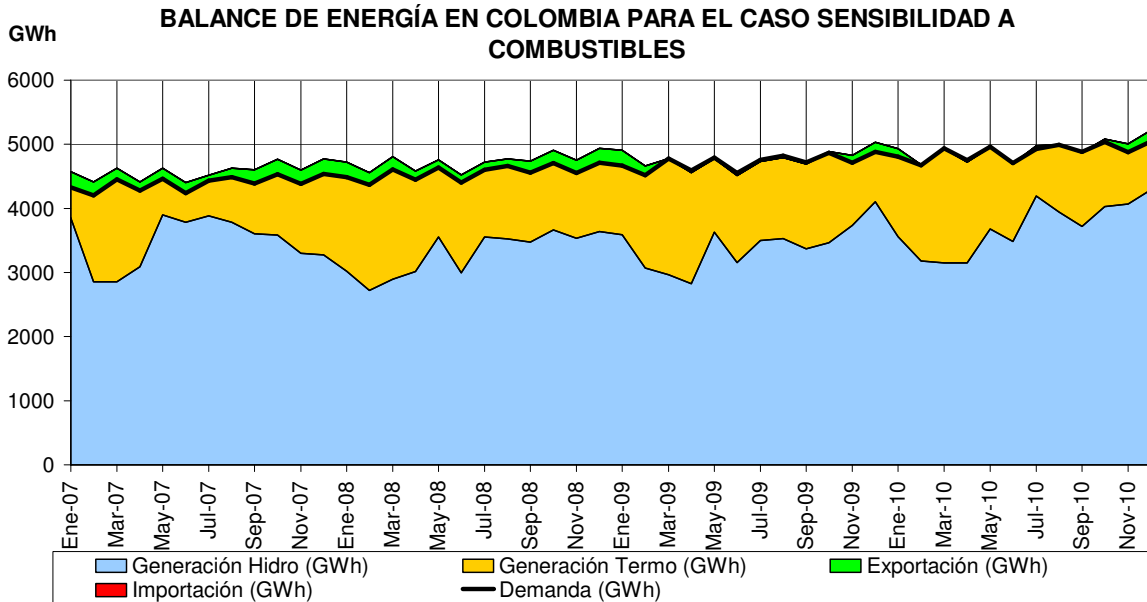


Figura N° 66. Balance en Colombia para el Caso Sensibilidad a Combustibles

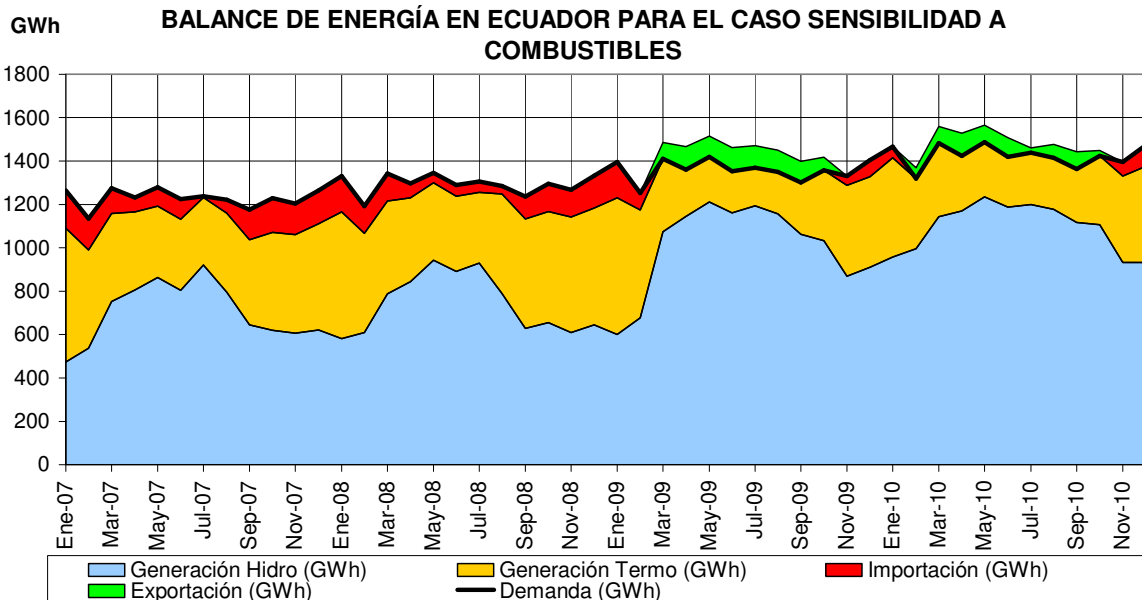


Figura N° 67. Balance en Ecuador para el Caso Sensibilidad a Combustibles

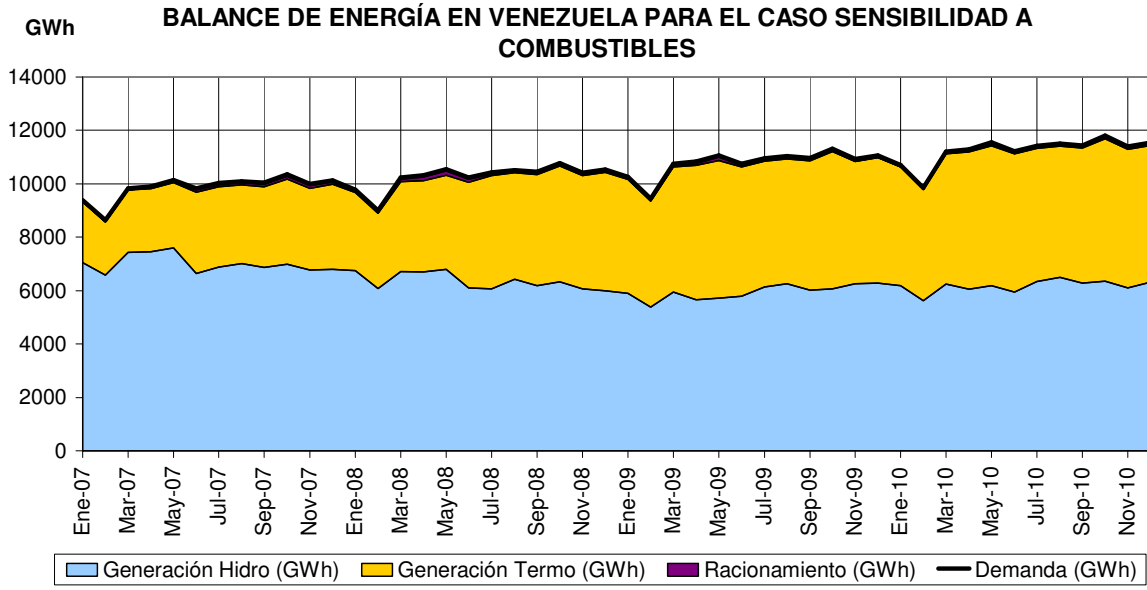


Figura N° 68. Balance en Venezuela para el Caso Sensibilidad a Combustibles

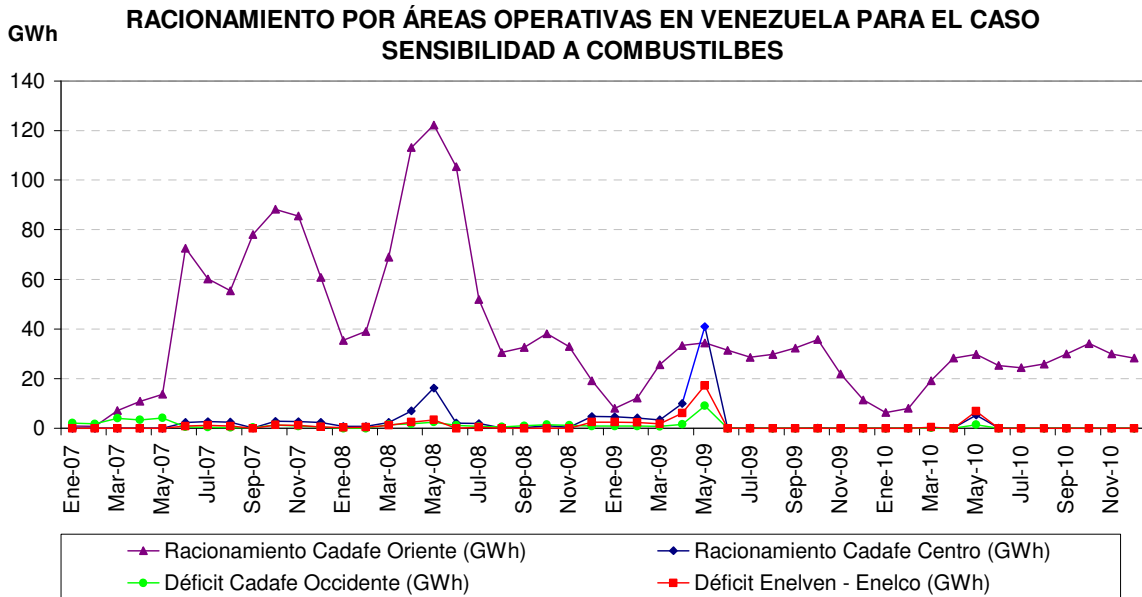


Figura N° 69. Racionamiento por Áreas Operativas Mensuales en Venezuela para el Caso Sensibilidad a Combustibles

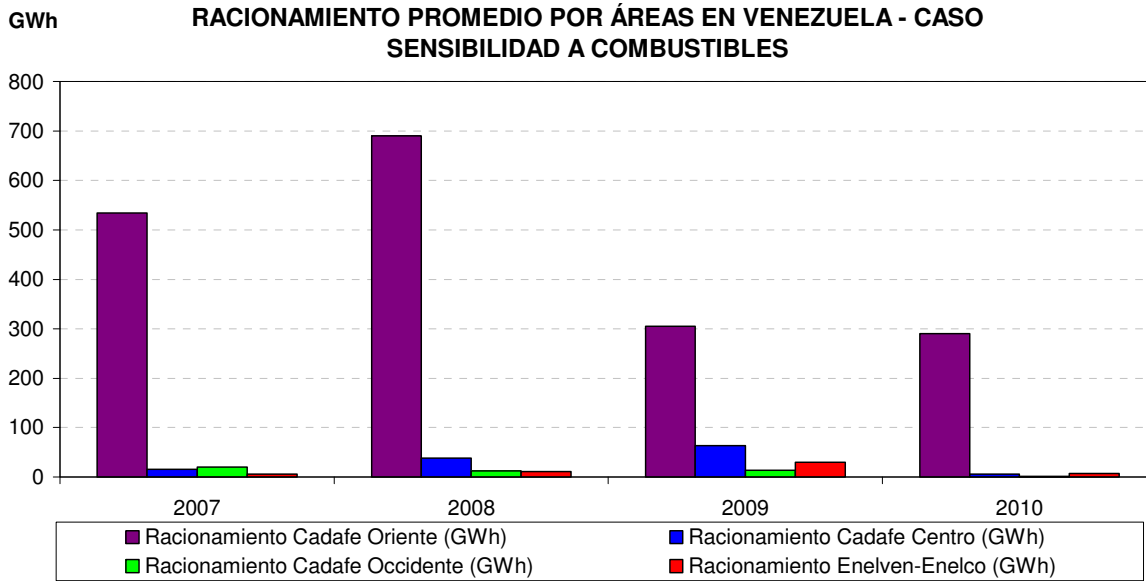


Figura N° 70. Déficit de Energía por Áreas Operativas en Venezuela para el Caso Sensibilidad a Combustibles

En estos balances se puede observar claramente que los intercambios de energía de Colombia son beneficiosos para este país ya que sus importaciones de energía son menores que las del Caso Base, específicamente 1.391 GWh menos, lo cual representa una reducción del 84 % de la energía importada según el Caso Base. Además, sus exportaciones son prácticamente el doble (95% mayores) ya que siempre vendería energía a Venezuela a lo largo de todo el período y mantendría un buen nivel de colocación de energía en el mercado de Ecuador.

Ecuador también se ve favorecido debido a que disminuyen en 25% sus importaciones, esto es poco más de 1.000 GWh en todo el período. En lo que respecta a sus importaciones no disminuyen tan marcadamente como Colombia pero si es significativo cuando se tiene en mente que la demanda de Ecuador supera levemente los 15.000 GWh anuales. Por otro lado, las exportaciones de Ecuador también mejoran notablemente aumentando en prácticamente el 100% de lo estimado en el Caso Base, esto es, pasan de tener una exportación total de 669 GWh en el Caso Base a 1.334 GWh en el Caso de Sensibilidad.

Al igual que en el Caso Base, en Venezuela se obtiene como resultado para el período de estudio cierta cantidad de racionamiento de energía (ver Figuras N° 69 y 70) y se aprecia claramente en la Figura N° 64 que se convierte en un país netamente importador (El sentido del Flujo de Potencia es desde el nodo Cuestecitas hacia el nodo Cuatricentenario).

Nuevamente se debe hacer énfasis en que la magnitud del racionamiento, al igual que como ocurre en el Caso Base, es despreciable respecto al total del consumo de electricidad previsto a lo largo del período de estudio y en este caso no representa ni siquiera el 0,7% de dicho consumo total. Por lo tanto, ese racionamiento sigue siendo manejable desde el punto de vista operativo.

En la Tabla 15 se muestra el resultado de los costos operativos totales de las plantas térmicas en Venezuela para cada uno de los años de simulación tanto para el Caso Base como para el Caso Sensibilidad a Combustibles.

Tabla 15. Costos Operativos en Venezuela

COSTOS OPERATIVOS TÉRMICOS DE VENEZUELA (k\$)

	Caso Base	Caso Sensibilidad	Variación (%)
2007	467.586	2.870.511	514%
2008	516.666	3.709.706	618%
2009	448.005	3.922.266	775%
2010	394.040	3.540.042	798%

2.2.3. Análisis de los Sistemas Operando Aisladamente

Como se menciona al inicio de esta sección de análisis de resultados, también se realiza la simulación de cada uno de los sistemas por separado operando de manera aislada sin ningún tipo de interconexión con los demás países. El resultado del balance de energía se muestra a continuación en las siguientes figuras.

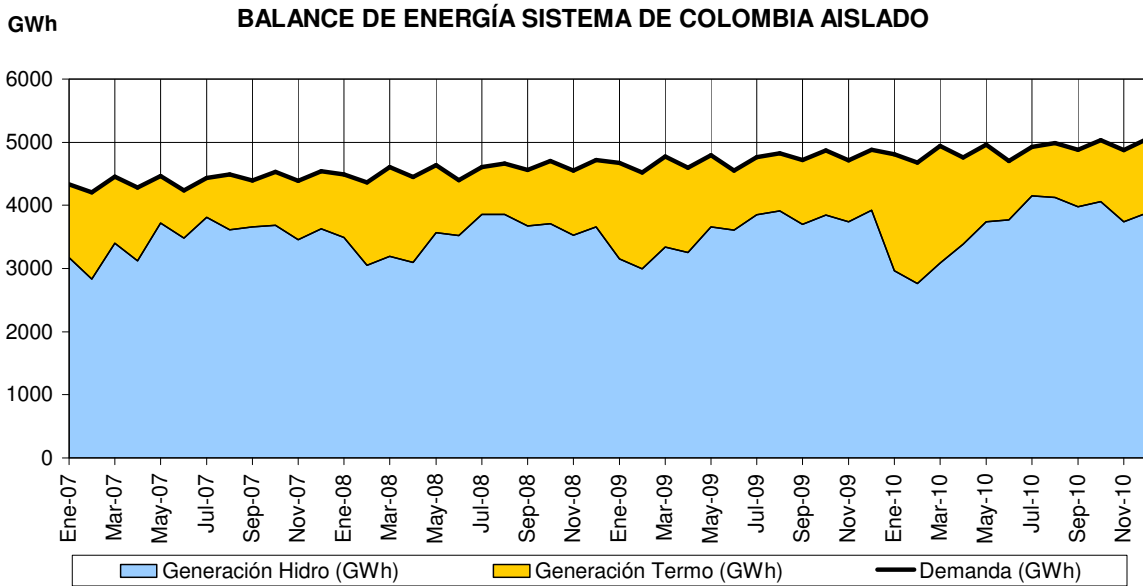


Figura N° 71. Balance de Energía del Sistema Eléctrico de Colombia Aislado

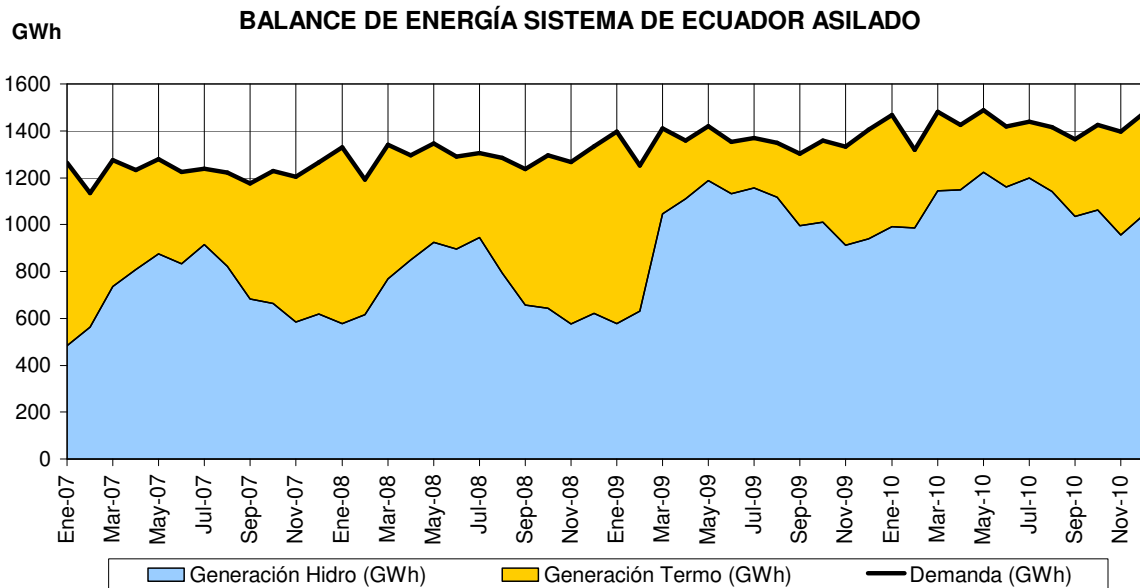


Figura N° 72. Balance de Energía del Sistema Eléctrico de Ecuador Aislado

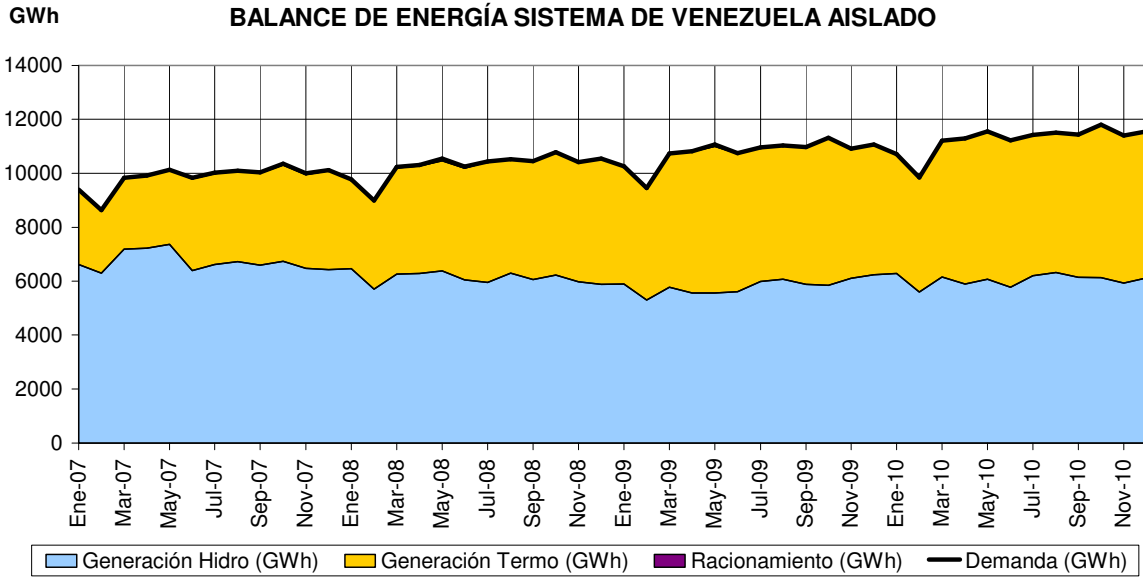


Figura N° 73. Balance de Energía del Sistema Eléctrico de Venezuela Aislado

Por otra parte, también se dispone de los costos marginales de la demanda de cada uno de los países operando por separado y se muestra en una misma gráfica (Figura N° 74) y además se brindan gráficas donde se encuentran los costos marginales de cada país para cada escenario simulado (Figuras N° 75, 76 y 77).

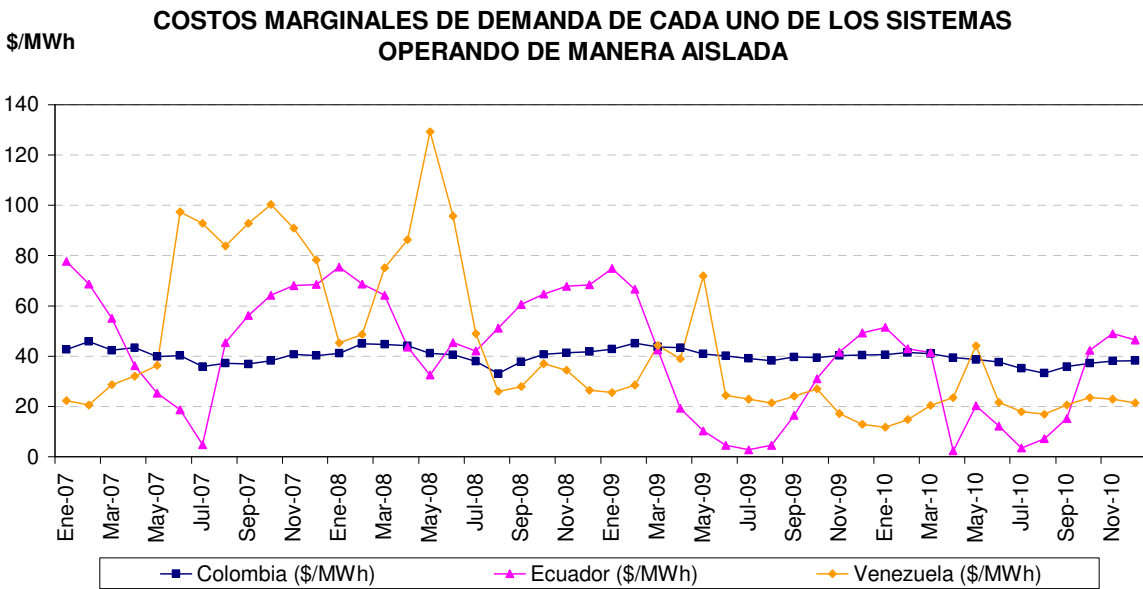


Figura N° 74. Costos Marginales de Cada Uno de los Países Operando de Forma Aislada

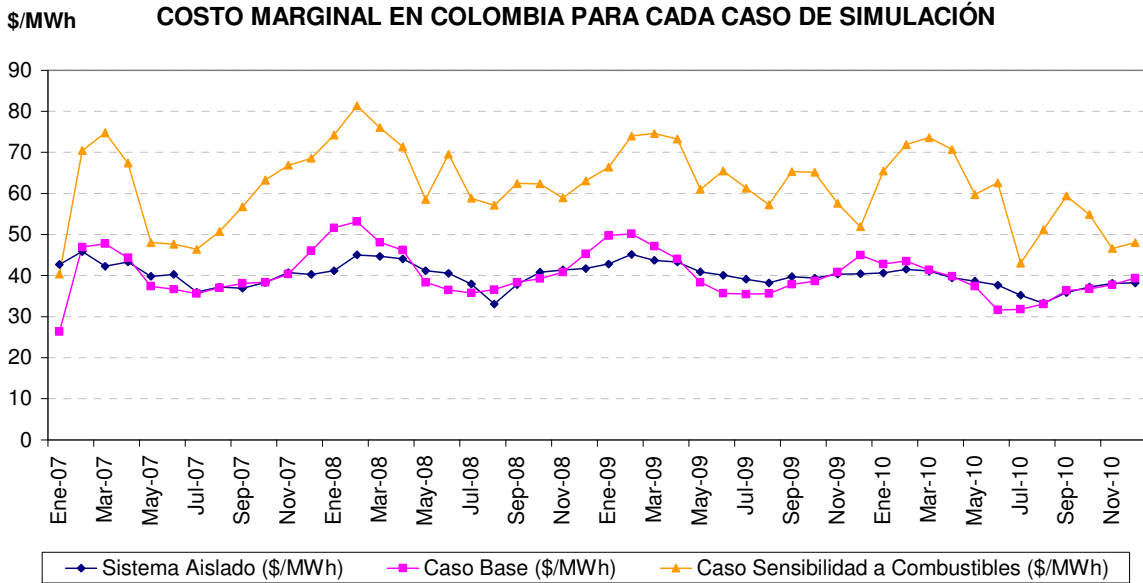


Figura N° 75. Costos Marginales de Colombia para cada Caso Simulado

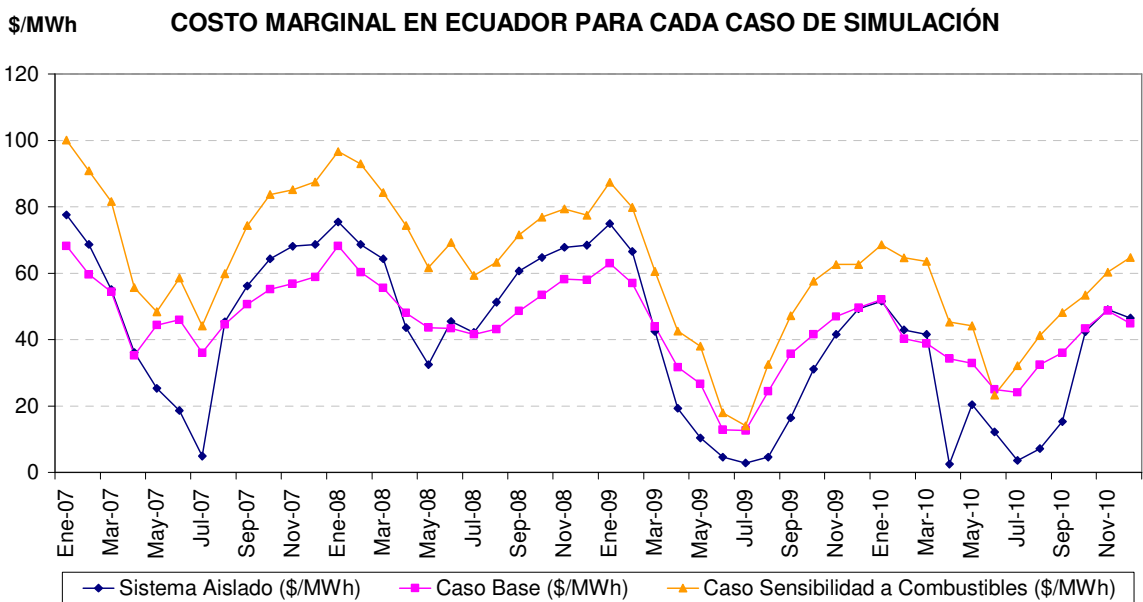


Figura N° 76. Costos Marginales de Ecuador para cada Caso Simulado

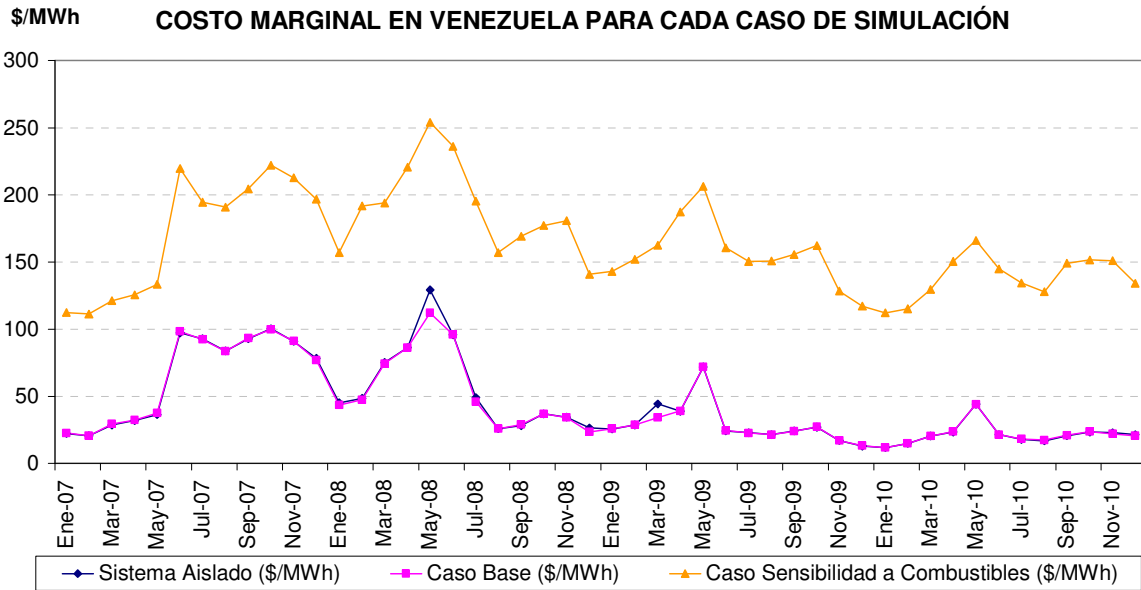


Figura N° 77. Costos Marginales de Venezuela para cada Caso Simulado

En la Figura N° 78 se puede notar que hay un uso más intensivo del agua del embalse de Guri para el Caso Sensibilidad a Combustibles, lo cual era de esperarse por la eminente subida de los costos térmicos.

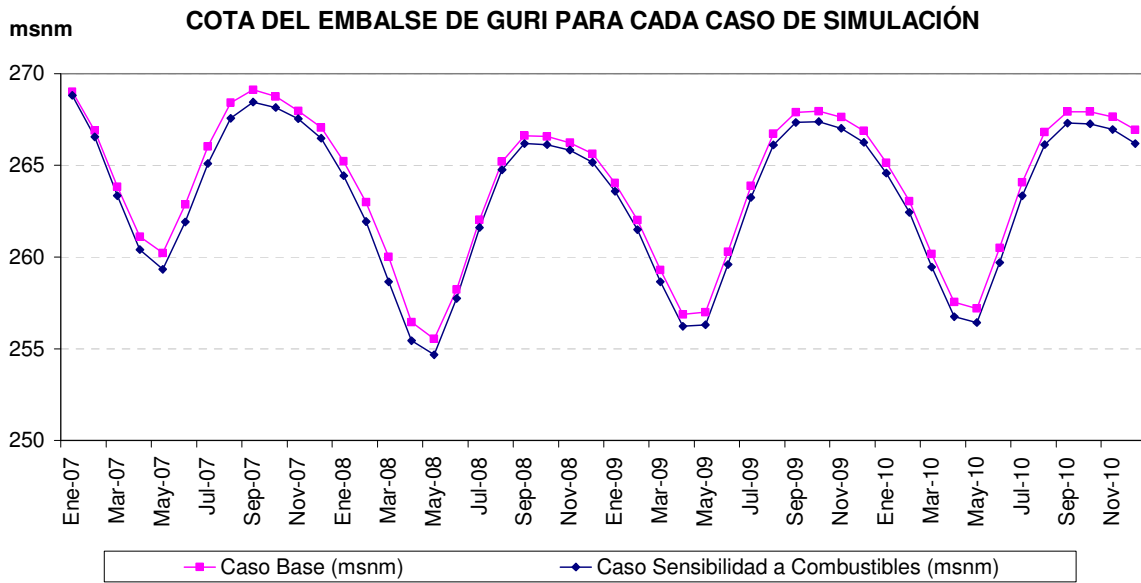


Figura N° 78. Comportamiento del Embalse de Guri Para Cada Escenario Simulado

En todos los casos simulados (Caso Base, Caso Sensibilidad a Combustibles y Sistema Aislado), se evidencia que el Sistema Eléctrico Venezolano, en sus condiciones actuales, se caracteriza desde el punto de vista operativo por una predominancia de generación hidráulica la cual se encuentra concentrada en una sola cuenca hidrológica, por poseer un parque de generación termoeléctrico con una alta indisponibilidad y baja eficiencia (en promedio el parque de generación termoeléctrico venezolano posee una eficiencia de 13.087 BTU/kWh) y por disponer de un sistema de transmisión que presenta restricciones de suministro en varias regiones del país. Tales restricciones imposibilitan el suministro de la energía proveniente de la gran fuente de generación concentrada en el Bajo Caroní hacia las regiones afectadas forzando por ende el despacho de generación térmica poco eficiente en las áreas afectadas.

Es de gran importancia resaltar que, según todos los escenarios simulados, la tendencia de la generación hidráulica en Venezuela es de un constante descenso en cuanto al porcentaje que esta representa del total de la producción de energía del país, más no así en cuanto al valor absoluto de la cantidad de energía que se espera producir a partir de este tipo de tecnología. Una de las causas por la cual se debe fundamentalmente el descenso mencionado es la ausencia de proyectos de expansión de este tipo de generación salvo el caso de las centrales La Vueltona (514 MW) y Masparro (25 MW), ambos previstos entrar en servicio en abril del 2008. En fin, para suplir el crecimiento de la demanda se requiere cada vez más del parque térmico, por lo que es sumamente importante que se concreten en la fecha prevista todos los proyectos contemplados en el Plan de Desarrollo del Servicio Eléctrico Nacional 2006 – 2024 (PDSEN).

El Sistema Eléctrico Colombiano también se caracteriza por ser un sistema con un alto porcentaje de generación hidráulica pero que, a diferencia del caso venezolano, esta generación no está concentrada en una zona específica sino, por el contrario, está bastante distribuida particularmente en las áreas operativas Centro y Sur Occidente definidas en el Capítulo 1, lo cual, aunado a la buena eficiencia de su parque de generación termoeléctrico (en promedio es de 9.492 BTU/kWh) y a las pocas restricciones o limitaciones que posee su

red de transmisión, permiten en gran medida abastecer sin mayores inconvenientes toda su demanda cuando operan de manera aislada e incluso ser un país altamente exportador de energía cuando se interconecta particularmente con Ecuador, mientras que por la frontera con Venezuela esta situación se ve bastante influenciada por los precios de los combustibles que se establezcan en cada uno de los países.

En Ecuador se observa cierta predominancia por parte de la generación hidráulica aunque en menor grado que los otros países sobre todo en los primeros años del estudio. Ya para los últimos dos años del período se puede notar un aumento importante de este tipo de generación debido principalmente por la entrada en servicio de los proyectos hidroeléctricos a partir del 2007 que son mayoritarios respecto a los térmicos tanto en cantidad de plantas como en capacidades instaladas de potencia, específicamente se tratan de 637,8 MW adicionales de potencia instalada hidrológica repartidos en nueve proyectos mientras que solo son 244 MW térmicos nuevos concentrados en dos proyectos. En cuanto a su parque térmico se debe mencionar que, en promedio (10.895 BTU/kWh), es menos eficiente que el parque colombiano pero más eficiente que el venezolano.

CONCLUSIONES

1.- Los resultados de este estudio se pueden considerar como una referencia para identificar las oportunidades de la operación integrada de los tres sistemas eléctricos considerados, teniendo presente que aquí no se han tomado en cuenta todas las interconexiones existentes entre los países estudiados. Es por ello que, para un estudio más amplio y profundo del tema se deberán considerar todas las interconexiones existentes en la actualidad y las previstas a futuro entre los sistemas eléctricos de los países objeto de estudio en este trabajo.

2.- Las señales económicas encontradas en el Caso Base ponen de manifiesto el beneficio que obtienen los tres países al operar los sistemas eléctricos interconectados y de manera coordinada ya que los intercambios de energía entre éstos responden a una operación de menor costo que la de operar cada sistema por separado y en forma aislada. Por su parte, el Caso Sensibilidad a Combustibles evidencia que, de existir precios iguales de combustibles en todos los países a una referencia internacional, significaría para Venezuela altos costos operativos los cuales obligan a importar la mayor cantidad de energía posible.

3.- La evolución de los costos marginales en cada uno de los países para el Caso Base permiten concluir que, bajo ese escenario, Venezuela (CVG EDELCA) tiene muy buenas posibilidades de colocar bloques de energía en Colombia a través de la interconexión Cuestecitas – Cuatricentenario a 230 kV en casi todo el período de estudio con algunas excepciones en el año 2007 debido en principio a la necesidad de incrementar el parque generación y luego a las restricciones de la red de transmisión que se estiman sean disminuidas con la puesta en servicio de la segunda línea Arenosa – Yaracuy en 765 kV a partir del año 2008. Específicamente a partir del mes de julio del año 2008 y hasta el final del período de estudio el costo marginal en Venezuela toma un promedio de 26,84 US\$/MWh mientras que el de Colombia es de 39,55 US\$/MWh y el de Ecuador es de 40,03 US\$/MWh para el mismo lapso de tiempo, lo que confirma lo ventajoso que sería para Venezuela operar integradamente en estas condiciones.

4.- En cuanto a la interconexión entre Colombia y Ecuador, bajo este escenario (Caso Base), las transacciones reproducirán el comportamiento real observado en la actualidad, en cuanto a que Colombia sería mayoritariamente el país exportador de energía mientras que Ecuador el país importador bajo el esquema de un despacho coordinado.

5.- Si se igualan los precios de los combustibles en los países, tal como se modela en el Caso Sensibilidad a Combustibles donde se establece como referencia los precios en Estados Unidos, el comportamiento de los costos marginales en Venezuela llevan a la conclusión de que es imposible ser competitivo en un mercado de energía integrado con Colombia y Ecuador en estas condiciones debido a que la eficiencia de las unidades en Venezuela no es buena en comparación a la de los otros dos países y el costo de operación de las plantas térmicas es sumamente alto respecto a los que resultan de operar el sistema venezolano con los precios actuales de combustibles. Al evaluar los costos marginales a partir de julio del 2008 y hasta el final del período de simulación tal como se hace en el punto 3., se obtiene un costo marginal promedio en Venezuela de 152,08 US\$/MWh mientras que en Colombia es de 61,43 US\$/MWh y en Ecuador es de 54,66 US\$/MWh.

6.- Por su parte, según el escenario del Caso Sensibilidad a Combustibles, Colombia y Ecuador mantienen el comportamiento de sus intercambios actuales con la salvedad de que Ecuador incrementaría sus exportaciones a Colombia y disminuirían sus importaciones desde éste debido en gran medida a los valores que toman los costos marginales en cada país bajo la condición de un mismo precio referencial de combustibles.

7.- Tanto en el Caso Base como en el Caso Sensibilidad se hace un uso mucho más intensivo de la interconexión Cuatricentenario – Cuestecitas al que se tiene en la actualidad el cual, en promedio, no supera el 3% de la capacidad de transmisión de dicha línea. En fin, la operación coordinada de los sistemas eléctricos optimizaría el uso de los recursos no solo de generación sino también de transmisión en todos los países.

8.- Las magnitudes de racionamiento de energía que fueron obtenidas en la simulación de los dos casos estudiados para el Sistema Eléctrico Venezolano, en la práctica no representan una amenaza ya que, a través de técnicas operativas, estas magnitudes son fácilmente manejables y en ningún momento estaría planteada la posibilidad de excluir carga del sistema. Tales magnitudes se deben fundamentalmente a las restricciones que poseen la red de transmisión principalmente en la zona oriental del país.

9.- Es de suma importancia que, para asegurar el suplir la demanda pronosticada, se concreten en la fecha prevista todos los proyectos contemplados en el Plan de Desarrollo del Servicio Eléctrico Nacional 2006 – 2024 (PDSEN) tanto de generación como de transmisión, ya que de lo contrario las magnitudes de racionamiento obtenidas en las simulaciones podrían ser mucho mayores, al punto de no poder ser manejables desde el punto de vista operativo.

10.- La representación utilizada para la modelación simplificada de la red de transmisión puede llevar en algunos casos a costos marginales que pudieran ser diferentes a los que se observan si todas las redes de las distribuidoras hubiesen sido modeladas, pero eso es parte de la premisa de este estudio. Sin embargo, vale destacar que es práctica común simplificar las redes o inclusive hasta realizar representaciones aún más simples como son áreas eléctricas con solo las interconexiones, por lo que los resultados obtenidos pueden considerarse una buena representación para los efectos del trabajo aquí presentado.

11.- Se deberán hacer nuevos estudios que incluyan nuevas premisas en la medida que éstas estén disponibles como resultado de un mejor conocimiento de las variables básicas y las políticas gubernamentales en sentido a una integración energética que comprenda los sistemas eléctricos aquí considerados.

BIBLIOGRAFÍA

República de Colombia, Ministerio de Energía y Minas, Unidad de Planeación Minero Energética - UPME. *Boletín Estadístico de Minas y Energía 1999 - 2005*. (Mayo 2006)

República de Colombia, Ministerio de Energía y Minas, Unidad de Planeación Minero Energética - UPME. *Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2006 - 2020*. (Julio 2006)

Los Expertos en Mercados XM. *Informe del Mercado de Energía Mayorista Diciembre 2005*. (Febrero 2006)

República de Colombia, Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, Unión Temporal Itansuca Ltda.. – Sinergia Ltda.. *Estudio de Costos de Racionamiento de Electricidad y Gas Natural*. (Enero 2004)

Unidad de Planeación Minero Energética – UPME. <http://www.upme.gov.co/Index4.htm>

Comisión de Regulación de Energía Eléctrica y Gas – CREG. <http://www.creg.gov.co/>

Comisión de Regulación de Energía Eléctrica y Gas – CREG.
http://cregas.creg.gov.co/pls/directdcd/directorio_fmt.empresas_energia

Los Expertos en Mercados XM. <http://www.xm.com.co/>

República de Colombia, Ministerio de Energía y Minas.
<http://www.minminas.gov.co/minminas/pagesweb.nsf?opendatabase>

República de Colombia. *LEY 143 DE 1994 - Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética*. Diario Oficial No. 41.434, de 12 de julio de 1994

República de Colombia, Consejo Nacional de Operación - CNO.
<http://www.cno.org.co/webApp/>

República de Colombia, Comité Asesor de Comercialización - CAC.
http://www2.isa.com.co/gmem/Sector_Electrico/Comites/CACn-xyz.htm

República de Colombia, Superintendencia de Servicios Públicos - SSP.
<http://www.superservicios.gov.co/>

República de Colombia, Departamento Nacional de Planeación - DNP.
<http://www.dnp.gov.co/>

Consejo Nacional de Electricidad – CONELEC. *Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano Año 2005*. (Julio 2006)

Consejo Nacional de Electricidad – CONELEC. *Plan de Electrificación 2006 - 2015*. (Septiembre 2006)

Consejo Nacional de Electricidad – CONELEC. <http://www.conelec.gov.ec/>

Centro Nacional de Control de Energía – CENACE. <http://www.cenace.org.ec/>

República de Ecuador. *Ley de Régimen del Sector Eléctrico*. Suplemento del Registro Oficial N°43. (Octubre de 1996 y varias reformas hasta Ago-2000)

República de Ecuador. *Reglamento para el Libre Acceso a los Sistemas de Transmisión y Distribución*. Decreto Ejecutivo No. 1626 de 2 de julio de 2001 (Julio 2001)

República de Ecuador. *Reglamento para Transacciones Internacionales de Electricidad*. Decreto Ejecutivo No. 3448 de 12 de diciembre de 2002 (Diciembre 2002)

Oficina de Operación de Sistemas Interconectados – OPSIS. *Boletín Informativo N° 443 Diciembre 2005*. (Enero 2006)

Oficina de Operación de Sistemas Interconectados – OPSIS. *Informe Anual 2005*. (Enero 2006)

República Bolivariana de Venezuela, Ministerio de Energía y Petróleo – MENPET. *Plan de Desarrollo del Servicio Eléctrico Nacional(PDSEN)*. (Junio 2005)

República Bolivariana de Venezuela. *Ley Orgánica del Servicio Eléctrico*. Gaceta Oficial N° 5568 del 31 de Diciembre de 2001 (Diciembre 2001)

Cámara Venezolana de la Industria Eléctrica – CAVEINEL. *Estadísticas Consolidadas Año 2005*. (Mayo 2006)

Oficina de Operación de Sistemas Interconectados – OPSIS. <http://www.opsis.org.ve/>

Cámara Venezolana de la Industria Eléctrica – CAVEINEL.
<http://www.caveinel.org.ve/index2.asp>

Power System Research – PSR, *PSRI Ltd. Manual del Usuario del Modelo para Planificación Operativa SDDP Versión 8.0*. (Mayo 2006)

Power System Research – PSR, *PSRI Ltd. Manual de Metodología del Modelo para Planificación Operativa SDDP Versión 8.0*. (Mayo 2006)

Kelman Jerson. *Modelos Estocásticos en la Gestión de Recursos Hídricos*. Río de Janeiro (Mayo 1998)

Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A. – EGEMSA. *Operación Económica de Sistemas Eléctricos de Potencia*. (1997)

Juan Diego Jiménez. *Evaluación de las Oportunidades para Instalación de Agentes de Generación Dentro de un Futuro Mercado de Energía Eléctrica en el Sistema Eléctrico Venezolano (Tesis)*. Caracas Noviembre 2001.

Energy Information Administration. *Oficial Energy Statistics from de U.S. Government*. <http://www.eia.doe.gov/>

Mercado Eléctrico Andino. <http://www.mercadoelectricoandino.com/index.html>