ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DEL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DEL ECUADOR EN EL PERÍODO ABRIL 1999 – ABRIL 2000

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO

DE INGENIERO ELECTRICO

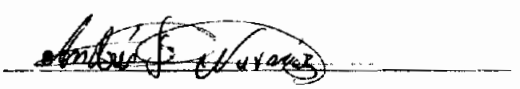
ANDRÉS FERNANDO NARVÁEZ PORTILLO

Quito, octubre 2000

DECLARACIÓN

Yo, Andrés Fernando Narváez Portillo, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Escuela Politécnica Nacional, puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley, el Reglamento de Propiedad Intelectual y por la normatividad institucional vigente.



Andrés Fernando Narváez Portillo

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Andrés Fernando Narváez Portillo, bajo mi supervisión.

Dr. Jesús Játiva Ibarra
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mi más sincero agradecimiento al Doctor Jesús Játiva por su orientación, abierta colaboración y sus valiosos consejos que generosamente entregó a la realización de esta tesis y a mi formación profesional.

A los Ingenieros Galo Nina y José Barragán, quienes estuvieron siempre prestos a brindarme su apoyo, un reconocimiento muy especial.

Finalmente deseo agradecer a todos los funcionarios de la Corporación Centro Nacional de Control de Energía, que muy amablemente colaboraron en la realización de este trabajo.

Andrés Narváez

CONTENIDO

AGRADECIMIENTOS.....IV
DEDICATORIA.....V
CONTENIDO..... VI
INDICE DE TABLAS..... XIII
INDICE DE FIGURAS.....XVI
RESUMEN.....XXI
PRESENTACIÓN.....XXII
1 CAPITULO 1: PLANEAMIENTO ENERGÉTICO Y ELÉCTRICO DE LA OPERACIÓN EN EL MEM.....1
1.1 PLANEAMIENTO ANUAL DE LA OPERACIÓN EN EL MEM 1
1.1.1 Metodología 2
1.1.1.1 Criterios Aplicados 2
1.1.1.2 Actividades que constituyan el Proceso de Planeamiento Operativo Anual.....5
1.1.2 Análisis de la Información de Entrada.....10
1.1.2.1 Demandas de Potencia Máxima y Energía 10
1.1.2.2 Disponibilidad de Potencia de las Centrales de Generación.....15
1.1.2.3 Programa de Mantenimiento 16
1.1.3 Análisis de los Resultados 16
1.1.3.1 Producción Energética a Bornes de Generador.....13
1.1.3.2 Potencia Remunerable Puesta a Disposición PRPD.....18
1.1.3.3 Potencia Reactiva Remunerable Disponible QRPD 19
1.1.3.4 Requerimientos de Potencia Reactiva 19
1.1.3.5 Valoración de Sobrecostos por Potencia Reactiva.....19

1.1.3.6 Precio Medio Estacional de Energía 20
1.1.3.7 Componente de Energía del Precio Referencial de Generación.....21
1.1.3.8 Factores de Nodo.....23
1.1.3.9 Niveles de los Embalses Amaluza, Pisayambo y Daule Peripa 24
1.1.3.10 Vertimientos 24
1.1.3.11 Requerimientos de Combustibles.....24
1.1.3.12 Valor del Agua.....25
1.1.4 Comparación de los Datos Planificados con Datos Reales 27
1.1.4.1 Previsión de la Demanda 27
1.1.4.2 Precios de los Combustibles 28
1.1.4.3 Disponibilidad de Potencia 29
1.1.4.4 Caudales 30
1.1.4.5 Producción Energética a Bornes de Generador.....31
1.1.4.6 Desvíos en la Previsión del Precio de la Energía.....32
1.1.4.7 Potencia Remunerable Puesta a Disposición 33
1.2 PROGRAMACION SEMANAL.....34
1.2.1 Entradas 34
1.2.1.1 Oferta de Generación.....35
1.2.1.2 Demanda de Potencia y Energía 35
1.2.1.3 Información del Sistema de Transmisión 36
1.2.1.4 Validación de la Información 36
1.2.1.5 Consideraciones a Tomarse en Cuenta.....36
1.2.2 Metodología 37
1.2.3 Modelo Utilizado 39
1.2.4 Resultados.....40
1.2.5 Comparación de Datos Planificados con Datos Reales.....41
1.2.5.1 Previsión de Caudales, Cotas y Disponibilidad Energética de las Centrales Hidráulicas con Embalse.....41
1.2.5.2 Variación en la Previsión de la Demanda.....43
1.2.5.3 Desvío en la Previsión de los Precios de Energía en la Barra de Mercado 44

1.2.5.4 Desviaciones en las Previsiones de Generación Hidroeléctrica y Termoeléctrica....45
1.3 DESPACHO ECONOMICO DIARIO PROGRAMADO....46
1.3.1 Requisitos de Información....47
1.3.1.1 Demanda....47
1.3.1.2 Generación....47
1.3.1.3 Información del Sistema de Transmisión....48
1.3.1.4 Información Adicional....48
1.3.2 Descripción del Proceso Despacho Económico Diario Programado....49
1.3.3 Descripción del Modelo Utilizado para el Despacho Económico Diario....51
1.3.4 Resultados....55
1.3.5 Comparación de los Datos Planificados con Datos Reales....56
2 CAPITULO 2: COORDINACIÓN, SUPERVISIÓN Y CONTROL DE LA OPERACIÓN DEL S.N.I. EN TIEMPO REAL....67
2.1 EJECUCION DEL DESPACHO ECONOMICO DIARIO DE GENERACIÓN....68
2.2 ELABORACION Y EJECUCION DE REDESPACHOS....70
2.2.1 Causas para Realizar un Redespacho....71
2.2.2 Ejecución de Redespachos en la Operación en Tiempo Real....72
2.2.3 Criterio y Modelo para Efectuar el Redespacho....73
2.2.4 Oportunidad con que se Requiere la Información....77
2.2.5 Resultados del Redespacho....79
2.2.6 Resultados del Redespacho....82
2.3 COORDINACION, SUPERVISION Y CONTROL EN TIEMPO REAL DEL S.N.I. 87
2.3.1 Criterios de Seguridad en la Operación del S.N.I. 88
2.3.2 Criterios de Confiabilidad en la Operación del S.N.I. 89
2.3.3 Parámetros de Calidad y Seguridad del S.N.I. 91
2.3.4 Control de Voltaje 93
2.3.4.1 Descripción del Control de Voltaje [10] 93
2.3.4.2 Criterios para Realizar el Control de Voltaje....95

2.3.4.3 Instrucciones a Tomarse en Cuenta en el Control de Voltaje 96
2.3.5 Control de Frecuencia.....102
2.3.5.1 Descripción del Control de Frecuencia [10].....102
2.3.5.2 Instrucciones Generales para el Control de Frecuencia en el S.N.I..102
2.3.5.3 Margen de Reserva para la Regulación de Frecuencia [9].....103
2.3.5.4 Regulación Primaria de Frecuencia 103
2.3.5.5 Regulación Secundaria de Frecuencia.....105
2.3.6 Descripción del Sistema de Control en Tiempo Real del CENACE [11] 107
2.3.6.1 Descripción del Hardware 107
2.3.6.2 Descripción del Software.....111
2.4 PROGRAMACIÓN Y EJECUCIÓN DE LOS MANTENIMIENTOS EN EL MEM :14
2.4.1 Elaboración del Programa de Mantenimiento 114
2.4.1.1 Objetivos de la Planificación de los Mantenimientos.....114
2.4.1.2 Solicitudes para Trabajos de Mantenimiento.....115
2.4.1.3 Preparación del Programa de Mantenimiento 116
2.4.2 Coordinación para la Ejecución de Mantenimientos 116
2.4.2.1 Clasificación de las Consignaciones 116
2.4.2.2 Coordinación para Consignaciones Nacionales.....118
2.4.2.3 Ejecución de los Mantenimientos Programados.....119
2.4.2.4 Cumplimiento de los Mantenimientos.....121
2.5 ANÁLISIS POST - OPERATIVO..... 127
2.5.1 Actividades que Integran el Análisis Post – Operativo.....127
2.5.1.1 Validación de la Información 127
2.5.1.2 Revisión de Despacho y Redespacho.....128
2.5.1.3 Sanción de Precios en el MEM 128
2.5.1.4 Elaboración Y Publicación del Despacho Real 128
2.5.1.5 Elaboración de Estadísticas de la Operación.....129
2.5.1.6 Elaboración y Publicación del Parte Post – Operativo 129
2.5.1.7 Elaboración del Reporte de Calificación de Unidades.....129

2.5.1.8 Elaboración y Publicación del Reporte de Potencia Media Puesta a Disposición (PMPD) 130
2.5.1.9 Elaboración y Publicación de las Desviaciones de Voltaje.....131
2.5.1.10Elaboración y Publicación del Reporte de Cumplimiento de Esquema de Alivio de Carga 131
2.5.1.11Elaboración de un Resumen de Ocurrencia de Fallas y Ejecución de Mantenimientos 132
2.5.1.12Coordinación para Sugerir Correctivos 132
2.5.1.13Elaboración del Informe Post – Operativo.....132
2.5.2 Análisis de los Resultados de la Operación.....132
2.5.2.1 Análisis de la Evolución de la Demanda de Potencia y Energía 132
2.5.2.2 Componentes Hidráulica y Térmica de la Generación 137
2.5.2.3 Relación de la Generación Hidráulica y Térmica con el Precio de la Energía 143

3 CAPITULO 3: ADMINISTRACIÓN Y LIQUIDACIÓN DE LAS TRANSACCIONES ECONÓMICAS DEL MEM 146

3.1 ADMINISTRACIÓN DE LA INFORMACIÓN DE LOS ACTORES DEL MEM .146
3.1.1 Atención a los Agentes del MEM 146
3.1.1.1 Marco Legal sobre el Manejo de la Información y Reclamos 146
3.1.1.2 Area de Atención a los Agentes 150
3.1.2 Sistema de Medición Comercial 153
3.1.2.1 Características del Sistema de Medición Comercial 153
3.1.2.2 Situación Actual del SIMEC.....154
3.1.2.3 Acceso a la Información 163
3.2 LIQUIDACIÓN DE LAS TRANSACCIONES EN EL MEM 165
3.2.1 Liquidación de Energía en el MEM 165
3.2.1.1 Requerimientos de Información 165
3.2.1.2 Precio de la Energía en el Mercado Ocasional 166
3.2.1.3 Liquidación de las Transacciones de Energía de los Distribuidores Y Grandes Consumidores.....168

3.2.1.4 Liquidación de las Transacciones de Energía de los Generadores ..172
3.2.1.5 Liquidación de Las Transacciones de Energía de la Empresa de Transmisión 177
3.2.1.6 Regulación No. CONELEC – 002/00 Restricciones e Inflexibilidades Operativas 180
3.2.2 Liquidación de Potencia en el MEM 181
3.2.2.1 Liquidación a los Generadores 181
3.2.2.2 Liquidación a los Distribuidores 188
3.2.2.3 Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM 190
3.2.2.4 Remuneración por Tarifa Fija de Transmisión 192
3.2.3 Análisis de la Recuperación de la Facturación de los Distribuidores Y Pagos Realizados a Los Generadores y TRANSELECTRIC 195
3.2.3.1 Facturación y Cobro de Transacciones en el MEM 195
3.3 BALANCE COMERCIAL Y ENERGÉTICO Y ESTRUCTURA DE LOS PRECIOS DEL kWh PARA LOS ACTORES DEL MEM 204
3.3.1 Balance Comercial del MEM 204
3.3.2 Balance Energético del MEM 211
3.3.3 Estructura del Precio del kWh para el Distribuidor 212
3.3.4 Estructura del Precio del kWh para el Generador 215
3.3.5 ESTRUCTURA DEL PRECIO DEL kWh PARA EL TRANSMISOR 217
3.4 REGISTRO DE LOS CONTRATOS A PLAZO 219
3.4.1 Los Contratos a Plazo en el Mercado Eléctrico del Ecuador [13] 219
3.4.2 Duración de los Contratos a Plazo 221
3.4.3 Barras del Sistema en las que se Acuerdan los Contratos de Suministro de Energía 222
3.4.3.1 Contratos Pactados en la Barra de Mercado 222
3.4.3.2 Contratos Pactados en la Barra del Distribuidor o Gran Consumidor 223
3.4.3.3 Contratos Pactados en la Barra del Generador 223
3.4.4 Cumplimiento de los Contratos a Plazo 223
3.4.5 Información Contractual a ser Suministrada al CENACE por los Agentes del MEM [13] 224

3.4.6 Máxima Demanda a Contratar por los Distribuidores y Generadores.....226
3.4.6.1 Máxima Demanda a Contratar por los Distribuidores.....226
3.4.6.2 Máxima Demanda a Contratar por los Generadores.....226

4 CAPITULO 4: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....228

4.1 CONCLUSIONES.....228
Aspectos Regulatorios.....228
Aspectos Comerciales.....229
Aspectos Técnicos.....231
4.2 RECOMENDACIONES.....234
Aspectos Regulatorios.....234
Aspectos Comerciales.....235
Aspectos Técnicos.....236

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....238

ANEXOS.....241

INDICE DE TABLAS

Tabla 1.1: Previsión de la Demanda de Potencia y Consumo de Energía del MEM a Nivel de S/E de Entrega 10
Tabla 1.2: Variación Prevista en la Potencia y Energía Respecto al Período 10
Abril 98 - Marzo 99 10
Tabla 1.3: Características de los Embalses 12
Tabla 1.4: Disponibilidad de Potencia de las Centrales 15
de Generación (MW) 15
Tabla 1.5: Despacho de Potencia para un día Típico de Trabajo (MW) 17
Tabla 1.6: Producción de Energía a Bornes de Generador (GWh) 18
Tabla 1.7: Precio Medio Estacional de Energía (US$/kWh) 20
Tabla 1.8: Requerimiento de Combustibles (Millones de Galones) 25
Tabla 1.9: Gasto por Combustibles (Millones de Dólares) 25
Tabla 1.10: Desviaciones en la Previsión de la Demanda a Bornes de Generador 28
Tabla 1.11: Desviaciones en la Previsión de la Energía a Bornes de Generador 28
Tabla 1.12: Variación de los Precios de los Combustibles 29
Tabla 1.13: Desvío en la Previsión de Caudales 31
Tabla 1.14: Desvío en la Previsión de la Producción de Energía 32
Tabla 1.15: Precios Planificados y Reales de la Energía 33
Tabla 1.16: Desvío en la Previsión de la Potencia Remunerable 34
Tabla 1.17: Variación en la Previsión Semanal de Caudales 42
Tabla 1.18: Desviación en la Proyección Semanal de las Cotas 42
de Amaluza y Pisayambo 42
Tabla 1.19: Disponibilidad Energética en los Embalses 43
Tabla 1.20: Desviaciones entre el Valor Planificado y Real del Precio de la Energía en la Barra de Mercado en Demanda Base 57
Tabla 1.21: Desviaciones entre el Valor Planificado y Real del Precio de la Energía en la Barra de Mercado en Demanda Media 58
Tabla 1.22: Desviaciones entre el Valor Planificado y Real del Precio de la Energía en la Barra de Mercado en Demanda Punta 59

Tabla 1.23: Desviaciones entre el Valor Planificado y Real del Precio Promedio Diario de la Energía en la Barra de Mercado 60
Tabla 1.24: Desviaciones entre el Valor Planificado y Real 61
de la Producción de Energía en Demanda Base 61
Tabla 1.25: Desviaciones entre el Valor Planificado y Real 62
de la Producción de Energía en Demanda Media 62
Tabla 1.26: Desviaciones entre el Valor Planificado y Real 63
de la Producción de Energía en Demanda Punta 63
Tabla 1.27: Precio Ponderado de la Energía en la Barra de Mercado en el Período Abril 1999 - Abril 2000 (S/./kWh) 64
Tabla 1.28: Valores Máximos y Mínimos del Precio Ponderado en la Barra de Mercado en el Período Abril 1999 - Abril 2000 (S/./kWh) 64
Tabla 1.29: Producción de Energía en el Período Abril 1999 - Abril 2000 (kWh) 64
Tabla 1.30: Valores Máximos y Mínimos de la Producción de Energía 65
en el Período Abril 1999 - Abril 2000 (kWh) 65
Tabla 2.1: Variación Promedio Mensual del Precio Marginal de la Energía 83
por la Ejecución de Redespachos 83
Tabla 2.2: Clasificación de los Redespachos según su Causa 86
Tabla 2.3: Fallas de Generación en el S.N.I. 90
Tabla 2.4: Fallas de Transmisión en el S.N.I. 90
Tabla 2.5: Pérdidas del Sistema de Transmisión 93
Tabla 2.6: Informe de la Ejecución de Mantenimientos 125
Tabla 2.7: Evolución de la Potencia Máxima 134
Tabla 2.8: Evolución de la Producción de Energía 134
Tabla 3.1: Listado de Agentes el MEM que cumplen 155
la Regulación 013/99 Emitida por el CONELEC 155
Tabla 3.2: Liquidación mensual de la energía recibida por los Distribuidores en el Mercado ocasional 170
Tabla 3.3: Liquidación mensual a los Distribuidores por Inflexibilidades Operativas 172
Tabla 3.4: Liquidación mensual a los Distribuidores por Restricciones Operativas .172

Tabla 3.5: Liquidación mensual de la energía vendida por los Generadores en el Mercado ocasional 173
Tabla 3.6: Liquidación mensual a los Generadores por Restricciones Operativas ..175
Tabla 3.7: Liquidación mensual a los Generadores por Restricciones Operativas ..176
Tabla 3.8: Liquidación mensual a los Generadores por Consumo de Energía para Servicios Auxiliares....177
Tabla 3.9: Cálculo de la Remuneración Variable al Transmisor....178
(Millones de Sucres) 178
Tabla 3.10: Liquidación mensual al Transmisor por Restricciones Operativas 180
Tabla 3.11: Liquidación mensual de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición 182
Tabla 3.12: Evolución del Precio Unitario de Potencia....183
Tabla 3.13: Liquidación de la Potencia para RSF 187
Tabla 3.14: Costos Pagados de Arranque y Parada de Unidades Turbo Vapor (Sucres)....188
Tabla 3.15: Asignación del Pago por Potencia que los Distribuidores hacen a los Generadores....189
Tabla 3.16: Costos Variables y Fijos de la Producción de Reactivos de Compensadores Síncronos 191
Tabla 3.17: Liquidación de Potencia Reactiva a los Distribuidores y al Transmisor.192
Tabla 3.18: Remuneración por Tarifa Fija de Transmisión....194
Tabla 3.19: Facturación a los Distribuidores descontando su aporte como Generadores en el Período Abril 1999 - Abril 2000 (Millones de Sucres)....196
Tabla 3.20: Reliquidación por Acuerdos Internos Establecidos por el Fondo de Solidaridad (Millones de Sucres) 197
Tabla 3.21: Recuperación Acumulada de la Facturación a los Distribuidores, durante el período abril 1999 – abril 2000 198
Tabla 3.22: Pagos Realizados a los Generadores y TRANSELECTRIC Durante el Período Abril 1999 - Abril 2000....203
Tabla 3.23: Balance Comercial del MEM (Teórico)....207
Tabla 3.24: Balance Energético del MEM en el Período Abril 1999 – Abril 2000....211

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Diagrama de Flujo del Proceso de Planeamiento Energético Anual 8
Figura 1.2: Diagrama de Flujo del Proceso de Planeamiento Eléctrico Anual 9
Figura 1.3: Evolución de la Demanda de Potencia a Nivel de S/E de Entrega 11
Figura 1.4: Evolución de los Requerimientos de Energía a Nivel de S/E de Entrega 11
Figura 1.5: Medidas Estadísticas de los Caudales Afluentes al Embalse Amaluza para el Período 1964-1999 13
Figura 1.6: Medidas Estadísticas de los Caudales Afluentes al Embalse Pisayambo para el Período 1963 –1999 13
Figura 1.7: Medidas Estadísticas de los Caudales Afluentes al Embalse Agoyán para el Período 1963-1999 14
Figura 1.8: Medidas Estadísticas de los Caudales Afluentes al Embalse 14
Daule-Peripa para el Período 1963-1999.....14
Figura 1.9: Costo asociado al kWh por Concepto de Reactivos 20
Figura 1.10: Estructura de la Componente de Energía del Precio Referencial de Generación Promedio en la Estación Seca 21
Figura 1.11: Estructura de la Componente de Energía del Precio Referencial de Generación Promedio en la Estación Lluviosa 22
Figura 1.12: Estructura y Variación de la Componente de Energía 22
del Precio Referencial de Generación.....22
Figura 1.13: Disponibilidad de Potencia.....30
Figura 1.14: Diagrama de Flujo del Proceso de la Programación Semanal.....38
Figura 1.15: Diagrama de Bloques de las Entradas y Salidas de la Programación Semanal 40
Figura 1.16: Desviación en la Proyección Semanal de la Demanda.....43
Figura 1.17: Precios Ponderados de Energía en Demanda Base, Media y Punta en la Barra de Mercado de una Semana Tipo.....45
Figura 1.18: Generación de Energía Hidráulica en una Semana Tipo 45
Figura 1.19: Generación de Energía de las Unidades de Vapor.....46

en una Semana Tipo 46
Figura 1.20: Generación de Energía del Resto de Unidades Termoeléctricas 46
en una Semana Tipo 46
Figura 1.21: Diagrama de Flujo del Proceso Despacho Económico Diario Programado 50
Figura 1.22: Diagrama de Bloques del Modelo de Despacho Económico Diario 54
Figura 1.23: Diferencia Diaria entre el Valor Planificado y Real del Precio de la Energía en la Barra de Mercado en Demanda Base 57
Figura 1.24: Diferencia Diaria entre el Valor Planificado y Real del Precio de la Energía en la Barra de Mercado en Demanda Media 58
Figura 1.25: Diferencia Diaria entre el Valor Planificado y Real del Precio de la Energía en la Barra de Mercado en Demanda Punta 59
Figura 1.26: Diferencia Diaria entre el Valor Planificado y Real del Precio Promedio Diario de la Energía en la Barra de Mercado 60
Figura 1.27: Diferencia Diaria entre el Valor Planificado y Real 61
de la Producción de Energía en Demanda Base 61
Figura 1.28: Diferencia Diaria entre el Valor Planificado y Real 62
de la Producción de Energía en Demanda Media 62
Figura 1.29: Diferencia Diaria entre el Valor Planificado y Real 63
de la Producción de Energía en Demanda Punta 63
Figura 2.1: Diagrama de Flujo del Proceso de Ejecución del Despacho de Generación 70
Figura 2.2: Tiempo de Ciclo de realización del Redespacho 79
Figura 2.3: Diagrama de Bloques de la Realización de un Redespacho 80
Figura 2.4: Diagrama de flujo del Procesos de Redespacho 81
Figura 2.5: Comparación de la Ejecución de Redespachos Mes a Mes 82
Figura 2.6: Causas del Redespacho 85
Figura 2.7: Desvío del Costo Global del Redespacho 87
Figura 2.8: Variación del Voltaje Respecto a los Valores Permitidos 97
a Nivel de 230 kV 97
Figura 2.9: Variación del Voltaje Respecto a los Valores Permitidos 98

a Nivel de 138 kV 98
Figura 2.10 : Variación del Voltaje Respecto a los Valores Permitidos 99
a Nivel de 69 kV 99
Figura 2.11: Variación del Voltaje Respecto a los Valores Permitidos 100
a Nivel de 46 kV 100
Figura 2.12: Variación del Voltaje Respecto a los Valores Permitidos 101
a Nivel de 34,5 kV 101
Figura 2.13: Potencia Cortada vs Potencia Perdida en Fallas 105
de Generación y Transmisión 105
Figura 2.14: Diferencia entre el Tiempo Patrón y el Tiempo Real del Sistema 106
Figura 2.15: Proceso de Coordinación, Supervisión y Control 107
en Tiempo Real del S.N.I. 107
Figura 2.16: Diagrama de Bloques del Sistema SPIDER 113
Figura 2.17: Diagrama de Flujo de la Elaboración del Programa de Mantenimiento 117
Figura 2.18: Porcentaje de Mantenimientos no Planificados 122
y Ejecutados por los Agentes y TRANSELECTRIC 122
Figura 2.19: Ejecución de Mantenimientos Planificados y no Planificados por los Agentes del MEM 123
Figura 2.20: Ejecución de Mantenimientos Planificados y no Planificados por TRANSELECTRIC 123
Figura 2.21: Diagrama de Flujo del Proceso de Ejecución de Mantenimientos Programados 126
Figura 2.22: Número de Mantenimientos Ejecutados por los Agentes y TRANSELECTRIC 127
Figura 2.23: Evolución de la Potencia Máxima 135
Figura 2.24: Evolución de la Producción de Energía 135
Figura 2.25: Variación trimestral del PIB en el Ecuador 137
Figura 2.26: Composición Hidráulica y Térmica de la Generación Mes a Mes 137
Figura 2.27: Composición de la Generación en el Período Abril 1999 – Abril 2000 138
Figura 2.27: Estructura Energética para un Día Típico de la Estación Seca 142
Figura 2.28: Estructura Energética para un Día Típico de la Estación Lluviosa 142

Figura 2.29: Relación entre la Energía en Días Laborables y Feriados y su Precio Promedio Diario en la Estación Lluviosa 144
Figura 2.30: Relación entre la Energía en Días Laborables y Feriados y su Precio Promedio Diario en la Estación Seca 145
Figura 3.1 : Número de Reclamos de los Actores del MEM en cada Mes 149
Figura 3.2: Diagrama Secuencial del Flujo de Información 151
entre Agentes y CENACE 151
Figura 3.3: Acceso a la Información de la Entrega de Energía a los Distribuidores.164
Figura 3.4: Acceso a la Información de la Producción de Energía de los Generadores 164
Figura 3.5 : Diagrama de Flujo del Proceso de Liquidación de 190
Potencia en el MEM 190
Figura 3.6: Recuperación Acumulada de la Facturación a los Distribuidores en el MEM en el Período Abril 1999 - Abril 2000 hasta el 20 de Junio de 2000.....201
Figura 3.7: Pagos Acumulados a los Generadores y TRANSELECTRIC en el Período Abril 1999 - Abril 2000 hasta el 20 de Junio de 2000 202
Figura 3.8: Egresos de los Actores del MEM en el Período 206
Abril 1999 – Abril 2000 206
Figura 3.9: Ingresos de los Actores del MEM en el Período 209
Abril 1999 – Abril 2000 209
Figura 3.10: Balance Comercial (Teórico) del MEM en el Período 209
Abril 1999 – Abril 2000 209
Figura 3.11: Participación en el Consumo Energético de los Distribuidores en el Período Abril 1999 – Abril 2000 212
Figura 3.12: Estructura del Precio Promedio del kWh para el Distribuidor.....214
Figura 3.13: Evolución de la Estructura del Precio Promedio del kWh para el Distribuidor 214
Figura 3.14: Estructura del Precio Promedio del kWh para el Generador.....216
Figura 3.15: Evolución de la Estructura del Precio Promedio del kWh para el Generador 216
Figura 3.16: Estructura del Precio Promedio del kWh para el Transmisor.....218

Figura 3.17: Evolución de la Estructura del Precio Promedio del kWh para el Transmisor.....218
Figura 3.18: Evolución de los Precios Promedios Diarios de la Energía en la Barra de Mercado en el Período Abril 99 - Abril 2000.....220

RESUMEN

Se analiza la ejecución de los procesos técnicos y comerciales del Mercado Eléctrico Mayorista MEM, durante el período abril 1999 – abril 2000, considerando: requerimientos de entrada, valor agregado que se proporciona a dichas entradas, normativa vigente y resultados obtenidos en cada uno de los procesos.

El primer proceso que se analiza es el Planeamiento Operativo en sus etapas de largo, mediano y corto plazos. Se describen la metodología y modelos mediante los cuales se optimiza la utilización de los recursos energéticos y eléctricos del Sistema Nacional Interconectado S.N.I.

El segundo proceso que se estudia es la Coordinación, Supervisión y Control de la Operación del S.N.I. en Tiempo Real. Se describe la interacción entre los Actores del Mercado Eléctrico Mayorista y el CENACE para mantener el balance entre la demanda y la oferta de energía eléctrica al mínimo costo bajo condiciones de calidad y seguridad en la operación del S.N.I.

Finalmente se describe la Administración y Liquidación de las Transacciones Comerciales del MEM, para ello se explica la adquisición de datos del Sistema de Medición Comercial y la metodología mediante la cual se transforman las transacciones técnicas en transacciones económicas. Se analiza también el estado de cobros y pagos entre los Agentes y la empresa de Transmisión.

PALABRAS CLAVES

Mercado Eléctrico Mayorista, Planeamiento Operativo, Coordinación de la Operación, Transacciones Comerciales.

PRESENTACIÓN

ANTECEDENTES

El desarrollo del Sector Eléctrico en el Ecuador empezó en 1970, impulsado por las regalías del petróleo y créditos internacionales. El Instituto Ecuatoriano de Electrificación INECEL construyó el Sistema Nacional Interconectado y junto a la colaboración de la Empresas de Distribución permitieron la electrificación de un alto porcentaje del país.

En 1982 se acentúa la politización del sector, disminuyen las regalías e INECEL se ve imposibilitado de continuar con la expansión del sistema y cancelar sus deudas. Debido a este deterioro del sector y los cambios visibles en algunos países de América Latina y el Mundo, desde 1984 nace la necesidad de buscar un esquema nuevo que permita el adecuado desarrollo del sector para satisfacer las necesidades del país y se plantean algunas reformas al interior de INECEL, de hecho no se tenía clara la visión sobre una privatización.

En 1992 toma fuerza el concepto de modernizar el estado y por ende el sector eléctrico, aparece la Ley de Modernización, y funcionarios de INECEL comienzan a trabajar con apoyo del Banco Mundial en un proyecto de reforma al sector que terminó con la expedición de la Nueva Ley de Régimen del Sector Eléctrico el 10 de octubre de 1996. La esencia del cambio radica en que el Estado toma la función de regulador y deja todas las etapas operativas al sector privado.

La Ley de Régimen del Sector Eléctrico LRSE, estableció la división de INECEL en 6 empresas de generación: Hidro Paute S.A., Hidro Agoyán S.A., Hidro Pucará S.A., Termo Esmeraldas S.A., Electro Guayas S.A. y Termo Pichincha S.A.; una empresa de transmisión TRANSELECTRIC S.A. y 18 empresas de distribución, constituidas como sociedades anónimas; y, la Corporación Centro Nacional de Control de

Energía CENACE, como una entidad de derecho privado, eminentemente técnico y sin fines de lucro responsable de la administración técnico – comercial del Mercado Eléctrico Mayorista MEM.

La LRSE establece también la creación del Consejo Nacional de Electricidad CONELEC, como la persona jurídica de derecho público, encargada, en representación del Estado de elaborar planes para el desarrollo de la energía eléctrica y ejercer todas las actividades de regulación y control.

El 1 de abril de 1999 inicia la operación comercial del Mercado Eléctrico Mayorista del Ecuador.

VISION DE LA REESTRUCTURACIÓN DEL SECTOR ELECTRICO EN EL MUNDO

En épocas anteriores parecía una utopía que la energía se transfiera en tiempo real mediante sofisticados sistemas de computadores, en la actualidad es una realidad. California fue tal vez el estado con el más sofisticado proyecto para la reestructuración del suministro de energía eléctrica.

La esencia del cambio es que la energía eléctrica debe ser separada comercialmente como producto, de su transportación como servicio, ya que antes era considerada como un producto en el punto de entrega por el cual se pagaba una tarifa. Físicamente la energía transportada por los conductores es indistinguible, pero si se puede dividir la producción y compra de su transporte desde un lugar a otro.

La generación fue por algún tiempo un monopolio, basado en contratos de una inmensa cantidad de energía con una planta de gran tamaño. Inicialmente estas plantas eran inmensas respecto al tamaño del mercado pero con el crecimiento del mismo llegaron a ser normales, al pasar el tiempo y debido a la tecnología de materiales y la supresión de restricciones tales como quemar gas natural, las plantas pequeñas se volvieron las más baratas y el costo de su construcción resulta más

conveniente a los usuarios, que pagar los sobrecostos de enormes máquinas obsoletas.

Cuatro son los problemas principales en la reestructuración del Sector Eléctrico [1]:

- Determinar exactamente quien puede vender que y a quien,
- Establecer con precisión las reglas del negocio,
- Adoptar decisiones acertadas frente a los intereses y conflictos, y
- En qué grado la transición es manejable, cómo hacer que la regulación de servicios no se mezcle con el nuevo régimen de competitividad.

El primer paso de la reestructuración es decidir el modelo a adoptarse. En general existen **cuatro modelos diferentes en el Sector Eléctrico** desde el punto de vista de competición, basados en la extensión de modelos permitidos o requeridos en la industria. En la siguiente matriz se observan las características de estos cuatro modelos [2].

	Modelo 1	**Modelo 2**	**Modelo 3**	**Modelo 4**
Características	Monopolio	Agencia Adquisitiva	Competición entre Mayoristas	Competición entre Minoristas
Definición	Monopolio en todos los niveles	Competición en Generación y existe un solo comprador	Competición en Generación y libre elección para los Distribuidores	Competición en Generación y libre elección para los usuarios finales
Competición entre Generadores	NO	SI	SI	SI
Los Minoristas tienen libre elección	NO	NO	SI	SI
El usuario final tiene libre elección	NO	NO	NO	SI

Los modelos son una combinación del grado de monopolio, de competición y selección, todo esto confrontado ante el sistema eléctrico físico.

Modelo 1

Todo es monopolio, nadie elige al suministrador, por lo tanto una sola compañía produce la energía y la entrega por medio de la red a los distribuidores y/o al usuario final. Si acaso existían compañías separadas de distribución dependen de un solo suministrador.

Los usuarios pagan a un precio fijo o tarifa; este modelo ha permitido la creación de sistemas de transmisión y plantas de generación de gran escala, la economía de escala era la que justificaba los monopolios. Los monopolios fueron apoyados por el gobierno para permitir el subsidio a sectores de escasos recursos.

Modelo 2

Una Agencia Adquisitiva adquiere toda la energía de algunos generadores que tienen cierta competencia y dicha Agencia tiene como monopolio la red de transmisión y la venta a los usuarios finales

Se permite la competencia en generación y ésta será efectiva en la medida que bajan los precios, el gobierno además puede seguir con sus políticas comunitarias.

El comprador requiere hacer contratos de largo plazo con los productores y los usuarios finales; el generador está seguro y recupera su capital, los contratos son basados en costos, la competencia se extiende a las plantas de generación pero se asegura la recuperación de sus costos de inversión, con esta garantía ellos pueden pagar sus deudas y reducir los costos.

El riesgo es pasado a través del contrato al usuario cautivo, para aislar a los propietarios del efecto del cambio de la tecnología y las fuerzas de mercado. Este modelo entorpece la dinámica de los beneficios de la competición, ya que la expansión y construcción de nuevos proyectos está en manos del planeamiento centralizado.

Modelo 3

Existe competición a nivel de mayoristas, los distribuidores compran la energía a un mercado de generación que puede tener cierta competencia, tienen libre acceso a la red de transmisión y son un monopolio sobre los usuarios finales.

Los generadores tienen libre acceso a la red y participan en su ampliación, los distribuidores pueden comprar directamente a los generadores que compiten. Este modelo es aquel adoptado por el Sistema Británico después de su privatización en 1990 y considerado en la política energética de Estados Unidos en 1992.

Las presencia de muchos compradores hace más competitivo el mercado y uno de los beneficios de la competición consiste en encargar la innovación de la tecnología y el riesgo del mercado sobre de los generadores.

Los generadores están en mejores posibilidades de juzgar los beneficios de la nueva tecnología que un regulador, pues ellos asumen el riesgo de aumentar sus costos de capital, por ello necesitan seleccionar cuidadosamente sus proyectos; es necesario además conseguir nuevos mercados y hacer acuerdos con el sistema de transmisión.

La competición entre mayoristas puede ser sólo una manera de espera, mientras se hace efectiva la competición entre minoristas. Mientras el Reino Unido y los Estados Unidos buscaban nuevos clientes mediante mercados abiertos, al mismo tiempo

excluían a otros y por ello la definición de quienes son mayoristas y quienes minoristas, constituye un tema de gran importancia.

Si el regulador no tiene cuidado puede llevar a la banca rota a las empresas que están a su cargo, alentándolas a desperdiciar un exceso de capital en proyectos inadecuados, agravando de esta manera los problemas antes de solucionarlos.

Modelo 4

En este modelo todos los usuarios tienen libre acceso a las redes de transmisión y distribución, todos pueden elegir su suministrador, la distribución es separada de la comercialización y la competencia está presente en todas las actividades.

Se promueve la rotación de los minoristas; países tales como Inglaterra, Noruega, Chile y Victoria en Australia, tienen modelos que se aproximan a éste, California lo está implementando. La propiedad de la transmisión es separada y la Distribución es separada de la Comercialización.

La competencia entre minoristas puede hacer en principio más competitivo el mercado trayendo a todos los clientes finales dentro del mercado, pero los costos suben por necesitarse algunos arreglos propios del negocio y sistemas de medición que pueden representarle al usuario final costos superiores a los beneficios, el problema radica entonces en integrar a todos los usuarios a este sistema.

Todos estos modelos tienen diferente tipo de propiedad de las empresas y requieren una regulación distinta.

En el Ecuador se ha implantado un modelo muy similar al modelo 3.

EL NUEVO MODELO DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

En el nuevo escenario en el que se desarrolla el Sector Eléctrico del Ecuador, el rol fundamental del gobierno constituye la creación de las regulaciones necesarias para garantizar el bienestar de los usuarios finales, mientras que las empresas privadas por su parte son responsables de la expansión de la infraestructura que requiere el Sector para superar con éxito las exigencias del nuevo modelo.

El Gobierno como Ente Regulador debe conciliar los intereses privados y públicos; las regulaciones por tanto deben permitir una armonía entre variables críticas dentro del negocio eléctrico, como son: costos de producción, competitividad, calidad y confiabilidad del servicio y tarifa a usuario final. El CONELEC su representante debe ser independiente, sin embargo por su constitución es altamente ligado al Gobierno.

La concepción del Mercado Eléctrico Mayorista MEM y la expansión del sistema están dadas en base a la naturaleza de la energía eléctrica, diferente a la mayoría de productos, ya que se consume en el mismo momento que se produce y no es posible almacenarla y además no es posible distinguir que a través del Sistema de Transmisión, un determinado consumidor recibe cierta cantidad de energía de un generador específico.

El servicio de transportación de la energía se realiza a través del Sistema de Transmisión, en el cual están presentes considerables economías de escala, que lo convierten en un monopolio natural y de ahí la necesidad de que sea una empresa de servicios regulada. A nivel de la generación no existen significativas economías de escala por lo que es factible la competencia; el caso específico de la central Paute, predominante en la generación hidráulica podría distorsionar la competencia convirtiéndose en un monopolio, razón por la cual en la Disposición Transitoria Segunda del Reglamento de Funcionamiento del MEM se establece que en su contrato de concesión deberá establecerse la obligatoriedad de vender en contratos a plazo su energía firme a todos los Distribuidores proporcionalmente a su demanda.

Para el caso de la distribución al no determinarse claras economías de escala tiende a desarrollarse como monopolios geográficos.

La naturaleza del MEM exige la coexistencia de dos tipos de mercado, el Mercado Ocasional o Spot y el Mercado de Contratos.

El Mercado Ocasional se desarrolla en base al modelo marginalista, por lo cual todas las transacciones que se realicen en él se valoran a precio nodal, el cual resulta de la multiplicación del precio marginal, en un nodo de referencia, denominado Barra de Mercado por el correspondiente factor de nodo.

En el **Mercado Ocasional** el precio de la energía varía temporal y espacialmente, pues el precio marginal varía hora a hora en función del costo variable de la última máquina despachada, en el nodo de referencia, en base a una lista de mérito y que permite además abastecer totalmente la demanda del sistema. La variación espacial del precio de la energía se debe al costo que demanda el transportarla desde el nodo de producción hasta el nodo de consumo, la metodología utilizada para evaluar dicho costo constituyen los **factores de nodo,** los cuales son menores que 1 para nodos generadores o exportadores y mayores que 1 para nodos de demanda o importadores.

Si no existieran pérdidas ni restricciones operativas en el Sistema de Transmisión, no existiría discriminación espacial entre precios y serían los mismos en cualquier nodo del sistema, pero en la realidad existen pérdidas y restricciones que hacen que los precios nodales sean diferentes y permiten que el pago de los Agentes que retiran energía del sistema sea superior al pago realizado a los generadores, esta diferencia representan las pérdidas totales del sistema valoradas a precio marginal. Este monto es denominado ingreso variable al Transmisor, pero al no ser suficiente para cubrir los costos de operación y mantenimiento se hace necesario un segundo ingreso por concepto de conexión y capacidad y un ingreso que le permita además expandir el Sistema de Transmisión.

En el Mercado Ocasional el precio de la energía está expuesto a la dinámica de muchas variables, lo cual hace que su valor sea impredecible, por ello con el propósito de mitigar la exposición de los Agentes del MEM a esta volatilidad, se hace indispensable la existencia de un **Mercado de Contratos**, en el cual los Agentes pactan libremente cantidades, precios y condiciones. Es conveniente que la mayor parte de las transacciones de los Agentes sean realizadas mediante contratos a plazo y que el Mercado Ocasional se convierta en un mercado de diferencias que permita comprar o vender la energía necesaria para cumplir sus contratos en tiempo real. Esta conveniencia se justifica porque los contratos a plazo permiten asegurar los ingresos a los productores y egresos de los consumidores a precios competitivos.

Para la implantación del nuevo modelo en el Sector Eléctrico, fue necesaria la segmentación de aquella estructura monopólica verticalmente integrada, en las siguientes entidades [3]:

- El Consejo Nacional de Electricidad CONELEC, como la persona jurídica de derecho público, encargada, en representación del Estado, de todas las actividades de regulación y control.

- El Centro Nacional de Control de Energía CENACE, como una Corporación Civil de Derecho Privado, de carácter eminentemente técnico y sin fines de lucro, encargada de la administrar las transacciones técnicas y comerciales del MEM.

- Las Empresas Eléctricas Concesionarias de Generación, correspondientes a los generadores que operan sus empresas por su propia cuenta, asumiendo los riesgos comerciales inherentes a su negocio, bajo los principios de transparencia, libre competencia, eficiencia y de acuerdo a las regulaciones del CONELEC.

- La Compañía Nacional Concesionaria de Transmisión, que mediante el pago de un peaje regulado, está obligada a permitir el libre acceso a los Generadores, Distribuidores y Grandes Consumidores.

- Las Empresas Eléctricas Concesionarias de Distribución, que conformadas como Sociedades Anónimas operan sus respectivas áreas de concesión en los términos de los contratos otorgados por el CONELEC. Están prohibidas de generar o transmitir electricidad.

ENFOQUE DE LOS PROCESOS QUE SE EJECUTAN PARA PERMITIR EL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA MEM

Un proceso consiste en un grupo de tareas lógicamente relacionadas que emplean los recursos de la organización, le agregan valor y suministran un producto a un cliente externo o interno para dar resultados definidos en apoyo de los objetivos de la organización.

Los procesos se ejecutan de una manera más eficiente en una organización plana, en la cual el nivel directivo comunica directamente la estrategia de la empresa al nivel operativo, el cual a su vez la aplica en su trabajo diario. A diferencia de las organizaciones muy jerarquizadas en las cuales la estrategia de la empresa parte del nivel ejecutivo y debe pasar a través de muchos niveles medios antes de llegar al nivel operativo, ocasionando distorsión en la información y un impacto negativo sobre la eficiencia y efectividad del proceso. Por esta razón el nuevo esquema de Sector Eléctrico favorece la implantación de una metodología de procesos.

La implantación de un nuevo modelo de funcionamiento del Sector Eléctrico Ecuatoriano, en el que teniendo como ente Regulador al CONELEC; los Actores desarrollan sus actividades en un ambiente competitivo, bajo la administración del CENACE encargado de la administración técnica y comercial del funcionamiento del MEM.

En el presente trabajo se analizan las actividades de los Actores del MEM y el CENACE desde el punto de vista de procesos, es decir, se analizan los requerimientos de entrada, la transformación que se le da a esa entrada y los productos o resultados que se entregan a los clientes ya sean internos o externos al proceso.

En la mayoría de los casos la materia prima para el desarrollo de los procesos que hacen efectivo el funcionamiento del MEM constituye la información provista por los Agentes y TRANSELECTRIC, la cual es procesada en el CENACE y los resultados son entregados a cada uno de los Actores del MEM. De esta manera se garantiza que el MEM funcione cada día gracias a la interacción constante de sus integrantes.

Se nota entonces la necesidad por parte de los Agentes y TRANSELECTRIC de contar con sistemas tecnológicos adecuados que posibiliten la entrega de información confiable y oportuna al CENACE, con el fin de optimizar al máximo la calidad de la operación técnica y económica de los recursos existentes en el Sistema Nacional Interconectado S.N.I.

Los macroprocesos requieren para su desarrollo de una normativa clara y efectiva, la cual en el Sector Eléctrico del Ecuador es responsabilidad del CONELEC.

Se analizarán fundamentalmente los procesos desarrollados en las fases de Planeamiento Operativo, Coordinación de la Operación en Tiempo Real y Transacciones Comerciales en el MEM.

En la fase de Planeamiento Operativo, se analizarán los procesos siguientes:

Planeamiento Energético y Eléctrico Anual y Programación Semanal: se analizará de manera general los requerimientos básicos de información,

consideraciones para su realización, metodología, resultados. Se establecerán además desviaciones entre datos programados y datos reales.

Despacho Económico Diario Programado: en este proceso que ha sido implantado en el nuevo esquema, se analizará de manera general la metodología, los datos requeridos y los resultados, las restricciones y ventajas que presenta; y, mediante una comparación con datos reales se establecerán desviaciones que indiquen la calidad de la programación.

En la Coordinación de la Operación del S.N.I. bajo la supervisión y control del CENACE, se analizarán los procesos siguientes:

Ejecución del Despacho Económico Diario de Generación: se describirá de forma simple el control de generación y frecuencia, la elaboración de redespachos y su metodología, causas y un análisis estadístico de su ejecución.

Coordinación, Supervisión y Control en Tiempo Real del S.N.I: se analizará la metodología básica de control de voltaje y frecuencia, así como también los flujos en el S.N.I. Se describirá brevemente el funcionamiento del Sistema de Control en Tiempo Real del CENACE y se estudiarán las desviaciones de voltaje y frecuencia respecto a los valores permitidos en la ley.

Aprobación y Coordinación de la Ejecución de Mantenimientos, se estudiará la metodología que los actores del MEM utilizan para planificar y ejecutar sus mantenimientos en coordinación con el CENACE y se analizarán los resultados, para evaluar el cumplimiento del programa de mantenimientos.

Análisis Post - Operativo: en base de los resultados de la operación en tiempo real, se realizará un análisis estadístico de la evolución de la demanda de potencia y energía, se analizará la componente hidráulica y térmica de la generación y su relación con el precio marginal de la energía.

En lo referente a la parte comercial del MEM se analizarán los siguientes procesos:

Administración de la Información de los Actores del MEM: en este proceso se analizará el flujo de información para realizar de manera transparente las transacciones técnicas y económicas de los Agentes del MEM y TRANSELECTRIC.

Liquidación de las Transacciones del MEM: en este proceso se analizarán los datos y la metodología para la elaboración de la liquidación, se realizará el balance comercial y energético en el MEM y se estudiará la estructura de los precios para los Distribuidores, Generadores y TRANSELECTRIC, un análisis de los pagos de los Distribuidores y los cobros por parte de los Generadores y TRANSELECTRIC, tomando en cuenta los acuerdos internos establecidos por el Fondo de Solidaridad.

Registro de los Contratos a Plazo: se analizarán los requerimientos básicos y la metodología para establecer un contrato a plazo.

Por último se presentarán conclusiones del funcionamiento del MEM en el período abril 1999 – abril 2000, así como también se tratará de entregar recomendaciones a implantarse en el MEM para corregir los problemas y de esa manera establecer definitivamente el modelo de mercado en el Sector Eléctrico Ecuatoriano.

1 CAPITULO 1: PLANEAMIENTO ENERGÉTICO Y ELÉCTRICO DE LA OPERACIÓN EN EL MEM

1.1 PLANEAMIENTO ANUAL DE LA OPERACIÓN EN EL MEM

GENERALIDADES

El Planeamiento Energético y Eléctrico Anual tiene como objetivo fundamental el optimizar los recursos de generación y transmisión disponibles, con el fin de abastecer la demanda y la operación del Sistema Nacional Interconectado S.N.I. en las mejores condiciones de calidad y seguridad.

Esta planificación es realizada por la Dirección de Planeamiento del CENACE y tiene como información de entrada lo siguiente:

Previsión de demandas a nivel de las Empresas de Distribución, previsión de caudales, factibilidad energética del S.N.I. con los mantenimientos programados de corto y largo plazo, disponibilidad de plantas de generación hidráulicas, unidades térmicas y las instalaciones del sistema de transmisión.

Mientras que los resultados son: producción de potencia y energía a bornes de generador, potencia remunerable puesta a disposición, potencia reactiva remunerable disponible, requerimientos de potencia activa y reactiva por seguridad del S.N.I., precios referenciales de la energía, factores de nodo sin restricciones, niveles de los principales embalses y vertimientos.

En el presente estudio se toman como referencia los datos existentes en el documento "Programa de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista Octubre 1999 – Septiembre 2000" que contempla el horizonte de un año y abarca las estaciones seca y lluviosa.

1.1.1 METODOLOGÍA

Para garantizar el adecuado funcionamiento del S.N.I. con los recursos disponibles se realiza una simulación matemática de la operación que permite optimizar los costos totales de producción sin perder de vista las condiciones de calidad y seguridad del S.N.I. Esta simulación consta de dos etapas:

En la primera se optimizan los recursos hidráulicos tales como: cuotas mensuales y diarias de generación de las centrales hidroeléctricas de regulación y afluencias a centrales hidroeléctricas de pasada.

En la segunda etapa, utilizando la información resultante de la fase anterior, se realiza una simulación del despacho de carga al mínimo costo y en la barra de mercado para los siguientes días típicos: laborable, festivo, sábado y domingo, mes a mes, para el período de estudio.

1.1.1.1 Criterios Aplicados

- El horizonte de planeamiento es de un año, mes a mes, tomando en cuenta las estaciones seca (octubre a marzo) y lluviosa (abril a septiembre).

- Aunque se podría considerar un número mayor de escenarios hidrológicos, se toman en cuenta tres que se consideran los más probables, y son:
  - Hidrología Media: con probabilidad de ocurrencia del 50% anual
  - Hidrología Semiseca: con probabilidad de ocurrencia del 95% anual
  - Hidrología Seca: con probabilidad de ocurrencia del 50% mensual

- Se utiliza la proyección de la demanda de potencia y energía entregada por los Agentes y validadas por el CENACE.

- La representación de la demanda en cada mes se la hace mediante dos curvas típicas de carga, una para los días laborables y la otra que representa a los días

no laborables. .Con el propósito de optimizar la operación de los embalses, se utiliza curvas de duración de carga de nueve bloques, de los cuales cinco corresponden a datos horarios de demanda punta, dos para la demanda media y los dos restantes a la demanda base y para el despacho económico diario se utiliza curvas de carga que incluyen las 24 horas del día.

- Los períodos horarios de demanda son:

  - De demanda punta, comprendido entre las 17 y las 22 horas de todos los días de la semana.

  - De demanda media, comprendido entre las 7 y las 17 horas de lunes a viernes.

  - Las horas restantes de la semana son consideradas como de demanda base.

- La disponibilidad termoeléctrica se la representa mediante la potencia efectiva bruta equivalente, que resulta de restar la probabilidad de salida forzada de la potencia efectiva bruta de la unidad.

- Se asume una disponibilidad completa de combustibles y se utilizan precios internacionales hasta diciembre de 1999, en los meses posteriores se utilizan precios nacionales de combustibles.

- Los costos variables de producción son aquellos que varían proporcionalmente a la producción de energía y son declarados por los Agentes del MEM y validados por el CENACE. Estos costos variables se expresan en US$/kWh y los precios internacionales promedio de combustibles utilizados son: bunker 14,513 US$/barril, diesel 23,92 US$/barril y nafta 19,63 US$/barril.

- Se considera el ingreso de unidades nuevas al S.N.I., como es el caso de Energy Corp con una potencia efectiva de 105MW e Hidronación con 3 unidades de 71MW.

- Se toma en cuenta la importación de Colombia con una potencia efectiva de 25MW y un factor de carga equivalente a 56,1%.

- Para el cálculo de la potencia remunerable puesta a disposición se realiza una simulación de la operación económica del S.N.I., cubriendo la totalidad de la demanda en un escenario hidrológico seco.

- Se utilizan como fuentes de reactivos a las unidades 1 y 2 de Santa Rosa, 1 y 2 de Ecuapower Santo Domingo y la unidad de Ecuapower Santa Elena. Para estas unidades se considera toda su capacidad de reactivos como la potencia reactiva puesta a disposición.

- Se toman en cuenta las obras planificadas por TRANSELECTRIC para levantar las restricciones existentes en las Subestaciones Pascuales y Salitral.

- En el precio referencial de generación, obtenido mediante el promedio ponderado de los precios marginales de generación de corto plazo, se han incluido factores que impiden realizar un despacho económico óptimo como son: costos por inflexibilidades, restricciones de transmisión, generación forzada, sobrecostos por contratos con los generadores privados y suministro de reactivos.

- El programa utilizado para el despacho económico no incluye los costos de arranque y parada de unidades turbovapor, sin embargo dichos costos no tienen mayor influencia en el precio referencial de generación.

- Se utilizan los factores de nodo promedio para la estación seca y lluviosa, en los bornes en el caso de los Generadores y en el punto de entrega para los Distribuidores.

- El criterio de manejo de los principales embalses del S.N.I. permite tener una adecuada reserva energética en la estación seca, la misma que hace posible el suministro total de la demanda y a la vez que en la época lluviosa se minimicen los vertimientos.

1.1.1.2 Actividades que constituyen el Proceso de Planeamiento Operativo Anual

El proceso [4] de Planeamiento Operativo Anual en su **fase energética** puede describirse brevemente a través de las siguientes actividades que se explican en el diagrama de flujo de la figura 1.1:

1. Recepción, de parte de los Agentes Distribuidores, de la previsión de su demanda punta y curva de carga horaria de la energía a consumirse en cada uno de los días típicos del mes: día laborable, sábados, domingos; y, feriados y de la proyección del consumo de energía para todo el año de operación. Esta información permite la actualización de la base de datos de Planeamiento.

2. Previsión y validación de demandas recibidas. En el caso de aquellos Agentes que no declararan valores actualizados de sus proyecciones, se consideran los resultados obtenidos por el CENACE de estimaciones basadas en datos históricos.

3. Recepción de las características de importación de energía.

4. Recepción y análisis de factibilidad energética y eléctrica de mantenimientos.

5. Recepción de disponibilidades de generación y transmisión y actualización base de datos.

6. Recepción de los niveles y características de los embalses, catálogos de las centrales hidroeléctricas y previsión de caudales.

7. Recepción de la curva de generación de centrales hidroeléctricas de pasada.

8. Recepción de restricciones operativas de generación y del Sistema de transmisión.

9. Recepción y actualización de los costos variables de generación.

10. Actualización de la base de datos de Planeamiento.

11. Ejecución del programa energético de la operación utilizando una modelación matemática de flujo en redes.

12. Validación eléctrica del Programa Energético de la Operación.

13. Obtención resultados definitivos.

14. Elaboración de informe, publicación y difusión.

Las actividades [4] que constituyen el Planeamiento Operativo Anual en su **fase eléctrica** se pueden visualizar mejor en el diagrama de flujo de la figura 1.2 y son las siguientes:

1. Recepción y análisis de información de Agentes.

2. Actualización de base de datos eléctricos del S.N.I..

3. Análisis del S.N.I. en estado estacionario mediante flujos de potencia.

4. Obtención del perfil de voltaje, políticas de operación de los taps de los Transformadores, carga de las líneas y transformadores, requerimientos de generación forzada y potencia reactiva

5. Análisis del S.N.I. en estado dinámico mediante estabilidad transitoria.

6. Identificación de áreas eléctricas y sus características

7. Determinación de la Reserva Primaria de Frecuencia y la Reserva Secundaria de Frecuencia.

8. Diseño del esquema de alivio de carga.

9. Identificación de necesidades de compensación reactiva, definición de estrategias para regulación de voltaje, niveles de seguridad y reserva operativa.

10. Elaboración del informe y publicación.

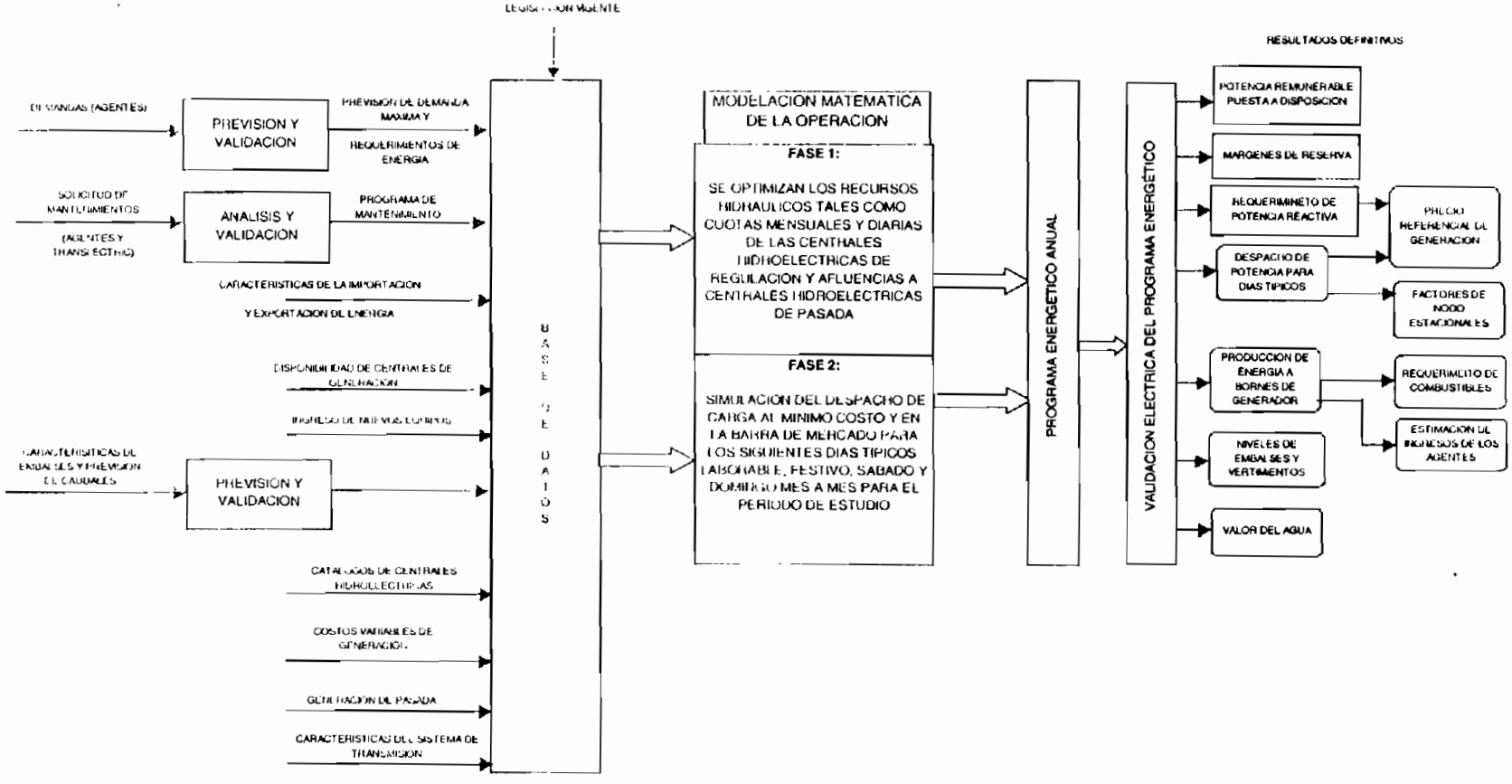


Figura 1.1: Diagrama de Flujo del Proceso de Planeamiento Energético Anual

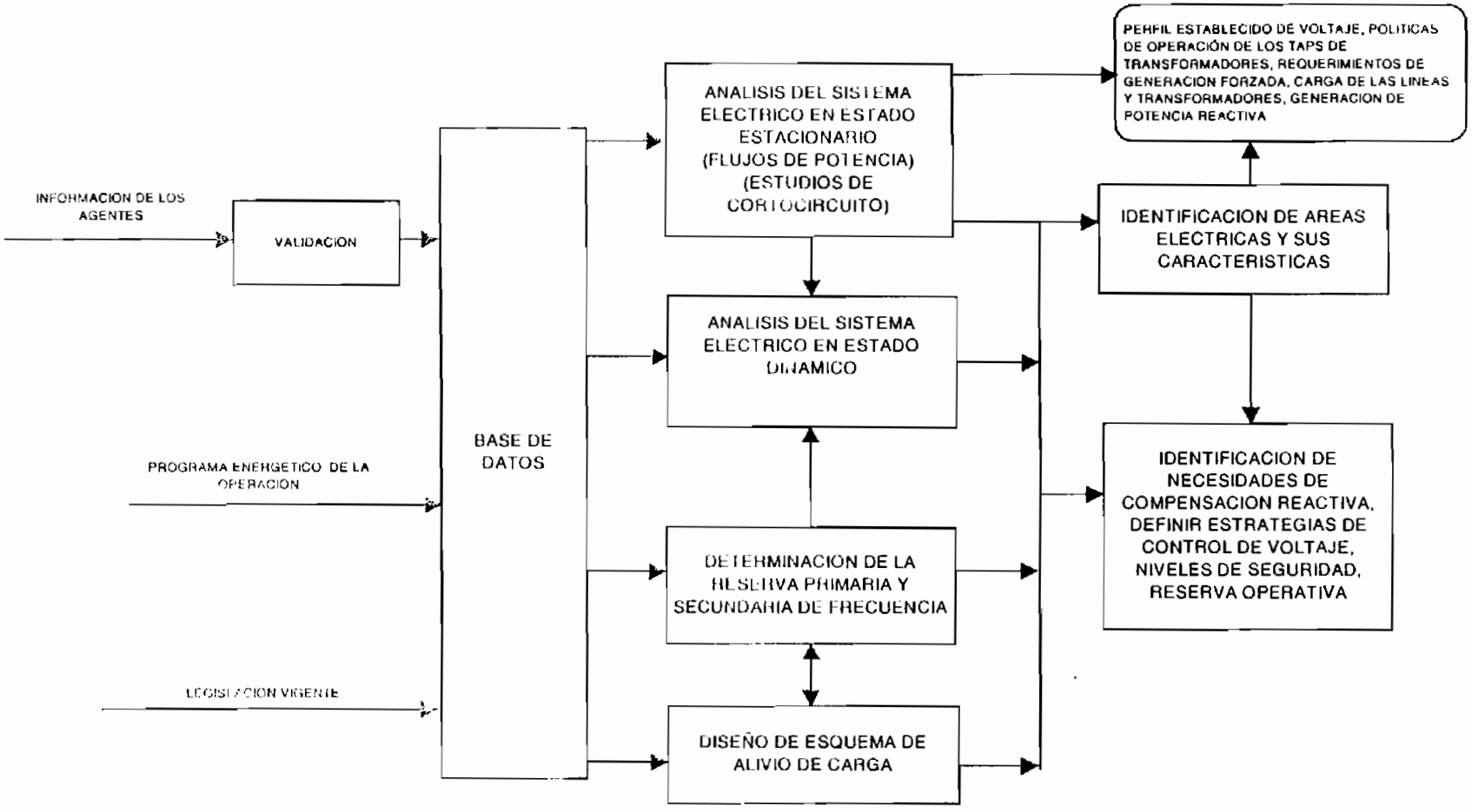


Figura 1.2: Diagrama de Flujo del Proceso de Planeamiento Eléctrico Anual

1.1.2 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN DE ENTRADA

1.1.2.1 Demandas de Potencia Máxima y Energía

La previsión de consumos de potencia y energía entregada por cada Distribuidor y validada por el CENACE se puede observar en el Anexo 1.1 [6]. En la tabla 1.1 se observa la previsión total para el S.N.I. de los requerimientos de potencia y energía a nivel de Subestación de Entrega, mes a mes, en el período comprendido desde abril de 1999 hasta marzo de 2000.

Tabla 1.1: Previsión de la Demanda de Potencia y Consumo de Energía del MEM a Nivel de S/E de Entrega

	Abr-99	May-99	Jun-99	Jul-99	Ago-99	Sep-99
MW	2 018,9	2 028	2 018,8	2 016,4	1 998,2	2 019
GWh	904,4	942,9	912,9	940,5	929,9	907,8
	Oct-99	**Nov-99**	**Dic-99**	**Ene-00**	**Feb-00**	**Mar-00**
MW	2 067,2	2 101,5	2 150,5	1 873,1	1 847,6	1 885,4
GWh	944,4	918,3	969,6	862,1	780	868,1

En esta tabla se observa que se prevé alcanzar un aumento en la demanda de potencia y el consumo de energía para la mayoría de los meses, respecto al período anterior abril 1998 – marzo 1999, en los porcentajes que se muestran a continuación en la tabla 1.2.

Tabla 1.2: Variación Prevista en la Potencia y Energía Respecto al Período Abril 98 - Marzo 99

	Abr-99	May-99	Jun-99	Jul-99	Ago-99	Sep-99
Potencia	-10.8%	-10.7%	-6.7%	-7.3%	-5.6%	-3.8%
Energía	-6.4%	-7.2%	-9.0%	-9.2%	-7.1%	-3.9%
	Oct-99	Nov-99	Dic-99	Ene-00	Feb-00	Mar-00
Potencia	0.2%	-1.0%	1.7%	1.2%	3.3%	8.1%
Energía	-0.2%	0.1%	-0.2%	0.1%	2.0%	4.0%

Es indispensable para realizar la proyección de la demanda de potencia y el consumo de energía, conocer su evolución en el tiempo. En los siguientes gráficos se observa esta evolución mes a mes, a partir del año 1998 hasta el 2000 (utilizando valores previstos para noviembre y diciembre de 2000).

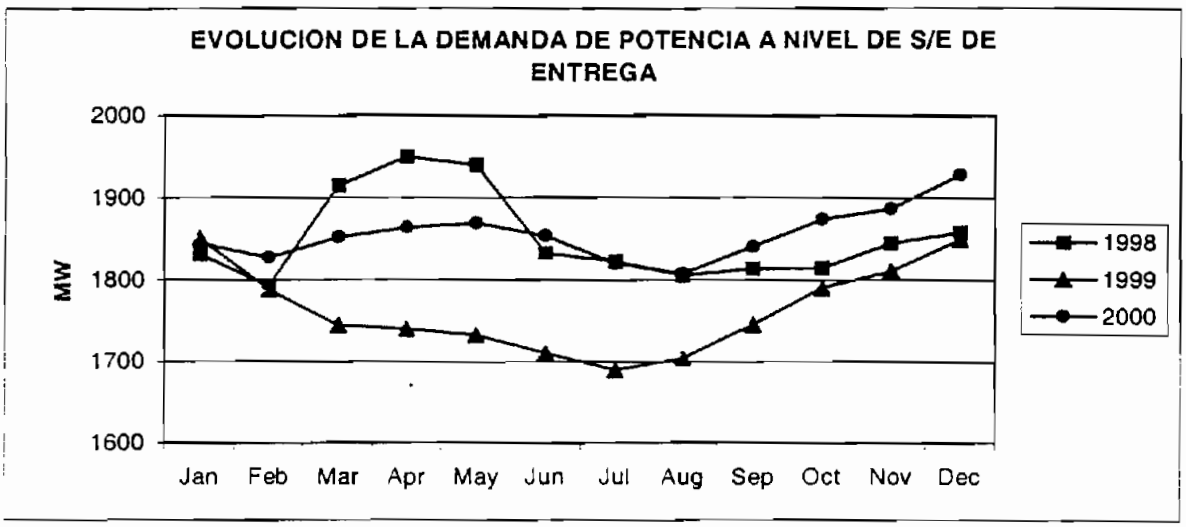


Figura 1.3: Evolución de la Demanda de Potencia a Nivel de S/E de Entrega

En la figura 1.3 se muestra la contracción que tiene la demanda de potencia en el período de estudio, puesto que, se observa que los valores del año 1998 son superiores a los de 1999 y del 2000.

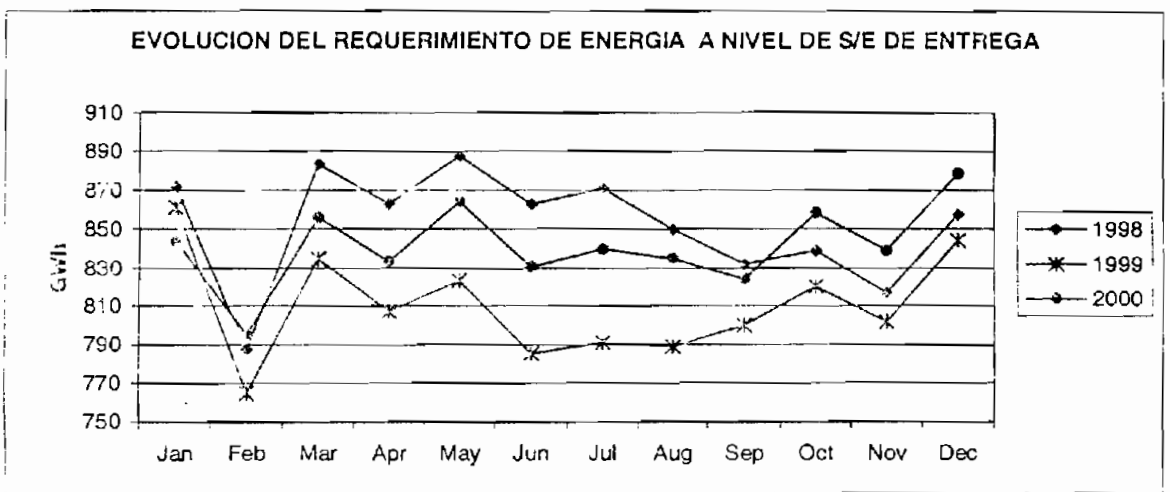


Figura 1.4: Evolución de los Requerimientos de Energía a Nivel de S/E de Entrega

Algo similar ocurre también con la energía en la cual se nota una contacción a partir del año de 1998, como se muestra en la figura 1.4.

b) Caudales

En la tabla 1.3 [6] se observan las características de los principales embalses del país.

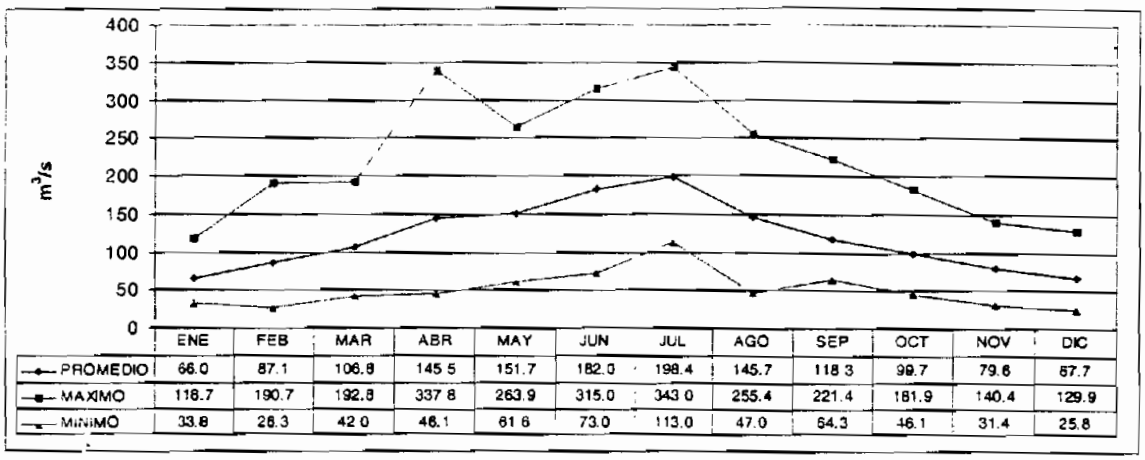
Tabla 1.3: Características de los Embalses

	UNIDAD	PISAYAMBO	AMALUZA	AGOYAN	D.PERIPA
1.Volumen Bruto	mill. de m^3	100.70	84.54	1.85	5430.09
2. Volumen Util	mill. de m^3	79.50	52.36	0.76	3280.78
3. Energía Equivalente Almacenada	GWh	79.74	82.73	0.27	462.59
4. Factor de Productividad Medio					
- máximo	kWh/m^3	1.003	1.580	0.350	0.141
- medio	kWh/m^3	0.980	1.552		0.136
5. Nivel Máximo de Operación	m.s.n.m.	3565	1991	1651	85
6. Nivel Mínimo de Operación					
- teórico	m.s.n.m.	3541	1935	1645	65
- real	m.s.n.m.	3545	1970		70

La previsión de caudales afluentes a los embalses Amaluza, Pisayambo, Agoyán y Daule - Peripa para las hidrologías media, semiseca y seca se observan en el anexo1.2 [6]. Se tiene una probabilidad de excedencia del 50% anual para la hidrología media, 95% anual para la hidrología semiseca y 90% mensual para la hidrología seca.

La información histórica utilizada en la previsión de caudales se analiza a continuación:

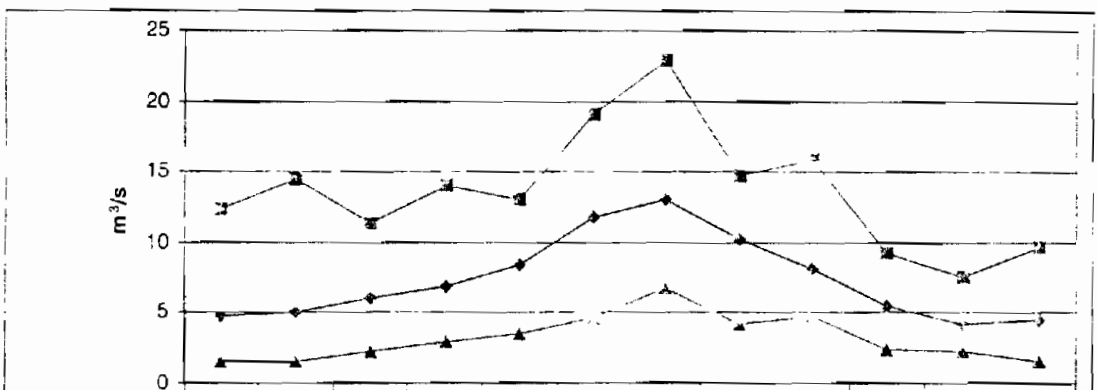
AMALUZA: se tienen caudales afluentes promedios mensuales desde el año 1964 a 1999 y los valores mensuales máximo, mínimo y promedio para este período se muestran en la figura 1.5.



	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
PROMEDIO	66.0	87.1	106.9	145 5	151.7	182.0	198.4	145.7	118 3	99.7	79.6	67.7
MAXIMO	118.7	190.7	192.8	337 8	263.9	315.0	343 0	255.4	221.4	181.9	140.4	129.9
MINIMO	33.8	28.3	42 0	46.1	61 6	73.0	113.0	47.0	64.3	46.1	31.4	25.8

Figura 1.5: Medidas Estadísticas de los Caudales Afluentes al Embalse Amaluza para el Período 1964-1999

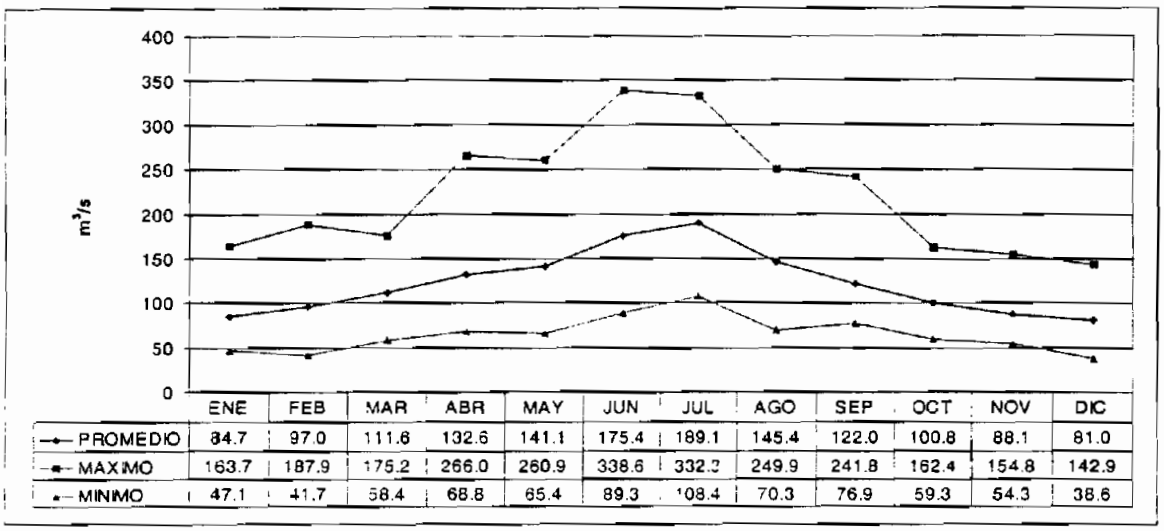
PISAYAMBO: se tienen caudales afluentes promedios mensuales desde el año 1962 a 1999 y los valores mensuales máximo, mínimo y promedio para este período se muestran en la figura 1.6.



	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
PROMEDIO	4.7	5.1	6.1	6.9	8.5	11.8	13.1	10.2	8.1	5.5	4.3	4.5
MAXIMO	12.3	14.4	11.4	14.1	13.0	19.1	22.9	14.7	15.9	9.3	7.6	9.7
MINIMO	1.5	1.6	2.2	2.9	3.5	4.6	6.8	4.2	4.8	2.4	2.3	1.5

Figura 1.6: Medidas Estadísticas de los Caudales Afluentes al Embalse Pisayambo para el Período 1963 –1999

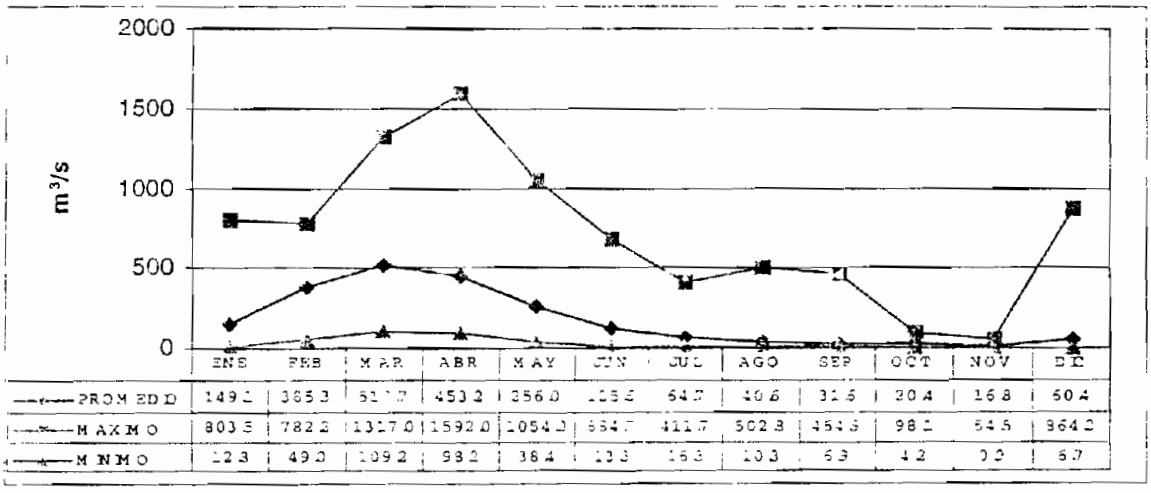
AGOYÁN: se tienen caudales afluentes promedios mensuales desde el año 1963 a 1999 y los valores mensuales máximo, mínimo y promedio para este período se muestran en la figura 1.7.



	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
PROMEDIO	84.7	97.0	111.6	132.6	141.1	175.4	189.1	145.4	122.0	100.8	88.1	81.0
MAXIMO	163.7	187.9	175.2	266.0	260.9	338.6	332.2	249.9	241.8	162.4	154.8	142.9
MINIMO	47.1	41.7	58.4	68.8	65.4	89.3	108.4	70.3	76.9	59.3	54.3	38.6

Figura 1.7: Medidas Estadísticas de los Caudales Afluentes al Embalse Agoyán para el Período 1963-1999

DAULE - PERIPA: se tienen caudales afluentes promedios mensuales desde el año 1963 a 1999 y los valores mensuales máximo, mínimo y promedio para este período se muestran en la figura 1.8:



	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
PROMEDIO	1491	3653	5177	4532	3560	1255	647	406	316	304	168	604
MAXIMO	8035	7822	13170	15920	10540	6847	4117	5023	4533	982	545	8642
MINIMO	123	490	1092	982	384	123	163	103	63	42	33	67

Figura 1.8: Medidas Estadísticas de los Caudales Afluentes al Embalse Daule-Peripa para el Período 1963-1999

Se puede observar que los caudales afluentes al embalse Daule – Peripa al pertenecer a la cuenca occidental, tienen un régimen complementario a los caudales de las cuencas orientales que ingresan a los embalses Amaluza, Pisayambo y Agoyán, entonces cuando los caudales son bajos en Daule – Peripa los caudales de las cuencas orientales son altos y viceversa.

1.1.2.2 Disponibilidad de Potencia de las Centrales de Generación

La disponibilidad de potencia de las centrales hidroeléctricas de embalse y de pasada y de las unidades termoeléctricas, para los tres escenarios hidrológicos descritos se observa en la tabla 1.4:

Tabla 1.4: Disponibilidad de Potencia de las Centrales de Generación (MW)

	Abr-99	May-99	Jun-99	Jul-99	Ago-99	Sep-99	Oct-99	Nov-99	Dic-99	Ene-00	Feb-00	Mar-00
HIDROLOGIA MEDIA PROBABILIDAD 50 % ANUAL												
HIDRO EMBALSE	1106	1176	1212	1212	1247	1318	1342	1316	1338	1335	1314	1245
HIDRO PASADA	166	166	164	157	151	153.2	302.3	304.6	285.2	314.9	314.9	302.9
TERMOELECTRICAS	1104	1120	1032	953	1234	1280	1251	1222	1306	1257	1298	1294
TOTAL	2376	2462	2408	2322	2632	2751	2895	2843	2929	2906	2927	2842
% HIDROELECTRICAS	54%	55%	57%	59%	53%	53%	57%	57%	55%	57%	56%	54%
% TERMOELECTRICAS	46%	45%	43%	41%	47%	47%	43%	43%	45%	43%	44%	46%
HIDROLOGIA SEMISECA PROBABILIDAD 95 % ANUAL												
HIDRO EMBALSE	1106	1176	1212	1212	1247	1318	1342	1316	1338	1335	1314	1245
HIDRO PASADA	150	150	140	140	134	134	292.4	287.4	266	297.3	300.9	287.5
TERMOELECTRICAS	1104	1120	1032	953	1234	1280	1251	1222	1306	1257	1298	1294
TOTAL	2360	2446	2384	2303	2615	2732	2885	2825	2910	2889	2913	2827
% HIDROELECTRICAS	53%	54%	57%	59%	53%	53%	57%	57%	55%	56%	55%	54%
% TERMOELECTRICAS	47%	46%	43%	41%	47%	47%	43%	43%	45%	44%	45%	46%

Tabla 1.4: Disponibilidad de Potencia de las Centrales de Generación MW (Continuación)

HIDROLOGIA SECA PROBABILIDAD 90 % MENSUAL												
HIDRO EMBALSE	1106	1176	1212	1212	1247	1318	1342	1316	1338	1335	1314	1245
HIDRO PASADA	150	150	140	140	134	134	291.5	287	265.5	297.1	300.4	287.4
TERMOELECTRICAS	1104	1120	1032	953	1234	1280	1251	1222	1306	1257	1298	1294
TOTAL	2360	2446	2384	2305	2615	2732	2884	2825	2909	2889	2912	2827
% HIDROELECTRICAS	53%	54%	57%	59%	53%	53%	57%	57%	55%	56%	55%	54%
% TERMOELECTRICAS	47%	46%	43%	41%	47%	47%	43%	43%	45%	44%	45%	46%

1.1.2.3 Programa de Mantenimiento

En el Planeamiento Anual se consideran los mantenimientos programados de generación y transmisión dentro del período de estudio. La información requerida consiste en: equipo o instalación que requiere de un mantenimiento, tipo de mantenimiento, fecha a realizarse, tiempo que tomará dicho mantenimiento y como este afectará a la topología y funcionamiento del S.N.I. Este tema será analizado con en la etapa de Operación, en la cual se coordina la ejecución de las maniobras requeridas por los Agentes para realizar sus mantenimientos.

1.1.3 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

1.1.3.1 Producción Energética a Bornes de Generador

El planeamiento energético a bornes de generador determina la producción de energía que permita satisfacer la demanda y mantener condiciones de calidad, seguridad y economía del S.N.I. El planeamiento se lo ha hecho para las tres hidrologías de estudio.

La entrega de potencia es obtenida mediante un despacho económico para un día típico laborable en condiciones de demanda máxima. En la tabla 1.5 se puede observar la variación de la potencia mes a mes para las tres hidrologías.

Tabla 1.5: Despacho de Potencia para un día Típico de Trabajo (MW)

HIDROLOGIA MEDIA PROBABILIDAD 50 % ANUAL												
	Abr-99	May-99	Jun-99	Jul-99	Ago-99	Sep-99	Oct-99	Nov-99	Dic-99	Ene-00	Feb-00	Mar-00
HIDROELECTRICA	1265	1339	1314	1347	1433	1397	1374	1375	1375	1408	1360	1484
IMPORTACION COLOMBIA	0	0	0	0	0	0	24	24	24	24	24	0
TERMOELECTRICA	754	690	705	670	565	622	443	517	532	494	416	402
TOTAL	**2019**	**2029**	**2019**	**2017**	**1998**	**2019**	**1841**	**1916**	**1931**	**1926**	**1800**	**1886**

Tabla 1.5: Despacho de Potencia para un día Típico de Trabajo (MW) Continuación

HIDROLOGIA SECA PROBABILIDAD 95 % ANUAL												
	Abr-99	May-99	Jun-99	Jul-99	Ago-99	Sep-99	Oct-99	Nov-99	Dic-99	Ene-00	Feb-00	Mar-00
HIDROELECTRICA	1141	1237	1281	1304	1259	1191	1173	1118	1227	1224	1181	1268
IMPORTACION COLOMBIA	0	0	0	0	0	0	24	24	24	24	24	24
TERMOELECTRICA	878	791	738	713	739	828	639	773	677	674	585	583
TOTAL	**2019**	**2028**	**2019**	**2017**	**1998**	**2019**	**1836**	**1915**	**1928**	**1922**	**1790**	**1875**
HIDROLOGIA SEMISECA PROBABILIDAD 90 % MENSUAL												
HIDROELECTRICA	1116	1126	1230	1290	1208	1191	1007	1113	1100	1092	1003	1078
IMPORTACION COLOMBIA	0	0	0	0	0	0	24	24	24	24	24	24
TERMOELECTRICA	903	902	788	737	789	828	803	775	805	805	764	772
TOTAL	2019	2028	2018	2017	1997	2019	1834	1912	1929	1921	1791	1874

La generación necesaria para cubrir los requerimientos de energía se observa en la tabla 1.6.

Tabla 1.6: Producción de Energía a Bornes de Generador (GWh)

HIDROLOGIA MEDIA PROBABILIDAD 50 % ANUAL												
	Abr-99	May-99	Jun-99	Jul-99	Ago-99	Sep-99	Oct-99	Nov-99	Dic-99	Ene-00	Feb-00	Mar-00
HIDROELECTRICA	555	732	732	743	733	621	562	525	548	569	547	677
IMPORTACION COLOMBIA	0	0	0	0	0	0	6	6	6	7	7	0
TERMOELECTRICA	249	211	181	197	197	287	306	314	337	321	258	221
TOTAL	**904**	**943**	**913**	**940**	**930**	**908**	**874**	**845**	**891**	**897**	**812**	**898**
HIDROLOGIA SEMISECA PROBABILIDAD 95 % ANUAL												
HIDROELECTRICA	540	596	651	719	600	476	432	416	432	447	425	504
IMPORTACION COLOMBIA	0	0	0	0	0	0	10	9	10	10	9	8
TERMOELECTRICA	364	345	262	222	330	432	432	423	450	442	379	388
TOTAL	**904**	**943**	**913**	**940**	**930**	**908**	**874**	**845**	**891**	**897**	**812**	**898**
HIDROLOGIA SECA PROBABILIDAD 90% MENSUAL												
HIDROELECTRICA	510	454	532	720	539	420	374	372	387	404	358	452
IMPORTACION COLOMBIA	0	0	0	0	0	0	10	9	10	10	9	10
TERMOELECTRICA	394	489	381	221	391	487	493	468	497	485	447	440
TOTAL	**904**	**943**	**913**	**940**	**930**	**908**	**874**	**845**	**891**	**897**	**812**	**898**

1.1.3.2 Potencia Remunerable Puesta a Disposición PRPD

PRPD es la cantidad de potencia activa que será remunerada a cada Generador[18][21], se la calcula mediante una simulación de la operación económica del S.N.I. mes a mes para el período octubre - marzo del año más seco registrado en las estadísticas para el que sea posible cubrir la curva de carga, y matemáticamente es igual al promedio de la potencia máxima con la que sean despachados en las horas de demanda máxima y media.

En el anexo 1.3 se incluye una simulación para un día típico laborable y un día típico feriado, de los que se ha obtenido un promedio ponderado, algunas unidades térmicas no han sido despachadas por que sus costos variables de operación son demasiado altos o no son indispensables para la seguridad del S.N.I. teniendo una PRPD de cero. La Regulación 001/00 establece una nueva metodología para el cálculo de PRPD, que da como resultado un valor de 2088,6

MW que tiene vigencia desde el 1 de enero hasta el 30 de septiembre de 2000. Los valores de PRPD planificados y reales se observan en la tabla 1.16.

Los generadores con mayor PRPD son Hidropaute con 319 MW, Hidronación con 167,4 MW, Termoesmeraldas con 119,9 MW y Trinitaria con 118,7 MW.

1.1.3.3 Potencia Reactiva Remunerable Disponible QRPD

A nivel del S.N.I. la QRPD alcanza los 147 MVAR de los cuales, 48 corresponde a Santa Rosa, 72 corresponden a las dos unidades de Ecuapower en Santo Domingo, 27 a la unidad de Ecuapower en Santa Elena

1.1.3.4 Requerimientos de Potencia Reactiva

De acuerdo a las condiciones de voltaje y para garantizar la seguridad del S.N.I. se hace necesario inyectar potencia reactiva, especialmente en el período lluvioso abril - septiembre, en el cual la demanda se cubre en un gran porcentaje de generación proveniente de centrales hidroeléctricas, que están alejadas de los centros de carga. Entonces, al tener que transportar la energía a través de grandes distancias, son considerables las caídas de voltaje. Este efecto se acentúa si además se tiene una hidrología media. En el caso de hidrología seca, se hace necesario utilizar unidades térmicas para cubrir la demanda, las que están distribuidas generalmente cerca de los centros de carga, siendo así que para esta hidrología solo están disponibles 84 MVAR pues la unidad Santo Domingo 2 y Santa Elena 1 son requeridas para generar potencia activa.

1.1.3.5 Valoración de Sobrecostos por Potencia Reactiva

Se toman en cuenta primeramente los costos fijos de las unidades que actúan como compensadores sincrónicos. Estos costos se estiman en US$ 1 667 068 en el período octubre 1999 – septiembre 2000 son los mismos para la probabilidad de hidrología media y semiseca, tanto en la época de estiaje como en la lluviosa; en cambio en la hidrología seca estos sobrecostos alcanzan los US$ 952 610.

Luego se consideran los costos variables que son considerablemente superiores en la época lluviosa. El costo total será la suma de los dos y al dividir este monto por la energía a consumirse se obtiene un costo asociado al kWh por concepto de reactivos, que varía como se observa en la figura 1.9.

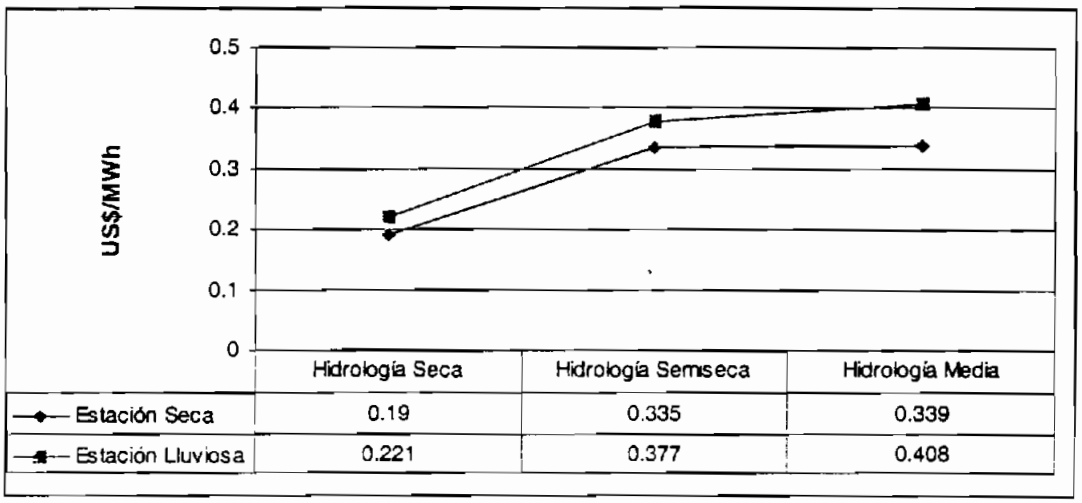


Figura 1.9: Costo asociado al kWh por Concepto de Reactivos

1.1.3.6 Precio Medio Estacional de Energía

El precio medio estacional de energía resulta del promedio ponderado de los precios marginales de generación de corto plazo. Se calculan seis valores para este precio estacional de energía, para la estación seca (octubre a marzo) y lluviosa (abril a septiembre) y para los tres períodos horarios de punta, media y base. El precio medio estacional se calcula como el promedio ponderado en base a sus respectivas energías. En la tabla 1.7 se observan estos valores.

Tabla 1.7: Precio Medio Estacional de Energía (US$/kWh)

ESTACION SECA: OCTUBRE/99 - MARZO/00	HIDROLOGIA SECA	HIDROLOGIA SEMISECA	HIDROLOGIA MEDIA
PRECIO MEDIO ESTACIONAL PUNTA:	0.045994	0.043466	0.036221
PRECIO MEDIO ESTACIONAL MEDIA:	0.045584	0.043768	0.036714
PRECIO MEDIO ESTACIONAL BASE:	0.044137	0.042461	0.034918
PRECIO MEDIO ESTACIONAL	0.045103	0.043148	0.03584

Tabla 1.7: Precio Medio Estacional de Energía US$/kWh (continuación)

ESTACION LLUVIOSA: ABRIL/00 - SEPTIEMBRE/00	HIDROLOGIA SECA	HIDROLOGIA SEMISECA	HIDROLOGIA MEDIA
PRECIO MEDIO ESTACIONAL PUNTA:	0.044325	0.041886	0.034368
PRECIO MEDIO ESTACIONAL MEDIA:	0.043651	0.039871	0.027163
PRECIO MEDIO ESTACIONAL BASE:	0.042313	0.038390	0.020010
PRECIO MEDIO ESTACIONAL	**0.043299**	**0.039836**	**0.026284**

1.1.3.7 Componente de Energía del Precio Referencial de Generación

Está constituido por el precio medio estacional de energía, el sobrecosto por generación forzada, el sobrecosto por generación de reactivos y una componente que se debe a los contratos con los Generadores Privados, como se puede apreciar en las figuras 1.10, 1.11 y 1.12.

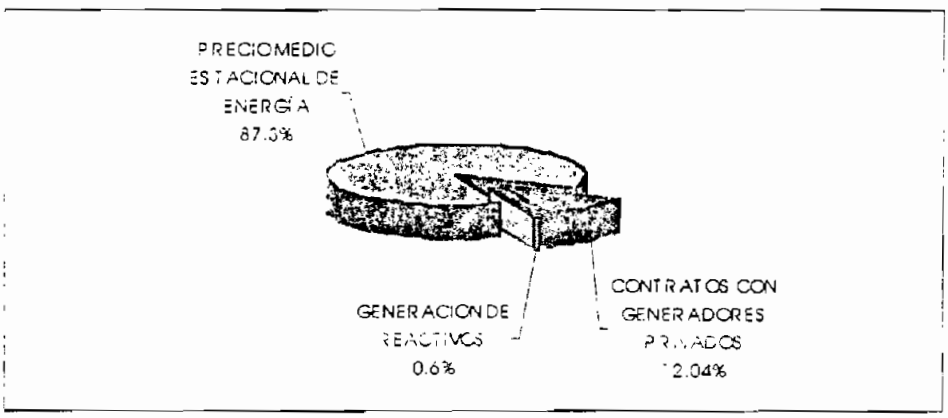


Figura 1.10: Estructura de la Componente de Energía del Precio Referencial de Generación Promedio en la Estación Seca

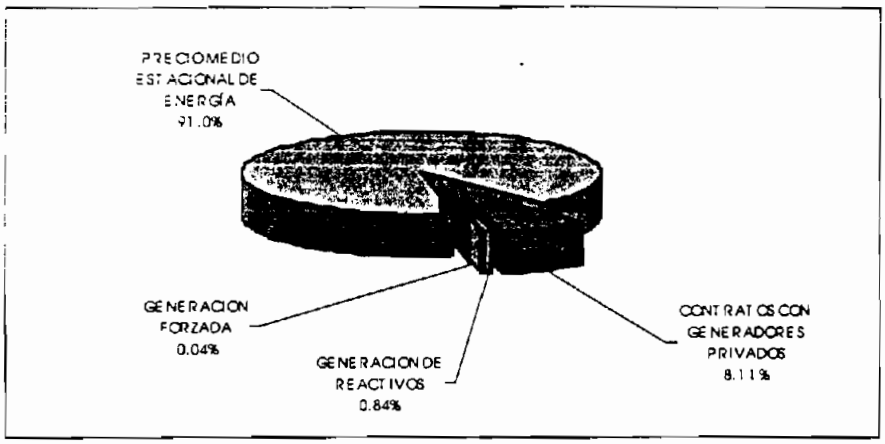
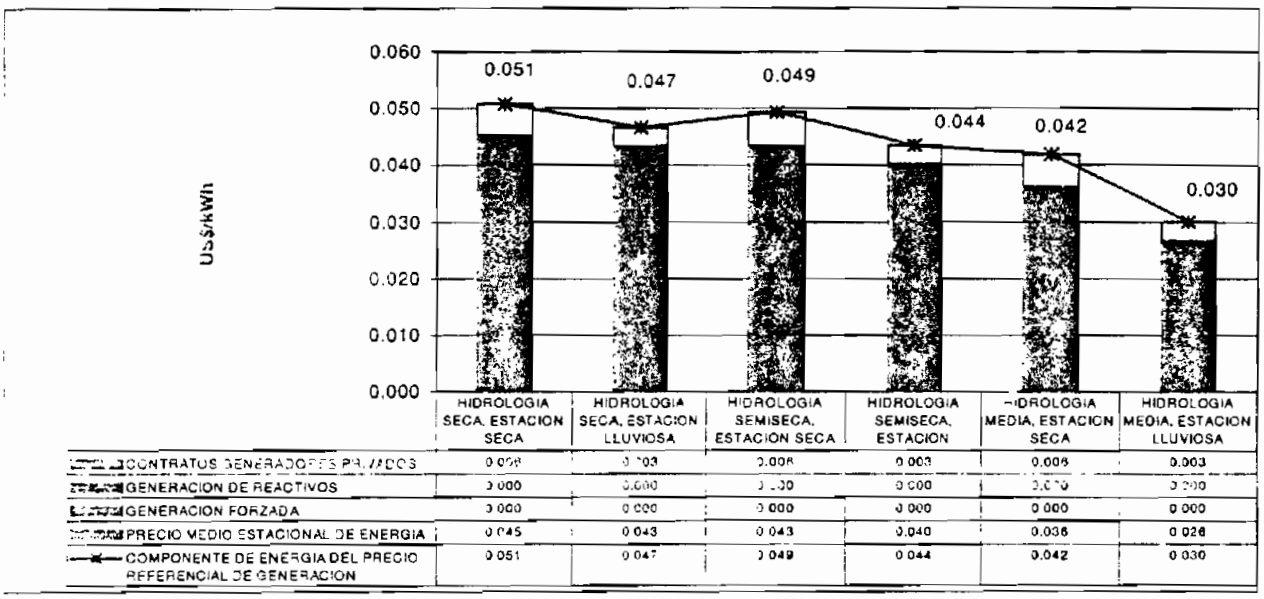


Figura 1.11: Estructura de la Componente de Energía del Precio Referencial de Generación Promedio en la Estación Lluviosa



	HIDROLOGIA SECA, ESTACION SECA	HIDROLOGIA SECA, ESTACION LLUVIOSA	HIDROLOGIA SEMISECA, ESTACION SECA	HIDROLOGIA SEMISECA, ESTACION	HIDROLOGIA MEDIA, ESTACION SECA	HIDROLOGIA MEDIA, ESTACION LLUVIOSA
CONTRATOS GENERADORES PRIVADOS	0.006	0.003	0.006	0.003	0.006	0.003
GENERACION DE REACTIVOS	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
GENERACION FORZADA	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
PRECIO MEDIO ESTACIONAL DE ENERGIA	0.045	0.043	0.043	0.040	0.036	0.026
COMPONENTE DE ENERGIA DEL PRECIO REFERENCIAL DE GENERACION	0.051	0.047	0.049	0.044	0.042	0.030

Figura 1.12: Estructura y Variación de la Componente de Energía del Precio Referencial de Generación

En estos gráficos se observa que en la estación seca no existe sobrecosto por generación forzada y que sólo se presentaría si en la estación lluviosa se tiene una hidrología media. Se detecta una seria incidencia en el precio debido a los contratos con los Generadores Privados, pues constituye el 12,04% y el 8,11% del precio referencial de generación para las estaciones seca y lluviosa, respectivamente.

1.1.3.8 Factores de Nodo

En el MEM pueden realizarse transacciones ya sea en el Mercado de Contratos, en donde los Agentes pactan libremente las condiciones, y el Mercado Ocasional o Spot, en el que los precios son sancionados en forma horaria en función del mínimo costo de producción. Este esquema funciona en base al sistema nodal en el cual el precio de la energía varía tanto temporal como espacialmente.

El precio marginal es sancionado en un nodo físico del sistema de Transmisión, denominado Barra de Mercado y que tiene un factor de nodo igual a la unidad. El precio nodal en cualquier punto de la red es igual al precio en la Barra de Mercado multiplicado por su respectivo factor de nodo. Para un nodo que exporta o genera energía su respectivo factor de nodo es menor que 1, mientras que para un nodo que consume o importa energía el factor de nodo es mayor que la unidad.

Si cambia la Barra de Mercado cambian los factores de nodo puesto que son calculados con respecto a esta referencia, y además cambia el precio de Barra de Mercado pero el precio marginal nodal para todos los puntos de la red se mantiene constante, razón por la cual se puede tomar cualquier punto físico de la red como Barra de Mercado sin afectar la liquidación de las transacciones.

En el Planeamiento Operativo, se han definido factores de nodo para las estaciones seca y lluviosa tomando en cuenta además tres escenarios hidrológicos de estudio, para lo cual ha sido necesario definir configuraciones de la red y cargas representativas en cada caso. Estos factores de nodo estacionales serían de gran utilidad para fijar tarifas estacionales al usuario final las cuales resultarían de multiplicar el precio estacional por el factor de nodo estacional de cada Agente Distribuidor. Estos factores de nodo estacionales se pueden observar en los anexos 1.4 y 1.5 [6]

Los factores de nodo, técnicamente son una señal para la reducción de pérdidas, pero no son una señal suficiente para definir la localización de nuevas centrales

de generación, puesto que, luego de instalar una central en una barra de carga con factor de nodo mayor que uno, el factor de nodo cambiará y puede llegar a ser menor que uno, lo cual influirá en la liquidación de las transacciones de energía y dejará de ser conveniente para ese Agente Generador.

1.1.3.9 Niveles de los Embalses Amaluza, Pisayambo y Daule Peripa

De acuerdo al Planeamiento, se observa que para el embalse Amaluza se prevé mantener un volumen mensual de aproximadamente 43 Hm^3 en el período enero - mayo, mientras que en los otros meses se mantendrá un nivel superior a los 80 Hm^3. Para el caso del embalse Pisayambo se inicia con 100 Hm^3, se reduce paulatinamente hasta llegar a 24 Hm^3 en los meses de enero y febrero para luego comenzar a subir hasta llegar a 100 en Julio y finalmente para el embalse Daule Peripa se prevé una cota máxima de 85,8 m.s.n.m. en abril y una mínima de 72,9 m.s.n.m. en diciembre.

1.1.3.10 Vertimientos

Debido a que la demanda no puede ser cubierta totalmente por generación hidroeléctrica, dadas las condiciones de seguridad y voltaje en el sistema, en la estación lluviosa y para la hidrología media, se prevé la existencia de vertimientos en el embalse de Amaluza del 24,4% del volumen mensual afluente y en el embalse Pisayambo del 24,8% del volumen mensual afluente, en el mes de julio para ambos casos.

1.1.3.11 Requerimientos de Combustibles

En las tablas 1.8 y 1.9 [6] se puede observar la previsión del requerimiento de combustibles para el período octubre 1999 - septiembre 2000, además se incluye el costo que representaría el adquirir este combustible considerando precios internacionales, que para este estudio son los siguientes: US$ 14,513/barril de bunker, US$ 23,92/barril de diesel y US$ 19,63/barril de nafta.

Tabla 1.8: Requerimiento de Combustibles (Millones de Galones)

	HIDR.MEDIA	HIDR. SEMI SECA	HIDR. SECA
BUNKER	**158717.6**	**224081.8**	**248379.3**
E. ELECTRICAS	350.5	6382	8672.5
E. GENERADORAS	158367.1	217699.8	239706.8
DIESEL	**6886.8**	**53173.5**	**76986.8**
E. ELECTRICAS	61.7	1266	2123.7
E. GENERADORAS	6825.1	51907.5	74863.1
NAFTA	**0**	**770.9**	**14927.2**
ENERGY CORP	0	770.9	14927.2

Tabla 1.9: Gasto por Combustibles (Millones de Dólares)

	HIDR. MEDIA	HIDR. SEMI SECA	HIDR. SECA
BUNKER	**54.82**	**77.4**	**85.8**
E. ELECTRICAS	0.12	2.2	3
E. GENERADORAS	54.7	75.2	82.8
DIESEL	**3.94**	**30.3**	**43.8**
E. ELECTRICAS	0.04	0.7	1.2
E. GENERADORAS	3.9	29.6	42.6
NAFTA	**0**	**0.4**	7
ENERGY CORP	0	0.4	7
TOTAL	**58.8**	**108.1**	**136.6**

1.1.3.12 Valor del Agua

El agua tiene un valor de oportunidad dependiendo de su escasez o abundancia. Para encontrar los niveles óptimos de los embalses, se hace una modelación de todo el S.N.I. para varios escenarios, de tal manera que el uso adecuado de la energía hidráulica permita minimizar el costo total de operación del Sistema.

En el Planeamiento se ha obtenido el valor del agua en US$/kWh para los siguientes Agentes:

HIDROPAUTE, para el cual se estima un valor del agua máximo de 0,04301 US$/kWh en el período noviembre 1999 - mayo 2000, para el escenario de

hidrología seca y un mínimo de 0,002 US$/kWh en los meses de junio y julio, para una hidrología media.

HIDROPUCARÁ, se estima un valor del agua máximo de 0.043 US$/kWh en todo el período octubre 1999 – septiembre 2000 para el escenario de hidrología seca y un mínimo de 0,002 US$/kWh en el mes de julio, para una hidrología media.

HIDRONACION, se estima un valor del agua máximo de 0.04295 US$/kWh para el período abril - junio para el escenario de hidrología seca y un mínimo de 0,0237 US$/kWh en el mes de junio, para una hidrología media.

Se ha adoptado el valor de 0,002 US$/kWh como costo variable de operación y mantenimiento de las centrales de pasada y de embalse que registren vertimientos. La elección de dicho valor se basa en la referencia disponible a nivel internacional, CAMMESA considera 0,002 US$/kWh para valorar la generación de las centrales de pasada y de embalse con vertimientos, en Perú para la Central hidráulica del Sur el costo variable de operación y mantenimiento alcanza 0,00272 US$/kWh.

La segunda causa para la adopción de 0,002 US$/kWh consiste en la dispersión existente en los valores declarados por los Agentes del MEM, que para el caso de EMELNORTE van desde 12,3 S/./kWh hasta 32,51 S/./kWh, la Empresa Eléctrica Quito presentó un valor de 118,4 S/./kWh e HIDROAGOYAN 80 S/./kWh.
Cabe anotar que la Dirección de Planeamiento del CENACE (DPL), realiza actualizaciones trimestrales al Planeamiento Energético y Eléctrico Anual, en las cuales se consideran las últimas novedades operativas en lo referente a disponibilidad del parque generador, como fue el caso de Hidroagoyán, algunas modificaciones en los programas de mantenimiento. Entonces, los resultados que varían fundamentalmente son la operación de los embalses, el programa de mantenimiento, la generación hidroeléctrica y termoeléctrica, vertimientos, costo marginal de la energía y requerimiento de combustibles.

Los criterios usados para estas actualizaciones son similares a los utilizados en el Planeamiento Anual, con modificaciones, como por ejemplo el eliminar el escenario hidrológico semiseco y utilizar uno denominado lluvioso con una probabilidad de ocurrencia del 10% anual. La mayoría de resultados son presentados para los meses comprendidos en el período enero – septiembre 2000, estos valores en algunos casos varían respecto a los resultados obtenidos en el Planeamiento Anual pero en general mantienen el mismo comportamiento.

1.1.4 COMPARACIÓN DE LOS DATOS PLANIFICADOS CON DATOS REALES

La misma DPL realiza seguimientos trimestrales al Programa Anual de Generación, en los cuales se estudian las novedades ocurridas y se calculan desvíos respecto a lo sucedido en la realidad, en lo que se refiere a las previsiones de: demandas, caudales, disponibilidad, generación, niveles de los embalses, vertimientos y precios de la energía.

Para el presente análisis se usarán datos contenidos en los documentos de Seguimiento Trimestral al Planeamiento Anual de la Operación realizados por la DPL.

La ecuación para calcular los desvíos de los valores previstos frente a los valores reales es la siguiente:

$$\text{Desvío} = \frac{\text{Valor Previsto} - \text{Valor Real}}{\text{Valor Real}} * 100 \qquad (1.1)$$

1.1.4.1 Previsión de la Demanda

Para tener una visión más general de los desvíos en la previsión de demanda se utilizan datos desde abril 1999, mes en el que inicia el funcionamiento del MEM, hasta abril 2000. Los porcentajes de desviación se observan en las tablas 1.10 y 1.11.

Tabla 1.10: Desviaciones en la Previsión de la Demanda a Bornes de Generador

	Abr-99	May-99	Jun-99	Jul-99	Ago-99	Sep-99	Oct-99	Nov-99	Dic-99	Ene-00	Feb-00	Mar-00	Abr-00
Prevista (MW)	2018.9	2028	1921.5	1912.5	1941.5	1984.4	1902.1	1910.8	1977.2	1845.5	1827	1852.5	1863.8
Real (MW)	1837.1	1825.1	1794.2	1774.4	1773.9	1838.8	1847.9	1871.6	1917	1850	1851.5	1887.8	1897.9
Desvio	9.9%	11.1%	7.1%	7.8%	9.4%	7.9%	2.9%	2.1%	3.1%	-0.2%	-1.3%	-1.9%	-1.8%

Tabla 1.11: Desviaciones en la Previsión de la Energía a Bornes de Generador

	Abr-99	May-99	Jun-99	Jul-99	Ago-99	Sep-99	Oct-99	Nov-99	Dic-99	Ene-00	Feb-00	Mar-00	Abr-00
Prevista (GWh)	904.4	942.9	898.5	915.5	910.6	896.0	873.9	845.6	890.9	844.1	795.6	855.7	833.2
Real (GWh)	850.1	862.4	823.3	833.3	830.6	834.1	868.3	852.6	894.2	874.9	847.3	904.7	878.1
Desvio	6.4%	9.3%	9.1%	9.9%	9.6%	7.4%	0.6%	-0.8%	-0.4%	-3.5%	-6.1%	-5.4%	-5.1%

Para la potencia se observa que la previsión estuvo por encima de la realidad es decir no alcanzó el crecimiento esperado, lo cual se atribuye principalmente a la recesión económica que vive el país y sólo a partir del mes de enero 2000 comienza a tener un comportamiento cercano al planificado. En el caso de la energía se tiene que a partir del mes de noviembre el consumo es superior al valor esperado. Si se comparan los valores de 1999 respecto a 1998 se tiene una tasa de decrecimiento promedio de 3,9% y 4,9% para la potencia y la energía respectivamente.

1.1.4.2 Precios de los Combustibles

Hay algunas desviaciones en los precios reales de los combustibles respecto a los utilizados para el Planeamiento Anual octubre 1999 – septiembre de 2000, especialmente a partir del mes de diciembre de 1999, mes en el cual se empiezan a usar precios nacionales de combustibles.

Las desviaciones observadas en la tabla 1.12 [6] permiten concluir que para los meses octubre y noviembre de 1999 los precios internacionales de los combustibles utilizados en el MEM fueron superiores a los previstos, mientras que los precios nacionales de combustible utilizados en el MEM a partir del mes de diciembre son bastante inferiores a los precios internacionales utilizados en el Planeamiento.

Tabla 1.12: Variación de los Precios de los Combustibles

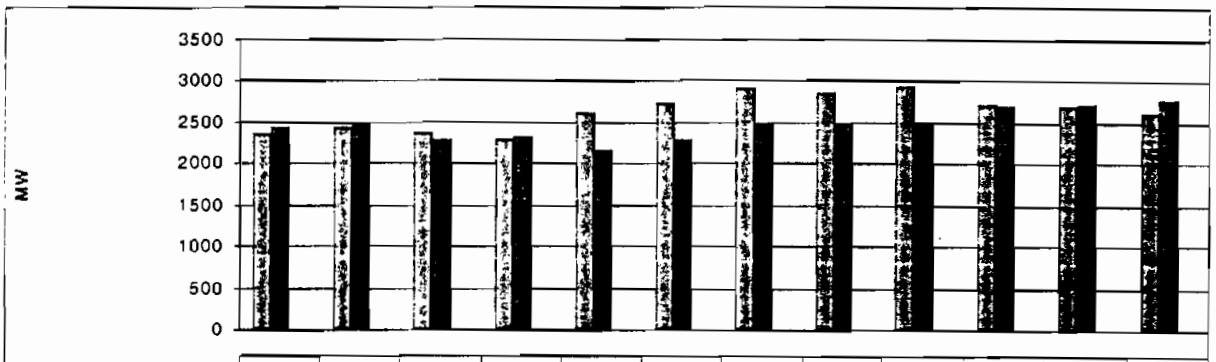
Precios de los Combustibles utilizados en el Planeamiento US$/barril							
	Abr-99-Sep99	Oct-99	Nov-99	Dec-99	Jan-00	Feb-00	Mar-00
BUNKER	11.62	14.510	14.510	14.510	7.92	7.92	7.92
NAFTA	14.25	19.630	19.630	19.630	13.02	13.02	13.02
DIESEL	14.79	23.920	23.920	23.920	16.74	16.74	16.74
Precios de los Combustibles utilizados en el MEM US$/barril							
	Abr-99-Sep99	Oct-99	Nov-99	Dec-99	Jan-00	Feb-00	Mar-00
BUNKER	11.12	16.720	16.650	7.920	7.683	6.087	5.426
NAFTA	16.50	20.110	19.920	13.020	13.02	13.02	13.02
DIESEL	16.22	25.570	25.970	16.740	16.246	12.871	11.474
Variación de los Precios de los Combustibles respecto a los utilizados en el Planeamiento US$/barril							
	Abr-99-Sep99	Oct-99	Nov-99	Dec-99	Jan-00	Feb-00	Mar-00
BUNKER	-4%	15%	15%	-45%	-3%	-23%	-31%
NAFTA	16%	2%	1%	-34%	0%	0%	0%
DIESEL	10%	7%	9%	-30%	-3%	-23%	-31%

Esta variación en los precios de los combustibles respecto a los utilizados en el planeamiento ha ocasionado que los precios planificados de energía estén muy por encima de los reales en el período diciembre 1999 – abril de 2000.

1.1.4.3 Disponibilidad de Potencia

En la figura 1.13 puede observar que en la mayoría de meses la disponibilidad de unidades de generación es considerablemente menor a la previsión, lo cual obedece a factores imprevisibles, como por ejemplo la salida de Agoyán a partir del 18 de octubre.

En los meses de enero a marzo 2000 se observa un desvío bastante bajo, puesto que se tomó datos de la actualización trimestral del Programa de Operación, en el cuál ya se contemplan las últimas novedades en cuanto a disponibilidad de generadores.



	Abr-99	May-99	Jun-99	Jul-99	Ago-99	Sep-99	Oct-99	Nov-99	Dic-99	Ene-00	Feb-00	Mar-00
Mínimo Previsto(MW)	2360	2446	2384	2305	2615	2732	2909	2850	2934	2706	2686	2623.4
Real(MW)	2438	2471	2290	2321	2172	2282	24 :7	2477	2477	2697	2710	2773.7
Desvio	3.2%	-1.0%	4.1%	-0.7%	20.4%	19.7%	17.5%	15.1%	18.5%	0.3%	-0.9%	-5.4%

Figura 1.13: Disponibilidad de Potencia

1.1.4.4 Caudales

En la tabla 1.13 se observa la desviación de la proyección de caudales para la hidrología media respecto al caudal real promedio mensual. La hidrología que se presentó en la realidad se acerca en mayor proporción al escenario de hidrología media, por lo tanto la comparación de los valores planificados frente a los reales se la hace con respecto a los valores planificados para la hidrología media.

Se puede observar que para los tres embalses las proyecciones están muy por debajo de la realidad, lo cual indica que existieron lluvias considerables en este período comprendido dentro de la estación seca. Se puede concluir que estos errores se deben a la aplicación de consideraciones para la elección de los escenarios hidrológicos, que en la realidad no se cumplieron.

Tabla 1.13: Desvío en la Previsión de Caudales

Meses	AMALUZA		PISAYAMBO		AGOYAN	
	REAL	Desvío	REAL	Desvío	REAL	Desvío
Abr-99	337.8	-60%	14.1	-52%	265.8	-50%
May-99	283.1	-47%	9.8	-14%	189.8	-28%
Jun-99	147.0	16%	11.5	4%	183.6	-10%
Jul-99	175.7	15%	11.6	7%	162.8	12%
Ago-99	180.8	-23%	10.2	-3%	193.5	-27%
Sep-99	98.1	12%	9.2	-15%	125.2	-8%
Oct-99	96.3	-4%	6.7	-20%	118.4	-19%
Nov-99	47.5	54%	3.4	22%	47.0	79%
Dic-99	95.2	-35%	4.9	-16%	85.1	-10%
Ene-00	46.0	33%	3.8	7%	74.9	5%
Feb-00	92.9	-16%	4.8	-7%	106.9	-15%
Mar-00	136.5	-27%	5.5	4%	139.2	-23%
Abr-00	190.4	-29%	8.6	-22%	172.7	-26%

1.1.4.5 Producción Energética a Bornes de Generador

Al observar la tabla 1.14 se puede concluir que las desviaciones en la previsión de la producción de energía son negativas para la mayoría de generación hidroeléctrica y positivas para la generación termoeléctrica, debido a que se tuvo una afluencia superior a la esperada, razón por la cual aumentó la generación hidroeléctrica, disminuyó la generación térmica y no hubo necesidad de importar energía desde Colombia. En la actualización trimestral se han tomado en cuenta estas novedades y la previsión se acerca más a la realidad.

Tabla 1.14: Desvío en la Previsión de la Producción de Energía

Meses	HIDROELECTRICA		TERMOELECTRICA		INTERCONEXION	
	REAL(GWh)	Desvío	REAL(GWh)	Desvío	REAL(GWh)	Desvío
Abr-99	677.8	-3%	172.5	44%	0.0	0%
May-99	680.5	8%	182.5	16%	0.0	0%
Jun-99	705.2	4%	118.0	53%	0.0	0%
Jul-99	725.1	2%	108.0	82%	0.0	0%
Ago-99	693.7	6%	136.9	44%	0.0	0%
Sep-99	515.3	21%	318.8	-10%	0.0	0%
Oct-99	583.8	-4%	278.6	10%	5.8	7%
Nov-99	368.3	43%	476.8	-34%	7.5	-17%
Dic-99	584.2	-6%	307.1	10%	2.7	130%
Ene-00	424.3	34%	450.6	-29%	0.04	4%
Feb-00	498.9	10%	348.5	-26%	0.0	0%
Mar-00	787.2	-14%	117.5	88%	0.0	0%
Abr-00	763.1	-3%	840.9	-84%	0.0	0%

En la tabla 1.14 el desvío está calculado respecto a los valores previstos para hidrología media

1.1.4.6 Desvíos en la Previsión del Precio de la Energía

En la tabla 1.15 se observa la desviación en la proyección del precio de la energía, en los períodos horarios de punta, media y base, para la hidrología media. Se utiliza el precio previsto mensual de energía a nivel de Barra de Mercado para la hidrología media, en este precio se incluyen sobrecostos por inflexibilidades, restricciones operativas y pérdidas. En el precio real de la energía también se consideran los sobrecostos por inflexibilidades, restricciones operativas y pérdidas y además se realizó un ajuste de acuerdo a la variación de los precios de los combustibles.

Tabla 1.15: Precios Planificados y Reales de la Energía

Meses	PUNTA		MEDIA		BASE	
	REAL (US$/MWh)	Desvío	REAL (US$/MWh)	Desvío	REAL (US$/MWh)	Desvío
Abr-99	27.90	-18%	20.52	-82%	2.57	-20%
May-99	27.78	-17%	10.14	-63%	2.04	1%
Jun-99	16.66	62%	3.90	156%	2.06	2%
Jul-99	20.84	29%	8.83	-76%	4.96	-57%
Ago-99	26.49	-1%	14.40	55%	12.92	71%
Sep-99	45.53	-32%	44.28	-33%	40.81	-28%
Oct-99	31.1	13%	30.5	18%	27.0	27%
Nov-99	46.0	-17%	46.2	-6%	45.1	-17%
Dic-99	37.4	9%	33.9	34%	28.7	40%
Ene-00	22.1	-19%	23.5	-26%	23.25	-26%
Feb-00	24.5	-35%	24.4	-39%	22.6	-34%
Mar-00	12.8	17%	6.2	13%	2.9	36%
Abr-00	13.1	76%	6.0	150%	3.1	59%

Se puede concluir que el precio de la energía para noviembre fue superior al proyectado, lo cual puede atribuirse al bajo nivel de lluvias en las cuencas orientales, mientras que en junio, octubre y diciembre se tuvo un comportamiento lluvioso no esperado, lo cual permitió que el precio de la energía disminuya y para marzo y abril de 2000 la hidrología tuvo un comportamiento comprendido entre los escenarios de hidrología media y semiseca, que llevó a tener precios de energía muchos más bajos que los previstos.

1.1.4.7 Potencia Remunerable Puesta a Disposición

La desviación entre la potencia remunerable proyectada y real se observa en la tabla 1.16 y se puede apreciar que el índice de indispcnibilidad de las unidades y centrales de generación es bajo, lo cual contribuye a aumentar la confiabilidad del S.N.I..

Tabla 1.16: Desvío en la Previsión de la Potencia Remunerable

	PLANIFICADA(MW)	REAL(MW)	DESVIO
Apr-99	1397	1137	22.9%
May-99	1397	1144	22.1%
Jun-99	1417	1059	33.8%
Jul-99	1417	1024	38.4%
Aug-99	1417	940	50.7%
Sep-99	1417	1067	32.8%
Oct-99	1416	1346.3	5.2%
Nov-99	1416	1284.7	10.2%
Dec-99	1416	1292.4	9.6%
Jan-00	2088.6	2088.6	0.0%
Feb-00	2088.6	1916.9	9.0%
Mar-00	2088.6	1956.0	6.8%
Apr-00	2088.6	1867.0	11.9%

1.2 PROGRAMACION SEMANAL

La Programación Semanal consiste en una planificación de corto plazo, pues abarca un período de 7 días (168 horas), con principal objetivo de estimar el abastecimiento de la demanda al mínimo costo, manteniendo siempre las condiciones de calidad y seguridad en la operación del S.N.i.

Los criterios aplicados en este proceso están delineados claramente por políticas que se obtuvieron principalmente en el Planeamiento Energético y Eléctrico Anual.

1.2.1 ENTRADAS

La información requerida es entregada al CENACE semanalmente por los Agentes y TRANSELECTRIC hasta las 10:00 del jueves de cada semana; y, es la siguiente:

1.2.1.1 Oferta de Generación [9]

Viene dada por la disponibilidad de las centrales hidroeléctricas y de las unidades termoeléctricas de generación.

Todos los generadores deben entregar semanalmente su programación de mantenimientos especificando la duración de los mismos y la potencia indisponible por este concepto.

De forma anual o cuando haya modificaciones, los generadores entregan su curva de capabilidad y restricciones operativas, lo cual implica: tiempos de arranque y parada, tiempos máximos y mínimos de operación y potencia efectiva.

Adicionalmente hay información que se entrega dependiendo del tipo de generador y es así que:

- Las Centrales Hidroeléctricas de Pasada presentan su potencia efectiva mediante una curva horaria de la programación de su generación para la siguiente semana.

- Las Centrales Hidroeléctricas de Embalse, presentan su proyección de caudales diarios y las restricciones que afecten a la programación semanal.

- Las Unidades Termoeléctricas presentan la disponibilidad de combustibles, sus costos variables de generación y las restricciones que afecten a la programación semanal.

1.2.1.2 Demanda de Potencia y Energía [9]

Se refiere a los requerimientos de potencia y energía de los Distribuidores, Grandes Consumidores e Intercambios Internacionales.

Los Distribuidores y Grandes Consumidores entregan la proyección horaria de su demanda y la proyección de requerimientos de generación forzada por

condiciones de seguridad. Las Intercambios Internacionales a su vez entregan la proyección horaria de exportación o importación de energía.

1.2.1.3 Información del Sistema de Transmisión [9]

El Transmisor informa semanalmente al CENACE acerca de su programa de mantenimientos diarios y sobre la entrada en funcionamiento de nuevos equipos. Además, de manera anual o cuando existan modificaciones, se informa sobre la capacidad de los elementos del Sistema de transmisión y requerimiento de reactivos.

1.2.1.4 Validación de la Información

Una vez entregada esta información es validada por el CENACE mediante la comparación con datos reales o con el Plan Anual de Operación, especialmente en el caso de los mantenimientos. Si no se ha recibido a tiempo la información requerida se procede a asumir en base de datos estadísticos, con el objetivo de obtener una programación semanal que cumpla a plenitud con sus objetivos.

1.2.1.5 Consideraciones a Tomarse en Cuenta

Se toman en cuenta las siguientes consideraciones:

- Políticas de operación para los embalses (niveles inicial y final de los embalses y una consigna para la operación) y el valor del agua presentes en el Programa Anual de Operación.

- Reservas de potencia: regulación primaria y secundaria de frecuencia, rodante y fría.

- Reglamentos y procedimientos de Despacho y de Mercado.

1.2.2 METODOLOGÍA

El diagrama de flujo [9] de la figura 1.14 permite visualizar el proceso de la Programación Semanal: entradas, procesamiento de información y salidas respectivas.

El proceso [4] de la Programación Semanal puede ser descrito por las siguientes actividades:

1. Recepción de las demandas enviadas por los Distribuidores y Grandes Consumidores.

2. Previsión y validación de las demandas.

3. Recepción de las características de las Intercambios Internacionales y su oferta o demanda de energía.

4. Recepción y análisis de la factibilidad energética y eléctrica de los mantenimientos a corto plazo.

5. Recepción de las disponibilidades de generación, transmisión y distribución; disponibilidades de centrales de embalse; y, de combustibles y actualización de la base de datos.

6. Recepción de las predicciones de los aportes hidráulicos, análisis y validación.

7. Recepción de las restricciones operativas de generación.

8. Recepción y actualización de los costos variables de generación.

9. Actualización completa de la base de datos de la Programación Semanal.

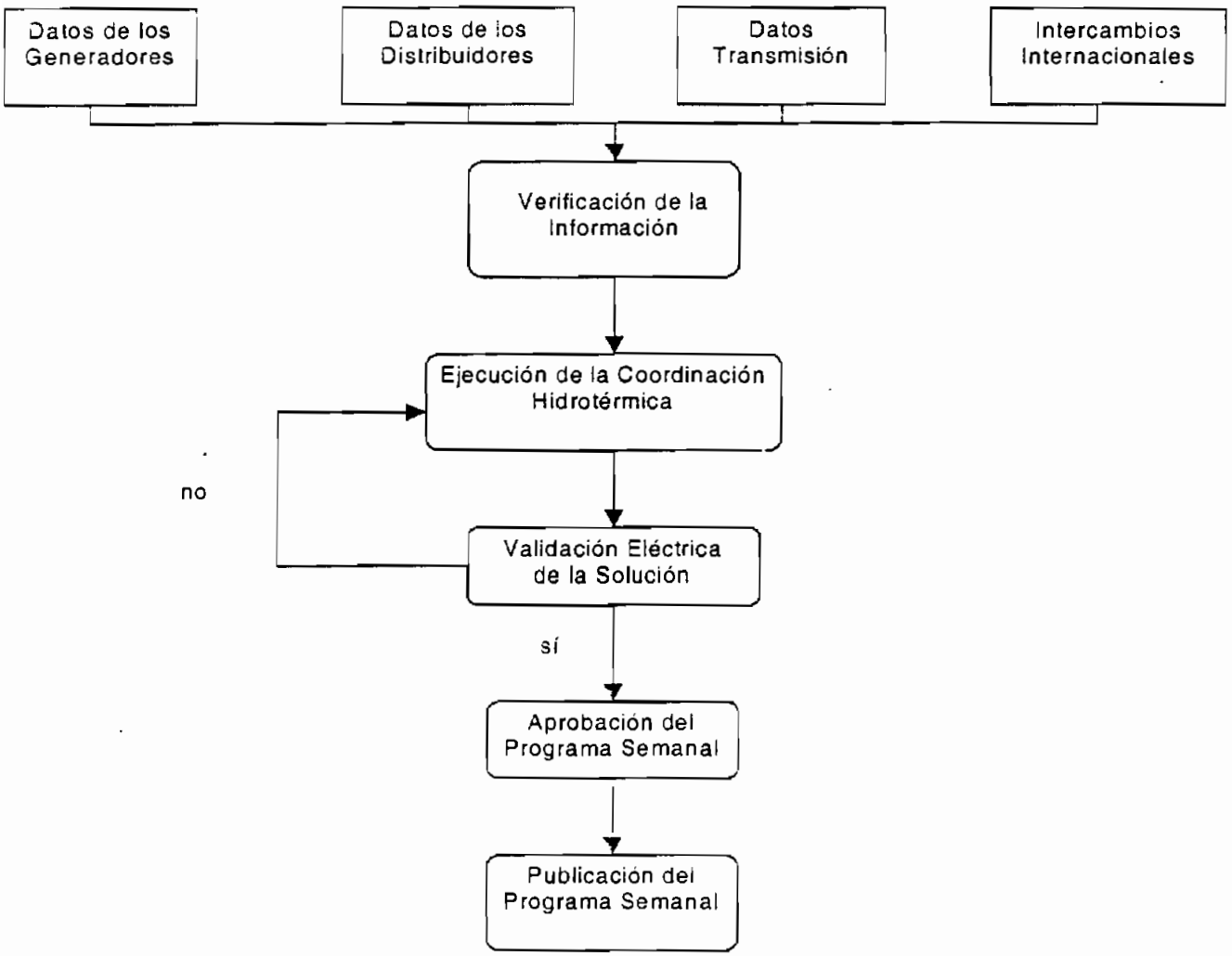


Figura 1.14: Diagrama de Flujo del Proceso de la Programación Semanal

10. Coordinación con las políticas de la planificación de largo plazo.

11. Ejecución de la Programación Semanal, mediante la utilización de un modelo de Coordinación Hidrotérmica.

12. Validación eléctrica de la programación semanal, mediante la utilización del programa PSS (Power System Simulation), el cual permite realizar estudios eléctricos del S.N.I. en estado estable y dinámico, determinando el requerimiento de generación forzada por condiciones de calidad del sistema.

Si la solución al problema de Coordinación Hidrotérmica no es eléctricamente factible, se procede a cambiar la penalización de las restricciones planteadas inicialmente.

13. Obtención resultados definitivos

14. Determinación de la Reserva Adicional de Potencia

15. Elaboración del informe, publicación y difusión

1.2.3 MODELO UTILIZADO [9]

Para la ejecución de la Programación Semanal se utiliza un paquete computacional de coordinación hidrotérmica, que realiza la distribución de la carga entre los generadores hidráulicos y térmicos, de tal manera de obtener el mínimo costo de operación, tomando en cuenta las restricciones operativas del S.N.I. y manteniendo condiciones de calidad y seguridad. El despacho de carga para los generadores se lo hace en la barra de mercado, en base a sus costos variables de producción afectados por sus factores de nodo que reflejan su posición eléctrica en la red de transmisión.

El programa de coordinación hidrotérmica utilizado en el CENACE es el denominado JASSON, que resuelve el problema de programación lineal consistente en minimizar la función objetivo de costo global de operación del S.N.I., sujeto a las restricciones de abastecimiento de la demanda, disponibilidad del parque generador, nivel de los embalses, generación forzada por restricciones del sistema de transmisión y generación inflexible.

Si no es posible encontrar una solución, se cambia la penalización de las restricciones en orden de prioridad hasta hallar una solución aceptable la cual deberá ser validada eléctricamente.

El diagrama de bloques [9] de las entradas y salidas de la programación semanal se indica en la figura 1.15.

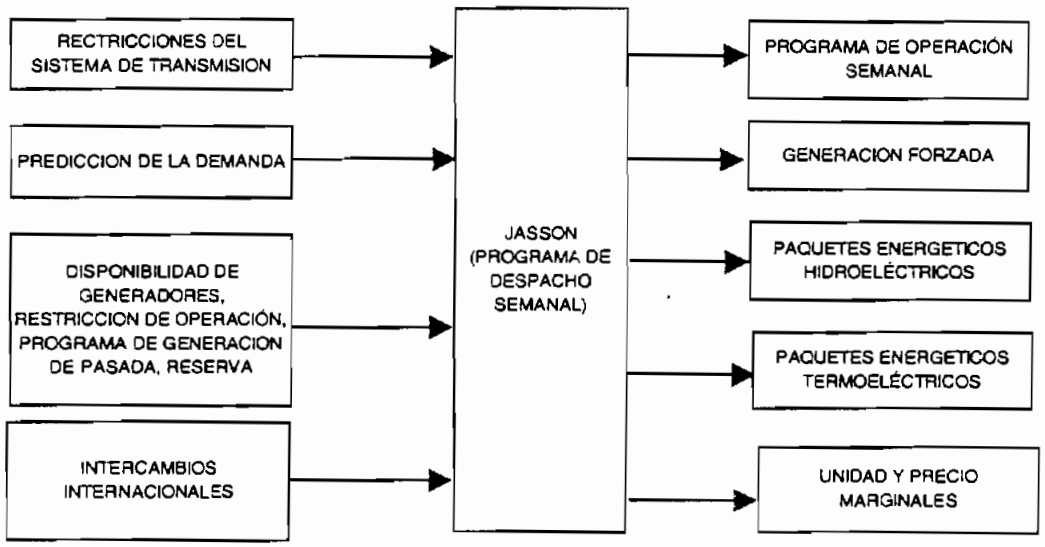


Figura 1.15: Diagrama de Bloques de las Entradas y Salidas de la Programación Semanal

1.2.4 RESULTADOS

Los resultados de la Programación Semanal son:

- Despacho económico programado que contiene la potencia de cada central despachada en los tres períodos de demanda: base, media y punta para cada uno de los días de la semana, y la energía por central hidroeléctrica o unidad termoeléctrica.

- Precio marginal para los períodos de demanda base, media y punta en cada día de la semana y el costo total diario de producción en la barra de mercado.

- Requerimientos de combustibles: bunker, diesel y nafta y producción semanal de energía por central.

- Los requerimientos de reserva fría de generación

- Políticas de operación de los embalses de Amaluza y Pisayambo, se prevé la energía y cota diaria; y, para Daule Peripa (Hidronación), se prevé la disponibilidad de energía

- Unidades de vapor requeridas por concepto de reserva fría de generación y su costo diario de operación

- Generación forzada por restricciones operativas del S.N.I. e inflexibilidades de unidades de generación

- Previsión de la curva de carga horaria del sistema, día a día para toda la semana.

- El plan de mantenimiento aprobado por el CENACE, en el que consta: nombre de la unidad, fecha y hora de inicio y finalización del trabajo, tipo de trabajo y potencia indisponible por efecto de los mantenimientos.

1.2.5 COMPARACIÓN DE DATOS PLANIFICADOS CON DATOS REALES

Para el análisis se ha seleccionado a la semana comprendida entre el 10 y el 16 de noviembre de 1999 como una semana típica. Existe una gran cantidad criterios para considerar a una semana como típica, el criterio utilizado en este trabajo es que la semana elegida permita analizar la participación de las unidades termoeléctricas en la producción de energía y su influencia en el precio de la misma.

1.2.5.1 Previsión de Caudales, Cotas y Disponibilidad Energética de las Centrales Hidráulicas con Embalse

En la tabla 1.17 se observa la variación de los caudales reales respecto a planificados, para las centrales de Paute y Pucará. Se tiene la previsión hecha por los Agentes y otra por el CENACE, se nota que se requiere un modelo que represente con más exactitud el comportamiento de los caudales, especialmente

por parte de los Agentes quienes tiene la obligación, según la normativa vigente, de entregar al CENACE información precisa.

Tabla 1.17: Variación en la Previsión Semanal de Caudales

PAUTE					
Fecha	Proyectado		Real	Error	
	CENACE	Agentes		CENACE	Agentes
10-Nov-99	50.0	66.0	43.9	12%	33%
11-Nov-99	50.0	67.0	72.9	-46%	-9%
12-Nov-99	50.0	76.0	59.2	-18%	22%
13-Nov-99	50.0	72.0	46.1	8%	36%
14-Nov-99	50.0	64.0	44.0	12%	31%
15-Nov-99	50.0	67.0	38.1	24%	43%
16-Nov-99	50.0	70.0	37.9	24%	46%
PUCARÁ					
Fecha	Proyectado		Real	Error	
	CENACE	Agentes		CENACE	Agentes
10-Nov-99	3.00	3.00	3.40	-13%	-13%
11-Nov-99	3.00	3.40	3.48	-16%	-2%
12-Nov-99	3.00	3.60	3.64	-21%	-1%
13-Nov-99	3.00	6.25	3.04	-1%	51%
14-Nov-99	3.00	3.70	2.02	33%	46%
15-Nov-99	3.00	3.90	3.61	-20%	8%
16-Nov-99	3.00	4.40	3.08	-3%	30%

En la tabla 1.18 se indica el manejo de las cotas de los embalses Amaluza y Pisayambo, básicamente se nota que el error entre las cotas programadas y reales es bastante bajo, lo que indica que este es un proceso que se ciñe a las políticas del Planeamiento Operativo.

Tabla 1.18: Desviación en la Proyección Semanal de las Cotas de Amaluza y Pisayambo

Fecha	Amaluza			Pisayambo		
	Programado m.s.n.m	Real m.s.n.m	Error	Programado m.s.n.m	Real m.s.n.m	Error
10-Nov-99	1987.0	1900	4.6%	3563.60	3500	1.8%
11-Nov-99	1986.7	1900	4.6%	3563.45	3500	1.8%
12-Nov-99	1986.5	1900	4.6%	3563.31	3500	1.8%
13-Nov-99	1986.4	1900	4.5%	3563.18	3500	1.8%
14-Nov-99	1986.4	1900	4.5%	3563.07	3500	1.8%
15-Nov-99	1986.2	1900	4.5%	3562.92	3500	1.8%
16-Nov-99	1985.9	1900	4.5%	3562.76	3500	1.8%

En la tabla 1.19 se detalla la disponibilidad de energía programada y real para las centrales Paute y Pucará, se observa que la disponibilidad energética tiene una relación con los caudales afluentes a los embalses, por lo que la variación entre los valores proyectados y reales son similares.

Tabla 1.19: Disponibilidad Energética en los Embalses

Fecha	Amaluza			Pisayambo		
	Programada MWh	Real MWh	Error	Programada MWh	Real MWh	Error
10-Nov-99	7445.07	9644	-23%	959.42	610	57%
11-Nov-99	7313.67	8563	-15%	942.49	933	1%
12-Nov-99	7198.33	9681	-26%	927.62	946	-2%
13-Nov-99	6458.86	7152	-10%	832.33	894	-7%
14-Nov-99	5970.58	5346	12%	769.41	804	-4%
15-Nov-99	7258.84	7423	-2%	935.42	1255	-25%
16-Nov-99	7421.11	7305	2%	956.33	1656	-42%

1.2.5.2 Variación en la Previsión de la Demanda

En la previsión de la demanda para la semana en estudio se tuvo un error promedio de 2,33%.

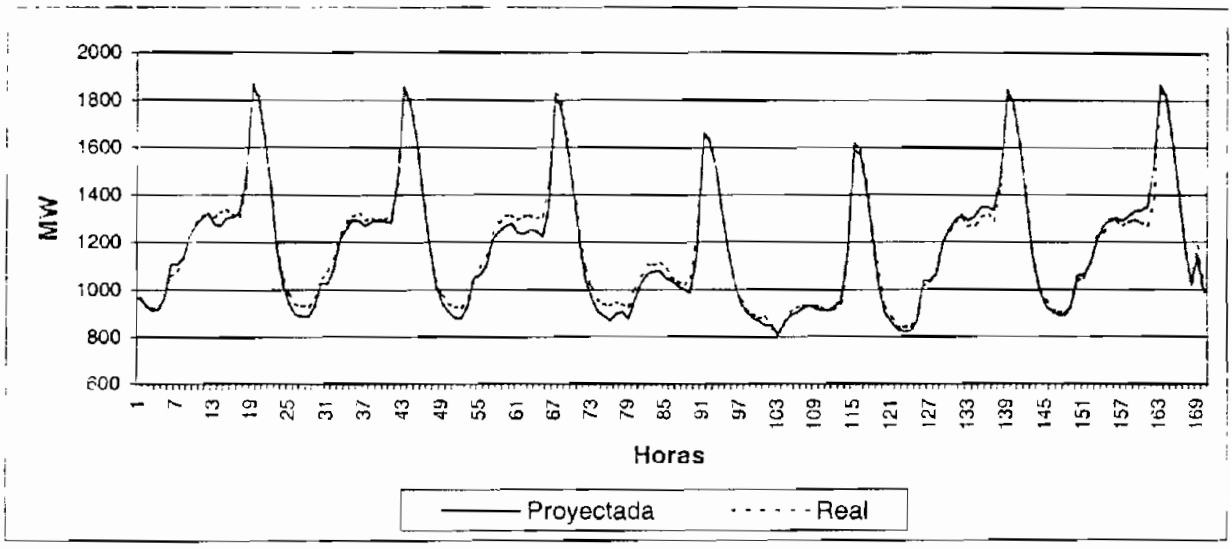


Figura 1.16: Desviación en la Proyección Semanal de la Demanda

El máximo error positivo es 11,8% registrado en la hora 160 correspondiente al viernes 16 de noviembre a las 16:00; el máximo error negativo es -7,6% y se registró en la hora 64 correspondiente al domingo 12 de noviembre a las 17:00; el mínimo error 0,01% se registró en la hora 1 correspondiente al viernes 10 de noviembre a la 1:00, como se muestra en la figura 1.16.

A diferencia del Planeamiento a largo plazo, en la programación semanal se cuenta con un método matemático de proyección de la demanda de tipo ARIMA (Autoregressive Integrate Movable Average) en base a series de tiempo, que a diferencia de las series históricas se les da un tratamiento estadístico completo, los datos previstos de demanda son bastante cercanos a los datos reales, por lo que se puede concluir que el método de proyección se ajusta a los requerimientos del Planeamiento de mediano y corto plazos y además se conoce muy bien el comportamiento de la demanda en el S.N.I.

1.2.5.3 Desvío en la Previsión de los Precios de Energía en la Barra de Mercado

En la figura 1.17 se observa la variación entre los precios planificados y reales. Se nota que en cada día existen tres puntos, el primero corresponde a la banda de demanda base, el segundo punto a la banda de demanda media y el tercer punto a la banda de demanda máxima. Los precios de energía en cada banda de demanda, resultan de calcular el promedio ponderado en base a la energía, de los respectivos precios horarios. Para la semana en estudio se tiene un error promedio de 2,7% y la máxima desviación de 10% se la tiene el día 14 de noviembre en la banda de demanda base, el cual se debe a la ejecución de un redespacho a las 2:04 horas, a causa de una disminución de caudal en Paute.

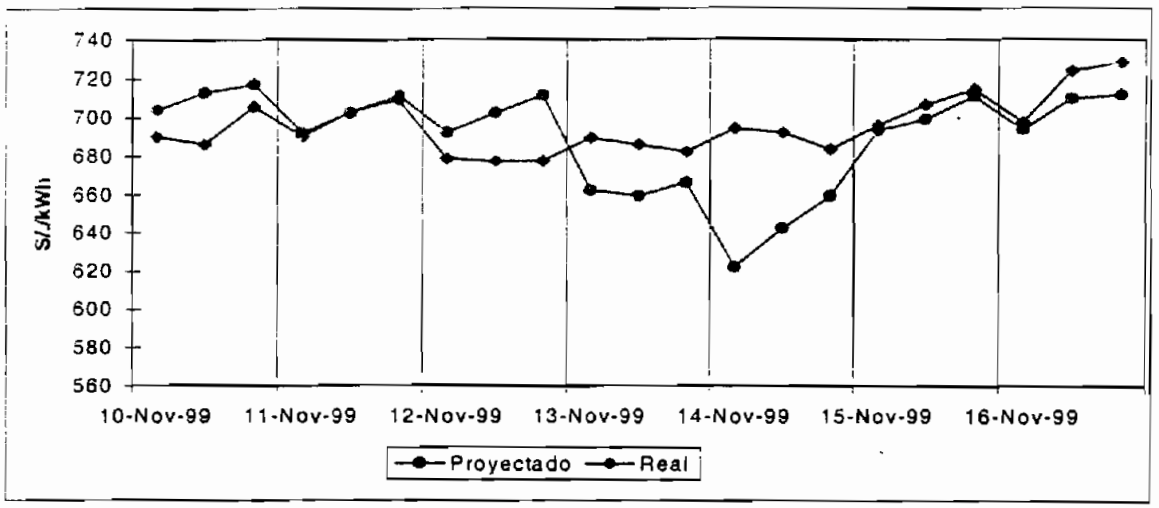


Figura 1.17: Precios Ponderados de Energía en Demanda Base, Media y Punta en la Barra de Mercado de una Semana Tipo

1.2.5.4 Desviaciones en las Previsiones de Generación Hidroeléctrica y Termoeléctrica

En la figura 1.18 se detalla la variación entre la generación hidroeléctrica prevista y real. Para el caso de las unidades termoeléctricas, por ser un número considerable, en la figura 1.19 se compara la generación real y prevista de las unidades termoeléctricas de vapor mientras que en la figura 1.20 se representa la generación del resto de unidades termoeléctricas.

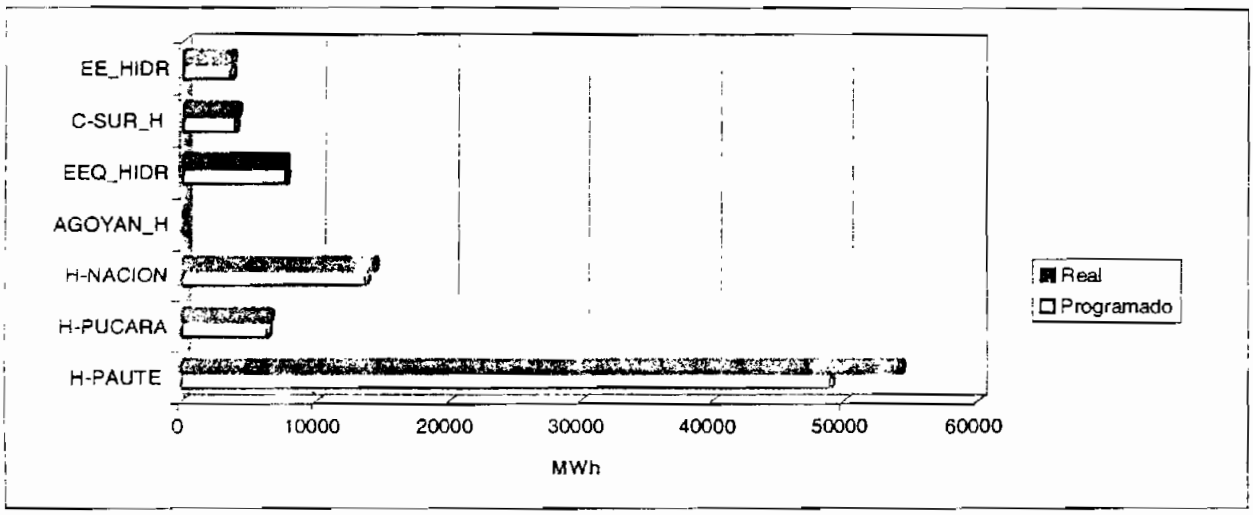


Figura 1.18: Generación de Energía Hidráulica en una Semana Tipo

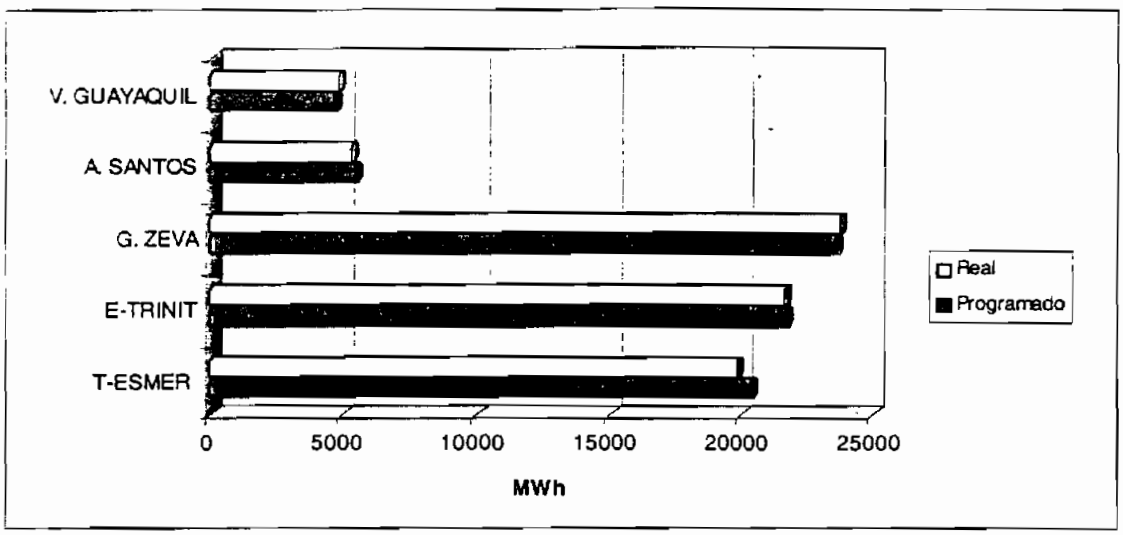


Figura 1.19: Generación de Energía de las Unidades de Vapor en una Semana Tipo

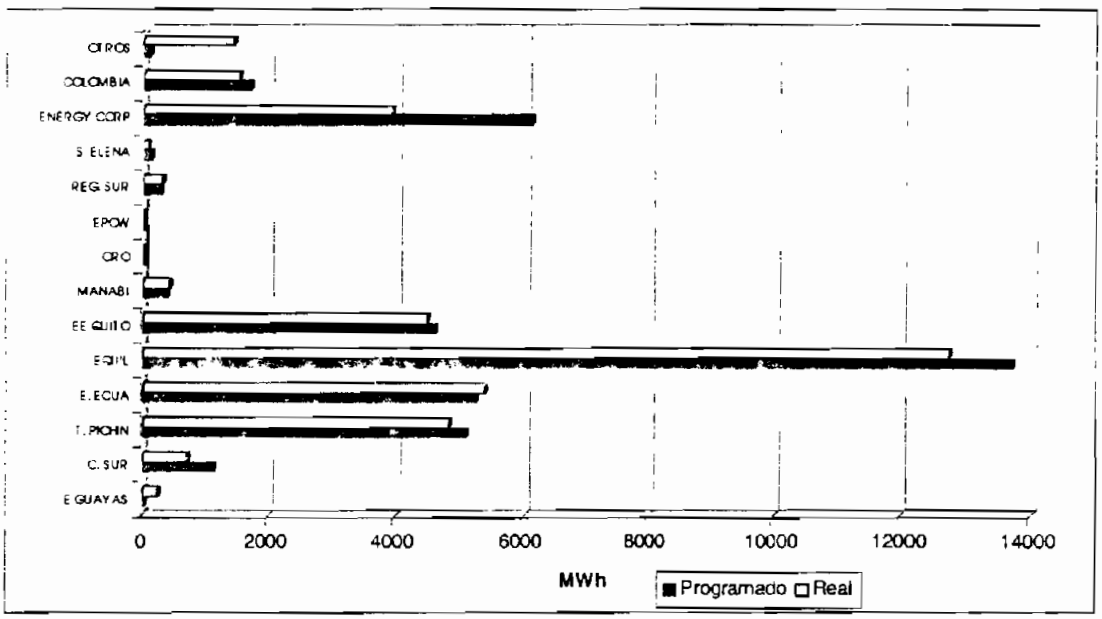


Figura 1.20: Generación de Energía del Resto de Unidades Termoeléctricas en una Semana Tipo

1.3 DESPACHO ECONOMICO DIARIO PROGRAMADO

GENERALIDADES

El Despacho Económico Diario Programado es una planificación de muy corto plazo, pues su horizonte es un día, y su objetivo principal es programar hora a

hora los recursos de generación considerando restricciones de transmisión e inflexibilidades de las unidades de generación y las intercambios internacionales, de tal manera de abastecer la demanda en las mejores condiciones de calidad y seguridad, manteniendo el mínimo costo de operación del S.N.I.

1.3.1 REQUISITOS DE INFORMACIÓN

La siguiente información debe ser entregada por parte de los Actores del MEM al CENACE hasta las 10:00.

1.3.1.1 Demanda

La previsión de la demanda de potencia y energía es entregada mediante la curva de carga diaria de cada Agente Distribuidor o Gran Consumidor.

1.3.1.2 Generación

Los Agentes Generadores, deben entregar información de acuerdo al tipo de unidad o central que se trate, como se describe a continuación:

- CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE EMBALSE:

  - Los bloques de energía asignados a las centrales hidroeléctricas de embalse determinados en la Programación Semanal.

  - Nivel del embalse leído a las 6:00 y su correspondiente volumen de agua almacenado.

  - Volúmenes de agua turbinados y vertidos en el día anterior.

  - Caudal promedio afluente al embalse en el día anterior.

  - Mantenimientos programados y disponibilidad hidrológica de las unidades de generación.

- CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE PASADA

  - Curva de generación horaria programada para el día siguiente.
  - Mantenimientos, indisponibilidades y restricciones operativas.

- UNIDADES TERMOELÉCTRICAS DE GENERACIÓN E INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

  - La disponibilidad de potencia y energía para el día siguiente.
  - Mantenimientos, indisponibilidades y restricciones operativas.
  - Costos variables de las unidades termoeléctricas (mensualmente).

1.3.1.3 Información del Sistema de Transmisión

TRANSELECTRIC debe proveer la siguiente información:

- Programación de mantenimientos de los equipos e instalaciones del Sistema de transmisión.
- Disponibilidad de los equipos de compensación reactiva.
- Restricciones operativas, que básicamente consisten en los límites de transmisión y cargabilidad de ciertos equipos o niveles bajos de voltaje por la distancia eléctrica existente entre los centros de carga y la generación.

1.3.1.4 Información Adicional

Para el despacho económico diario programado también se toma en cuenta:

- Parámetros técnicos de las centrales hidroeléctricas, unidades termoeléctricas y del sistema de transmisión

- Requerimientos de generación forzada necesaria para mantener la calidad y seguridad de la operación del S.N.I..

- Programación de unidades que estén en pruebas

1.3.2 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DESPACHO ECONÓMICO DIARIO PROGRAMADO

Las actividades que componen este proceso[4] pueden visualizarse en el diagrama de flujo de la figura 1.21 y son las siguientes:

1. Recabar los parámetros técnicos de las centrales y unidades de generación y del sistema de transmisión

2. Recabar los costos variables de producción de los Generadores.

3. Recabar la información de los Distribuidores y Grandes Consumidores acerca de su demanda de potencia y energía y requerimientos de generación forzada.

4. Recabar la información de Generadores, Intercambios Internacionales y sistema de transmisión acerca de su disponibilidad, mantenimientos y restricciones operativas.

5. Revisar que los datos disponibles sean consistentes, caso contrario notificar a los Agentes correspondientes y corregir.

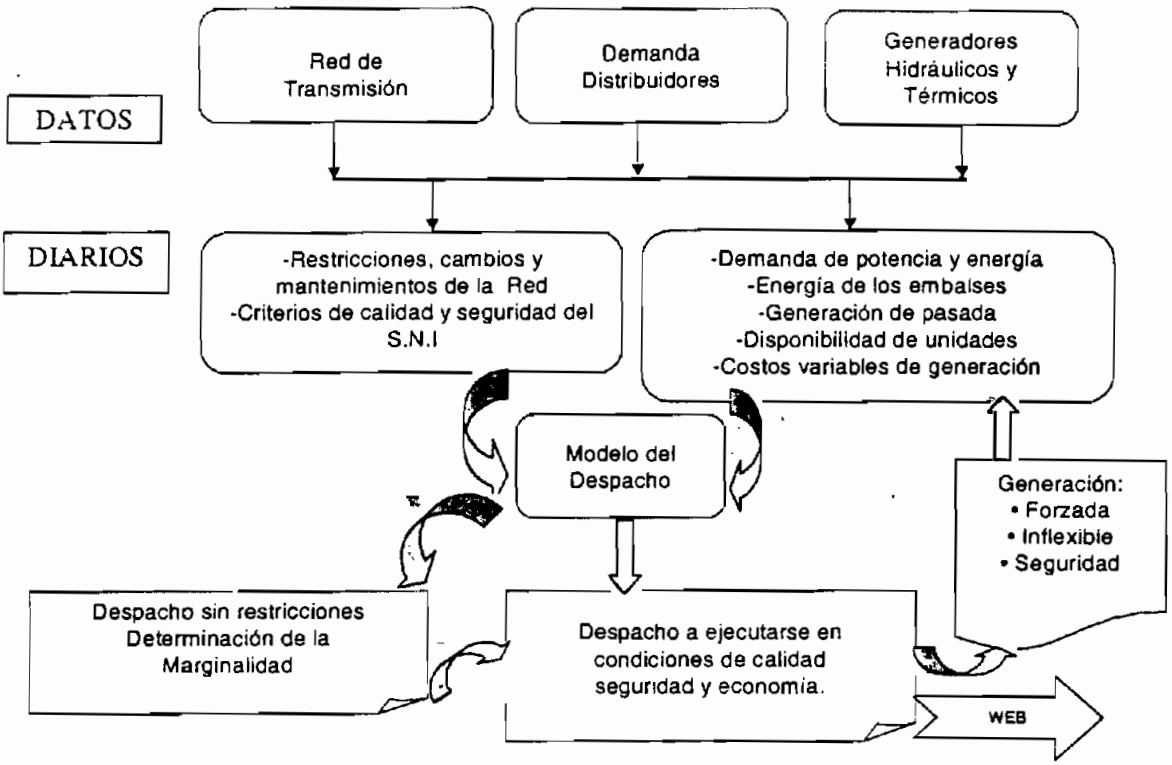


Figura 1.21: Diagrama de Flujo del Proceso Despacho Económico Diario Programado

6. Recabar información sobre políticas de manejo de los embalses, cotas energéticas, caudales afluentes a los embalses y generación de pasada.

7. Ingresar la información a la base de datos.

8. Ejecutar el despacho económico sin restricciones y determinar la marginalidad.

9. Realizar el despacho a ejecutarse considerando las condiciones de calidad y seguridad del sistema; y, determinar generación forzada, generación inflexible y requerimientos de potencia reactiva.

10. Revisar el despacho en una reunión en al que participan representantes de todas las áreas del CENACE.

11. Publicar los resultados en la página Web del CENACE hasta las 14:00 de cada día.

1.3.3 DESCRIPCIÓN DEL MODELO UTILIZADO PARA EL DESPACHO ECONÓMICO DIARIO

El despacho económico diario se denomina centralizado porque lo realiza el CENACE programando la operación del S.N.I. de tal forma que el costo de producción en la barra de mercado sea el mínimo posible. Para establecer el balance entre oferta y demanda en una sola barra, que es la de mercado, es necesario utilizar los factores de nodo que actualmente se calculan mediante un flujo DC. El modelo utilizado cumple con los siguientes requerimientos:

- Toma en cuenta las restricciones operativas del sistema de transmisión y los mantenimientos en sus equipos.

- Representa a cada unidad termoeléctrica por su costo variable promedio de operación, consumo de auxiliares y margen de reserva, estableciendo así su potencia efectiva neta y considerando sus restricciones operativas.

- Representa el tiempo mínimo entre la parada y el arranque, y costos de arranque y parada para el caso de las unidades de vapor.

- Representa los tiempos mínimo y máximo de operación de los generadores y sus mantenimientos.

- Permite mantener niveles adecuados de reserva rodante y reserva fría que permitan garantizar la calidad y seguridad del S.N.I.

- Representa los diferentes tipos de Centrales Hidroeléctricas, la variación de la eficiencia con el nivel del embalse, los niveles máximo y mínimo y sus restricciones operativas.

- Modela la exportación de energía como una demanda adicional, y la importación de energía como generación térmica disponible.

- Permite considerar un eventual déficit de abastecimiento en la demanda.

Matemáticamente el modelo de despacho puede ser representado por las siguientes expresiones:

La función objetivo a minimizar es el costo total de operación del sistema:

$$Z = \sum_{n=1}^{N} \sum_{h=1}^{24} \frac{c_n * P_{nh}}{\beta_{nh}} \qquad (1.2)$$

En donde:

Z = Costo total de producción del sistema

N = Número de centrales hidroeléctricas y unidades termoeléctricas de generación

h = Una hora determinada del día, el despacho se lo hace para 24 horas

c_n = Costo de producción de cada unidad termoeléctrica de generación "n".

P_{nh} = Potencia generada por el generador "n" en la hora "h"

β_{nh} = Factor de nodo de la barra en la que está el generador "n" para la hora "h"

Las restricciones que deben cumplirse son:

1.- Equilibrio entre generación y demanda más las pérdidas

$$\sum_{n=1}^{N} P_{nh} = D_h + L_h \qquad \text{Para: h=1...24}$$

2.- Límites de las centrales hidroeléctricas y unidades termoeléctricas:

$$P_{n(\min)} \leq P_{nh} \leq P_{n(\max)} \qquad \text{Para: n=1...N; h=1...24}$$

3.- Restricciones del sistema de transmisión:

$f_{rs\,(min)} \leq f_{rs\,(h)} \leq f_{rs\,(máx)}$ Para h=1...24 & $f_{rs} \neq 0$

4.- Requerimientos de reserva

$P_{nh\,(máx)} \geq D_h + L_h + R_h$ Para h=1...24

5.- Las centrales hidroeléctricas de embalse son despachadas de acuerdo a bloques de energía asignados en la programación semanal

$\sum_{h=1}^{24} P_{nh} \leq G_n$ Para n∈ E

En donde:

D_h	=	Demanda del sistema en la hora "h"
L_h	=	Pérdidas del sistema en la hora "h"
$P_{n\,(min)}$	=	Potencia mínima del generador "n"
$P_{n\,(máx)}$	=	Potencia máxima del generador "n"
$f_{rs\,(h)}$	=	Flujo de potencia desde el nodo "r" al nodo "s" en la hora "h"
$f_{rs\,(min)}$	=	Flujo de potencia mínimo desde el nodo "r" al nodo "s"
$f_{rs\,(máx)}$	=	Flujo de potencia máximo desde el nodo "r" al nodo "s"
R_h	=	Reserva de potencia para la hora "h"
G_n	=	Cuota de energía para la central "n"
E	=	Conjunto de unidades hidroeléctricas de embalse

Este modelo de despacho puede además describirse por el diagrama mostrado en la figura 1.22.

Debe anotarse que, el precio marginal se determina mediante un despacho que no considera las restricciones operativas del S.N.I. denominado despacho económico programado sin restricciones, se realiza además un despacho

económico considerando las restricciones operativas del S.N.I. denominado despacho económico programado con restricciones el cual permite obtener las penalizaciones por restricciones operativas e inflexibilidades.

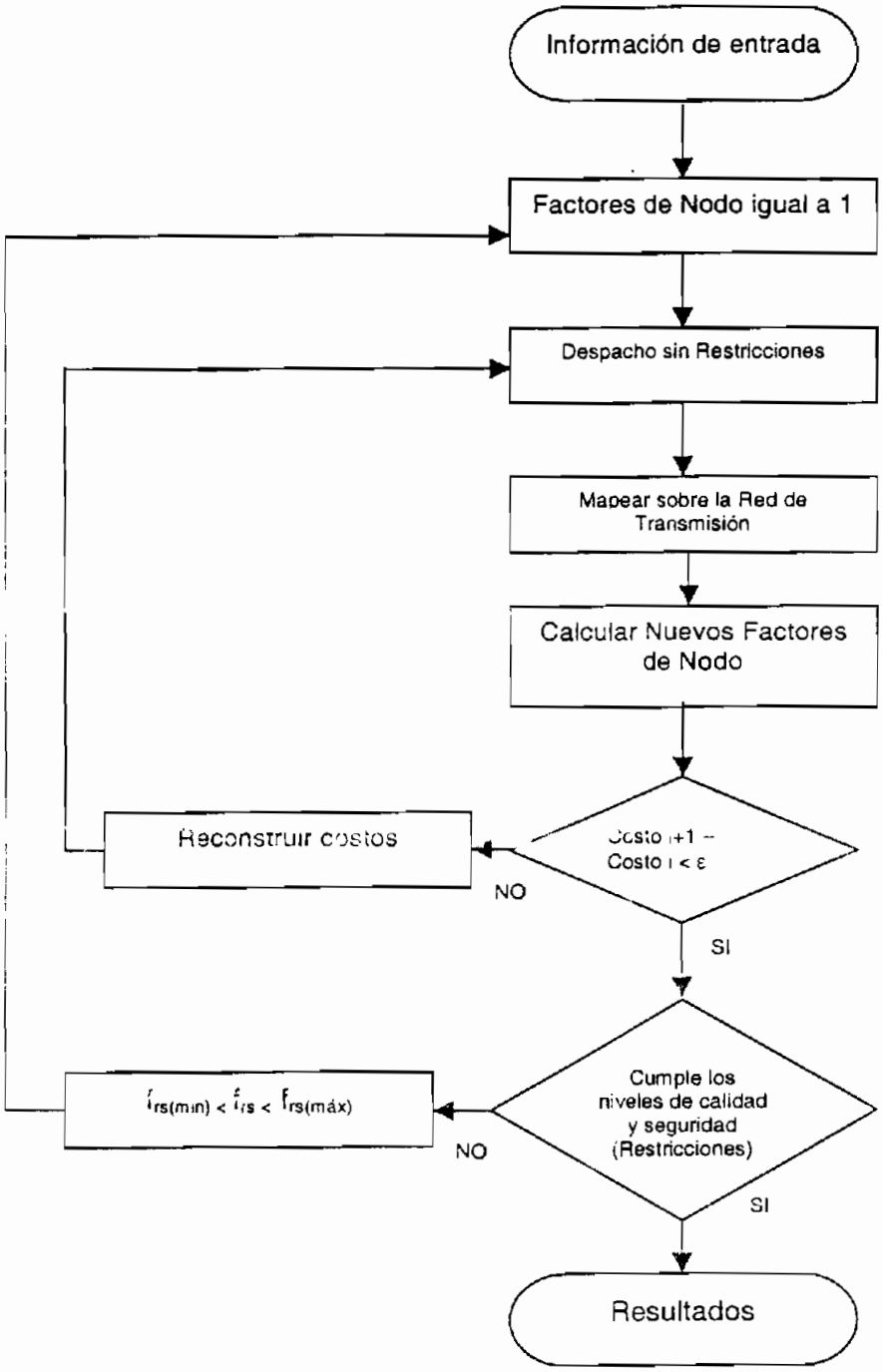


Figura 1.22: Diagrama de Bloques del Modelo de Despacho Económico Diario

Debe anotarse además que no se utiliza como una entrada el valor del agua para las centrales de embalse, sino más bien el despacho de dichas centrales se realiza en base a una cuota energética. Cuando existe una alta hidrología e incluso probabilidad de vertimiento, se libera la cuota energética de las centrales hidroeléctricas para utilizar toda su afluencia, el programa se encarga de despacharlas a su máxima potencia y les asigna como costo de producción 0,002 cent US$/kWh, valor que ya fue explicado anteriormente.

En estiaje se asigna una cuota energética a cada central hidroeléctrica de embalse, el programa se encarga de repartir esta energía entre las diferentes horas del día, e incluso deben ser despachadas después de algunas unidades termoeléctricas, para esto, se asigna al agua un valor superior al costo variable de esas unidades termoeléctricas.

1.3.4 RESULTADOS

Los resultados obtenidos mediante el Despacho Diario Programado son:

- El despacho horario de potencia de las unidades termoeléctricas y las centrales hidroeléctricas con el que se cubre la demanda del S.N.I.
- La unidad marginal hora a hora y por ende el precio marginal horario de la energía y el costo total de producción en la barra de mercado.
- Los factores de nodo de cada barra en cada hora.
- Los flujos de potencia y las pérdidas en el sistema de transmisión.
- La energía con que aporta cada central hidroeléctrica o unidad termoeléctrica despachada.

1.3.5 COMPARACIÓN DE LOS DATOS PLANIFICADOS CON DATOS REALES

Los resultados del Despacho Económico Diario Programado, están representados fundamentalmente en la generación de energía y el costo de producción en la barra de mercado hora a hora sin perder de vista la calidad de servicio y la seguridad del S.N.I.

Para efectos de análisis se han realizado comparaciones entre valores planificados y reales en el período abril 1999 – abril 2000 y se obtiene su diferencia aritmética, en lo que se refiere a la producción de energía en demanda base, media y punta así como sus respectivos precios ponderados en la Barra de Mercado. Esta diferencia día a día se la puede observar en las figuras 1.23 hasta la 1.29, si la diferencia es positiva indica que el valor planificado es superior al real caso contrario el valor planificado es inferior al real. En las tablas 1.20 hasta la 1.26 se presentan los errores máximo positivo, máximo negativo y mínimo absoluto.

Los desvíos en el precio de la energía más que indicar el grado de exactitud en la planificación, dan una visión global de la variación que experimenta el precio de la energía como resultado de adaptar un despacho programado a las nuevas condiciones que varían continuamente en la operación del S.N.I. en tiempo real. En este análisis no se toman en cuenta los desvíos producidas por condiciones aleatorias en la operación del sistema como son las fallas.

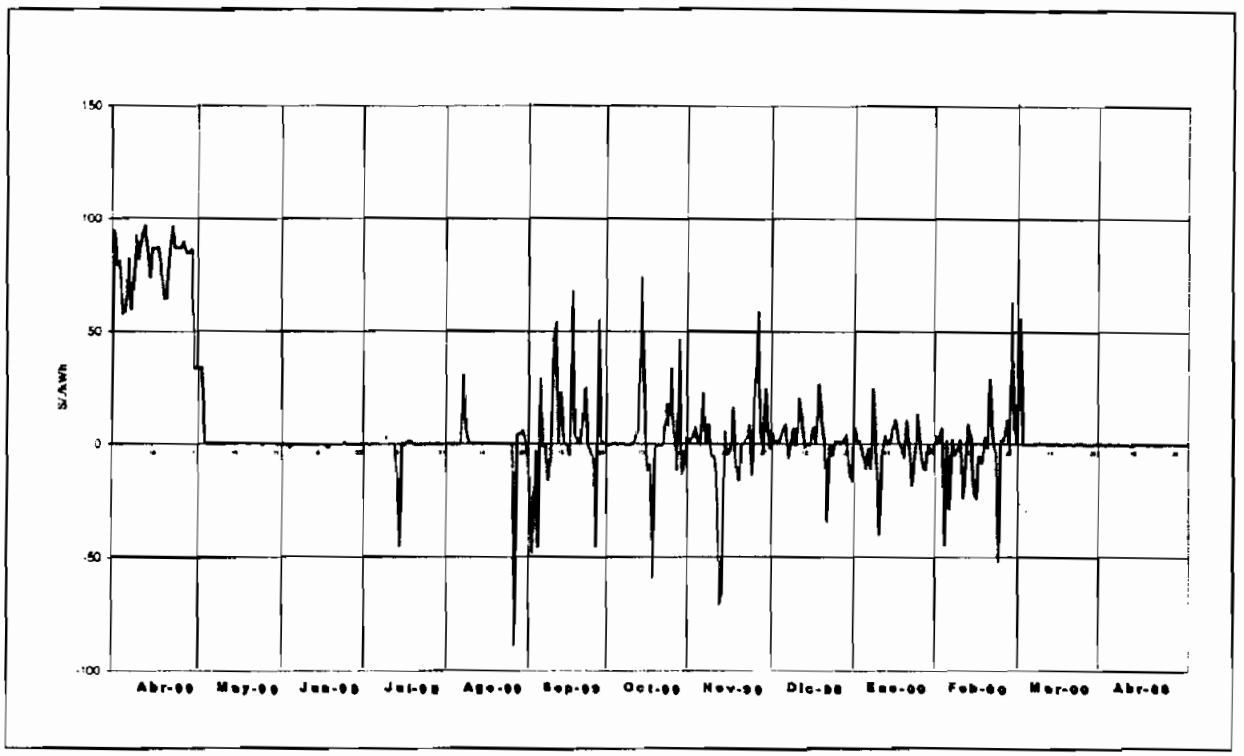


Figura 1.23: Diferencia Diaria entre el Valor Planificado y Real del Precio de la Energía en la Barra de Mercado en Demanda Base

Tabla 1.20: Desviaciones entre el Valor Planificado y Real del Precio de la Energía en la Barra de Mercado en Demanda Base

	Abr-99	May-99	Jun-99	Jul-99	Ago-99	Sep-99	Oct-99	Nov-99	Dic-99	Ene-00	Feb-00	Mar-00	Abr-00
Error Máximo Positivo	509%	184%	9%	4%	10%	12%	15%	9%	11%	5%	29%	1%	1%
Error Máximo Negativo		-3%	-9%	-14%	-79%	-9%	-13%	-10%	-48%	-7%	-14%	-1%	-1%
Error Mínimo Absoluto	130%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Se puede observar que en la mayoría de los meses, el error máximo positivo es alto, especialmente en el mes de abril en el cual no existe un error máximo negativo, lo cual indica que los valores planificados del precio de la energía en la Barra de Mercado en demanda base, estuvieron muy por encima de los valores reales, la razón de estas desviaciones en abril está en la no definición, para ese entonces, del modelo de despacho y del valor del agua para las centrales de pasada y de embalse en vertimiento, llegándose a utilizar en el despacho

económico programado valores superiores a los 110 S/./kWh, mientras que el valor que se utilizó para la sanción de precios reales fue 50 S/./kWh.

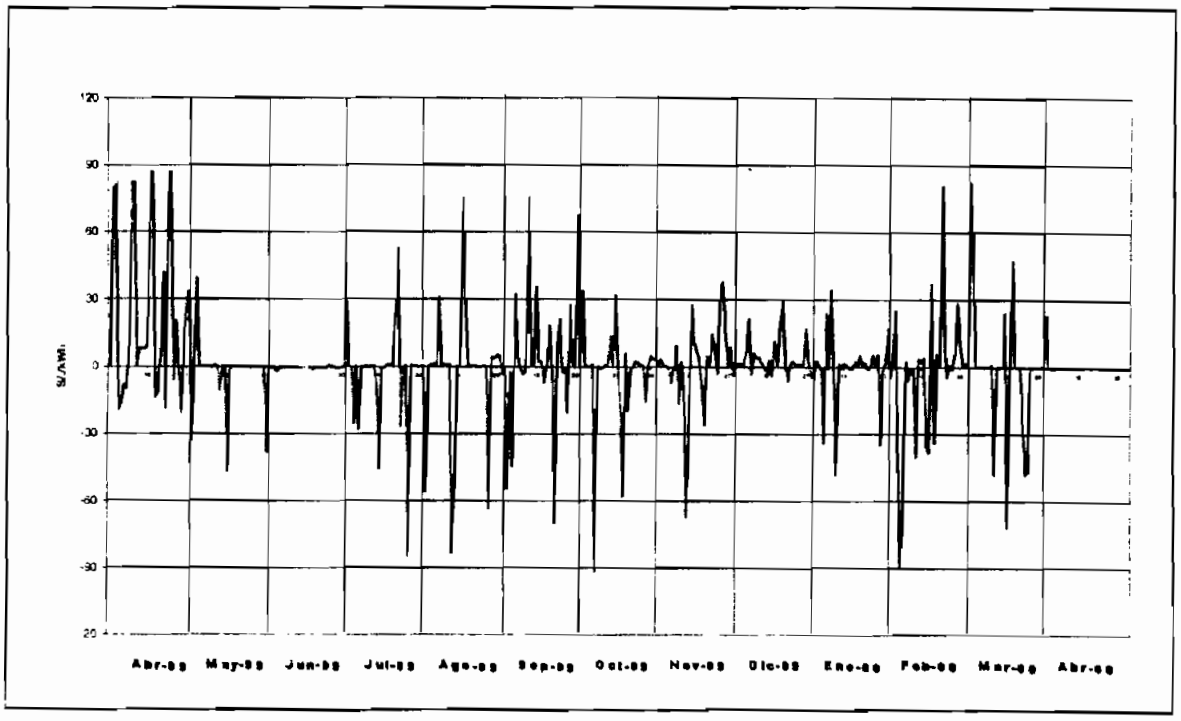


Figura 1.24: Diferencia Diaria entre el Valor Planificado y Real del Precio de la Energía en la Barra de Mercado en Demanda Media

Tabla 1.21: Desviaciones entre el Valor Planificado y Real del Precio de la Energía en la Barra de Mercado en Demanda Media

	Abr-99	May-99	Jun-99	Jul-99	Ago-99	Sep-99	Oct-99	Nov-99	Dic-99	Ene-00	Feb-00	Mar-00	Abr-00
Error Máximo Positivo	459%	215%	2%	152%	44%	68%	114%	5%	13%	7%	49%	88%	1%
Error Máximo Negativo	-11%	-29%	-66%	-63%	-70%	-23%	-76%	-10%	-3%	-9%	-16%	-57%	-1%
Error Mínimo Absoluto	0%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Se puede observar que en algunos meses, el error máximo positivo es alto, mientras que el error máximo negativo es menor, lo cual indica que los valores planificados del precio de la energía en la Barra de Mercado en demanda media, estuvieron por encima de los valores reales, especialmente en abril, julio y agosto lo cual se atribuye en abril a la no definición, para ese entonces, del valor del agua para las centrales de pasada y de embalse en vertimiento, llegándose a utilizar en el despacho económico programado valores superiores a los 110 S/./kWh, mientras que el valor que se utilizó para la sanción de precios reales fue

50 S/./kWh, y; a la alta hidrología presentada julio y agosto que ocasionó incluso la presencia de vertimientos.

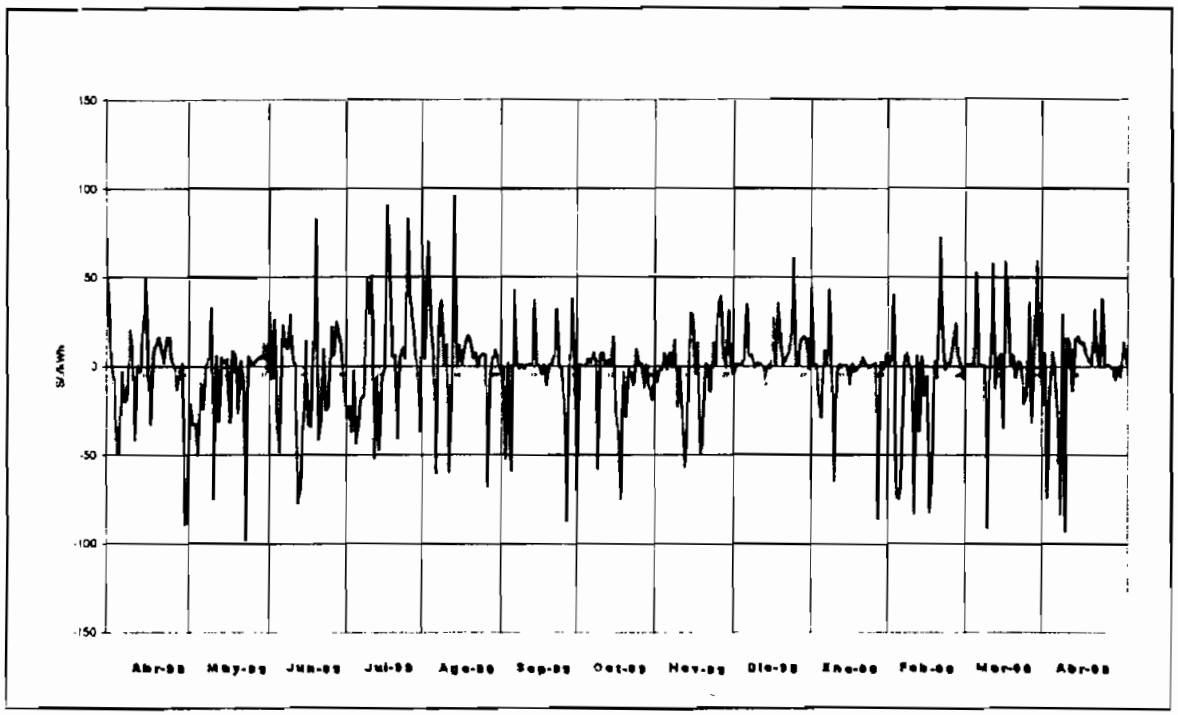


Figura 1.25: Diferencia Diaria entre el Valor Planificado y Real del Precio de la Energía en la Barra de Mercado en Demanda Punta

Tabla 1.22: Desviaciones entre el Valor Planificado y Real del Precio de la Energía en la Barra de Mercado en Demanda Punta

	Abr-99	May-99	Jun-99	Jul-99	Ago-99	Sep-99	Oct-99	Nov-99	Dic-99	Ene-00	Feb-00	Mar-00	Abr-00
Error Máximo Positivo	30%	13%	132%	46%	67%	9%	5%	5%	16%	9%	16%	60%	21%
Error Máximo Negativo	-19%	-58%	-77%	-20%	-29%	-17%	-25%	-8%	-2%	-15%	-14%	-36%	-23%
Error Mínimo Absoluto	0%	0%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Se puede observar que los valores planificados del precio de la energía en la Barra de Mercado en demanda punta, se acercan bastante a los valores reales, existiendo solamente errores máximos positivos considerables en los meses de junio y diciembre de 1999 y marzo y abril de 2000, atribuibles principalmente a la presencia de una hidrología superior a la prevista en esos meses.

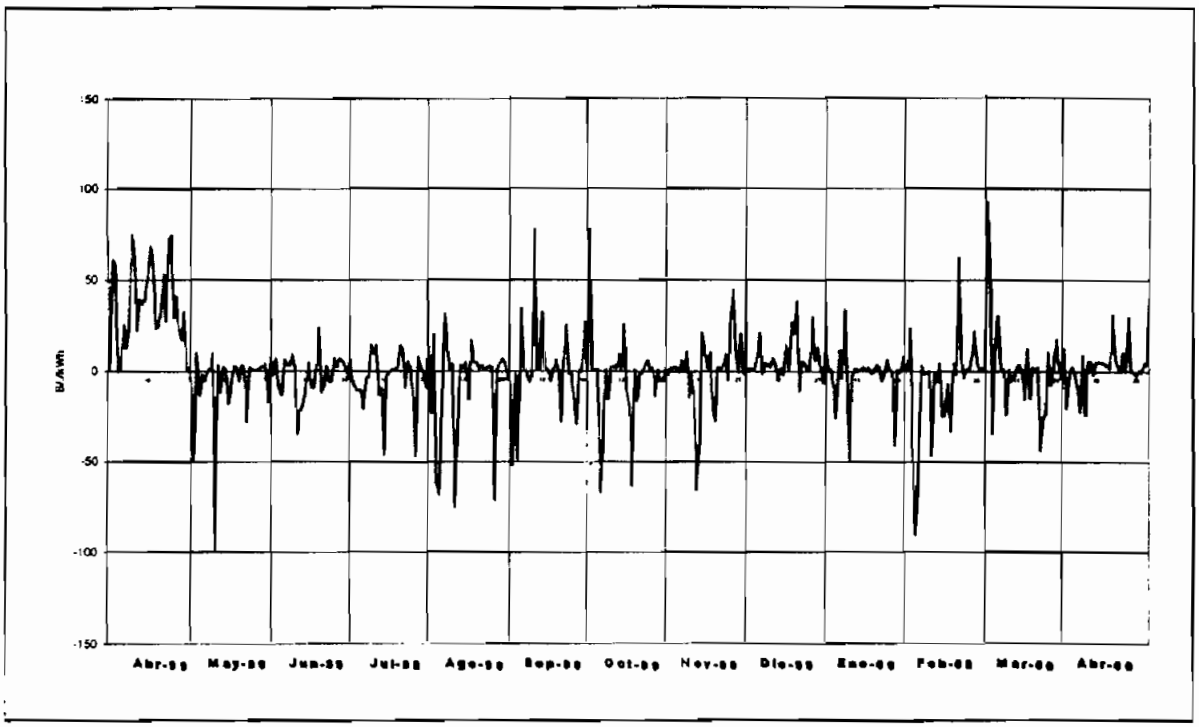


Figura 1.26: Diferencia Diaria entre el Valor Planificado y Real del Precio Promedio Diario de la Energía en la Barra de Mercado

Tabla 1.23: Desviaciones entre el Valor Planificado y Real del Precio Promedio Diario de la Energía en la Barra de Mercado

	Abr-99	May-99	Jun-99	Jul-99	Ago-99	Sep-99	Oct-99	Nov-99	Dic-99	Ene-00	Feb-00	Mar-00	Abr-00
Error Máximo Positivo	121%	10%	97%	23%	41%	17%	121%	6%	78%	7%	47%	56%	57%
Error Máximo Negativo	-0.3%	-53%	-60%	-34%	-46%	-12%	-42%	-9%	-5%	-9%	-16%	-27%	-16%
Error Mínimo Absoluto	0%	0%	3%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Es posible inferir que los valores planificados del precio promedio diario de la energía en la Barra de Mercado, se encuentran por encima de los valores reales, ya que los errores máximos positivos son más altos que los errores máximos negativos, la razón de estas desviaciones en abril está en la no definición, para ese entonces, del valor del agua para las centrales de pasada y de embalse en vertimiento, llegándose a utilizar en el despacho económico programado valores superiores a los 110 S/./kWh, mientras que el valor que se utilizó para la sanción

de precios reales fue 50 S/./kWh; y, en los otros meses son atribuibles principalmente a la presencia de una hidrología superior a la prevista.

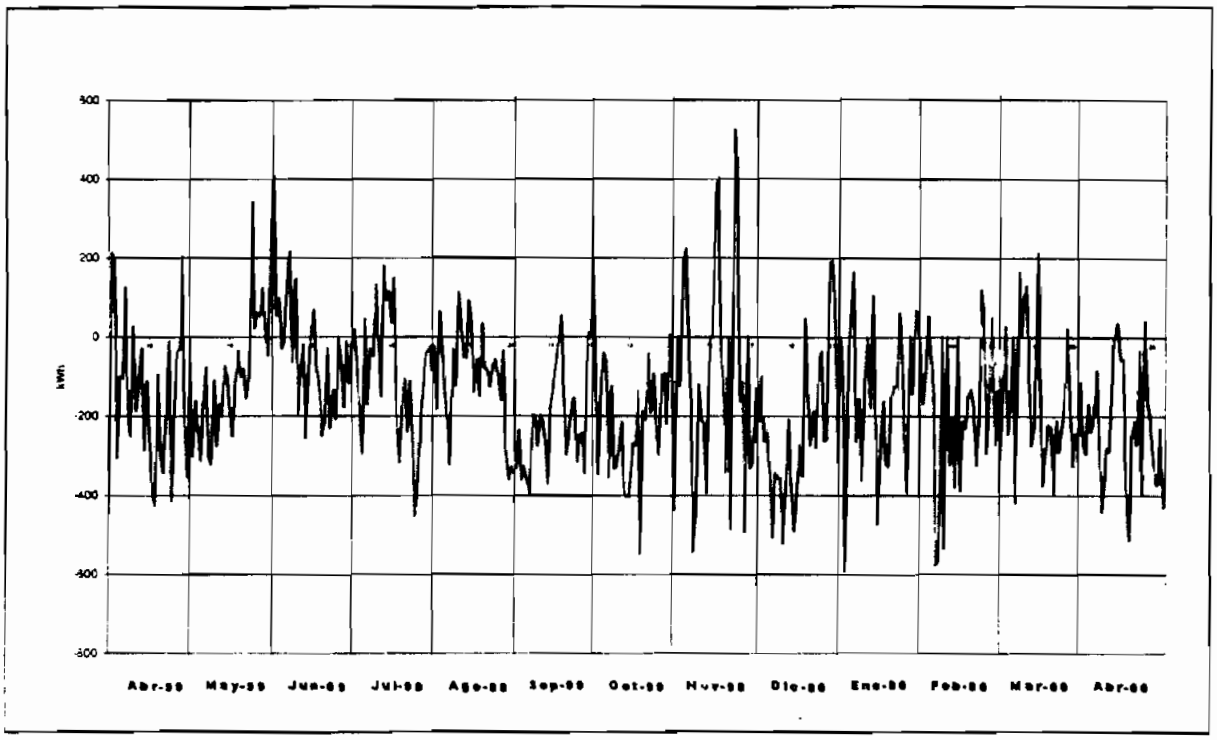


Figura 1.27: Diferencia Diaria entre el Valor Planificado y Real de la Producción de Energía en Demanda Base

Tabla 1.24: Desviaciones entre el Valor Planificado y Real de la Producción de Energía en Demanda Base

	Abr-99	May-99	Jun-99	Jul-99	Ago-99	Sep-99	Oct-99	Nov-99	Dic-99	Ene-00	Feb-00	Mar-00	Abr-00
Error Máximo Positivo	5%	4%	5%	5%	4%	5%	7%	9%	7%	7%	8%	8%	6%
Error Máximo Negativo	-5%	-4%	-3%	-5%	-4%	-5%	-7%	-6%	-7%	-7%	-8%	-8%	-6%
Error Mínimo Absoluto	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Se observa que los valores planificados de la producción de energía en demanda base se acercan bastante a los valores reales, con un desvío máximo del 9%, se nota además que el error máximo positivo y máximo negativo tienen la misma magnitud para la mayoría de los meses, lo cual indica que la previsión no estuvo polarizada por encima ni por debajo de la realidad, el error mínimo absoluto permite apreciar que en algunos días el error se acerca o es cero.

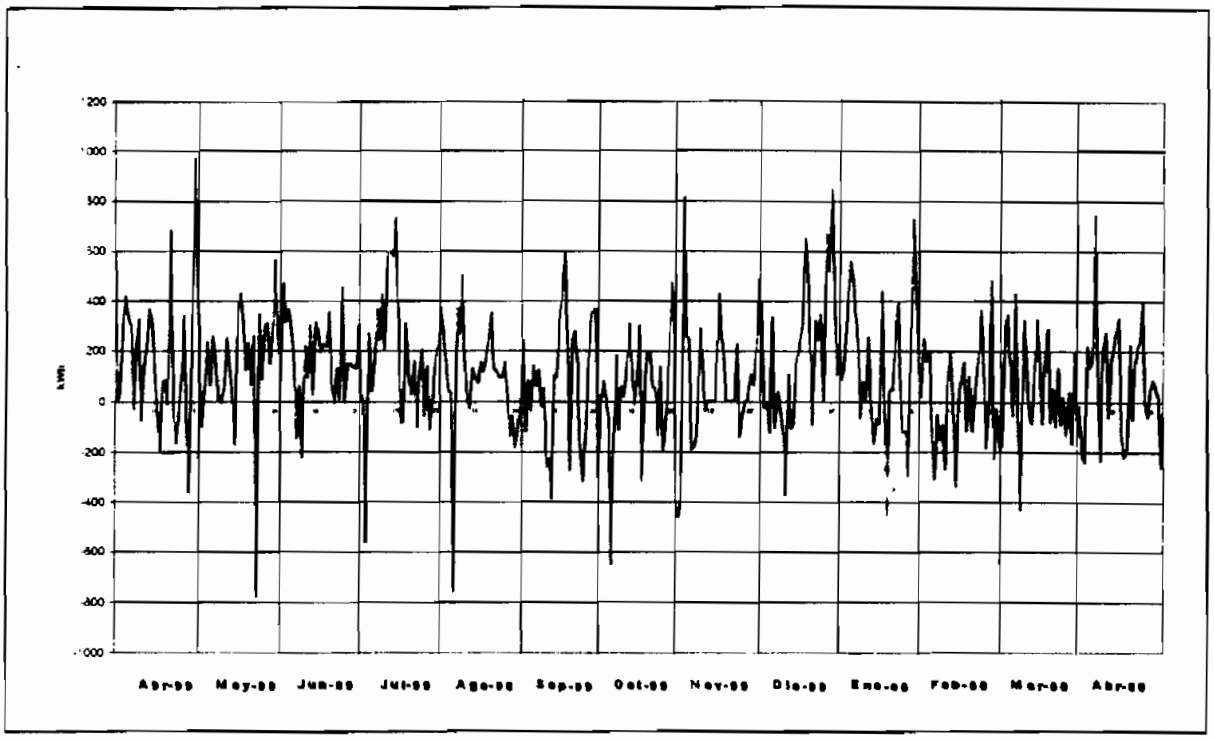


Figura 1.28: Diferencia Diaria entre el Valor Planificado y Real de la Producción de Energía en Demanda Media

Tabla 1.25: Desviaciones entre el Valor Planificado y Real de la Producción de Energía en Demanda Media

	Abr-99	May-99	Jun-99	Jul-99	Ago-99	Sep-99	Oct-99	Nov-99	Dic-99	Ene-00	Feb-00	Mar-00	Abr-00
Error Máximo Positivo	14%	10%	4%	7%	7%	5%	5%	12%	11%	6%	4%	5%	6%
Error Máximo Negativo	-3%	-8%	-2%	-6%	-7%	-4%	-5%	-7%	-3%	-4%	-3%	-4%	-2%
Error Mínimo Absoluto	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Se observa que los valores planificados de la producción de energía en demanda media se acercan bastante a los valores reales, con excepción de abril y noviembre meses en los cuales la demanda no alcanzó el crecimiento esperado, se nota además que el error máximo positivo tiene una magnitud mayor que el máximo negativo, lo cual indica que la previsión estuvo por encima de la realidad, el error mínimo absoluto permite apreciar que en algunos días el error se acerca o es cero.

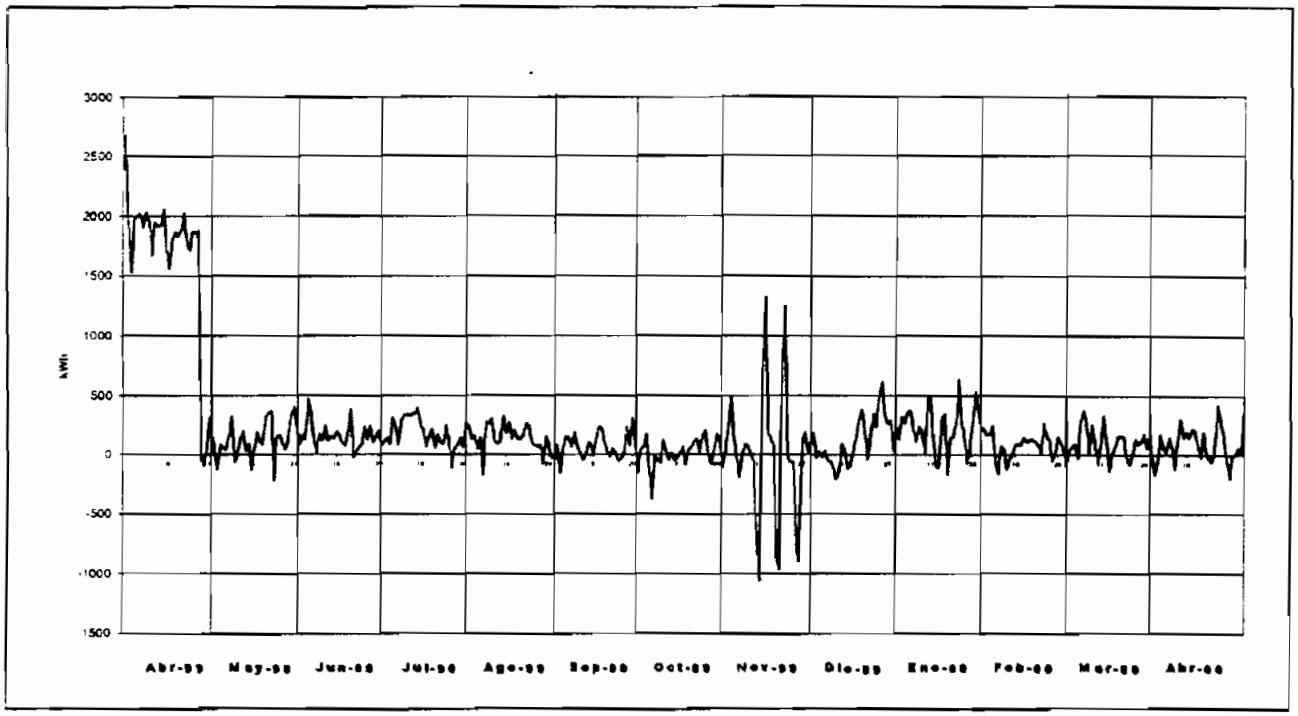


Figura 1.29: Diferencia Diaria entre el Valor Planificado y Real de la Producción de Energía en Demanda Punta

Tabla 1.26: Desviaciones entre el Valor Planificado y Real de la Producción de Energía en Demanda Punta

	Abr-99	May-99	Jun-99	Jul-99	Ago-99	Sep-99	Oct-99	Nov-99	Dic-99	Ene-00	Feb-00	Mar-00	Abr-00
Error Maximo Positivo	22%	6%	7%	5%	4%	4%	5%	19%	10%	9%	4%	5%	7%
Error Máximo Negativo	-1%	-3%	-0.3%	-1%	-2%	-2%	-5%	-13%	-2%	-2%	-2%	-2%	-2%
Error Mínimo Absoluto	0%	0%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Se observa que los valores planificados de la producción de energía en demanda punta se acercan bastante a los valores reales, con excepción de abril y noviembre meses en los cuales la demanda no alcanzó el crecimiento esperado, se nota además que el error máximo positivo tiene una magnitud mayor que el máximo negativo, lo cual indica que la previsión estuvo por encima de la realidad, el error mínimo absoluto permite apreciar que en algunos días el error se acerca o es cero.

Tabla 1.27: Precio Ponderado de la Energía en la Barra de Mercado en el Período Abril 1999 - Abril 2000 (S/./kWh)

		PLANIFICADO	REAL	VARIACION
PROMEDIO EN EL PERIODO	DEMANDA BASE	259.9	247.9	4.8%
	DEMANDA MEDIA	274.6	267.4	2.7%
	DEMANDA PUNTA	369.5	364.3	1.4%

Tabla 1.28: Valores Máximos y Mínimos del Precio Ponderado en la Barra de Mercado en el Período Abril 1999 - Abril 2000 (S/./kWh)

		VALOR MAXIMO		VARIACION
	FECHA DE OCURRENCIA	PLANIFICADO	REAL	
DEMANDA BASE	Jueves 9 de septiembre de 1999	743.7	749.8	-0.8%
DEMANDA MEDIA	Domingo 28 de noviembre de 1999	761.2	752.4	1.2%
DEMANDA PUNTA	Lunes 14 de Febrero del 2000	742.7	825.0	-10.0%
		VALOR MINIMO		VARIACION
	FECHA DE OCURRENCIA	PLANIFICADO	REAL	
DEMANDA BASE	Martes 25 de mayo de 1999	18.1	17.9	1.1%
DEMANDA MEDIA	Domingo 23 de mayo de 1999	18.2	17.9	1.2%
DEMANDA PUNTA	Domingo 9 de Mayo de 1999	18.4	18.3	0.6%

En las tablas 1.27 y 1.28 se observa la comparación entre los valores promedio, máximo y mínimo para el período de estudio, referentes al precio ponderado de la energía en la Barra de Mercado.

En las tablas 1.29 y 1.30 se muestran los valores promedio, mínimo y máximo planificados y reales de la producción de energía durante el período de estudio.

Tabla 1.29: Producción de Energía en el Período Abril 1999 - Abril 2000 (kWh)

		PLANIFICADO	REAL	VARIACION
PROMEDIO EN EL PERIODO	DEMANDA BASE	8,712.6	8,867.3	-1.7%
	DEMANDA MEDIA	11,655.3	11,530.7	1.1%
	DEMANDA PUNTA	7,788.0	7,541.0	3.3%
	DIARIO	28,155.9	27,939.0	0.8%

Tabla 1.30: Valores Máximos y Mínimos de la Producción de Energía en el Período Abril 1999 - Abril 2000 (kWh)

		VALOR MAXIMO		VARIACION
	FECHA DE OCURRENCIA	PLANIFICADO	REAL	
DEMANDA BASE	Jueves 27 de abril del 2000	9,562.0	9,934.0	-3.7%
DEMANDA MEDIA	Viernes 28 de abril del 2000	13,357.8	13,338.4	0.1%
DEMANDA PUNTA	Jueves 9 de diciembre de 1999	8,275.7	8,481.9	-2.4%
DIARIO	Jueves 27 de abril del 2000	31,286.9	31,588.8	-1.0%
		VALOR MINIMO		VARIACION
	FECHA DE OCURRENCIA	PLANIFICADO	REAL	
DEMANDA BASE	Domingo 18 de julio de 1999	7,966.5	7,788.0	2.3%
DEMANDA MEDIA	Sábado 1 de enero del 2000	8,027.0	7,883.7	1.8%
DEMANDA PUNTA	Sábado 1 de enero del 2000	6,395.0	6,077.3	5.2%
DIARIO	Domingo 22 de agosto de 1999	22,619.4	22,319.6	1.3%

En estas tablas se puede observar que la variación entre los valores planificados y reales se encuentran dentro de un rango aceptable, y especialmente para la energía la variación es considerablemente baja porque ésta es una variable que se puede predecir con una adecuada precisión. Los precios en cambio muchas veces resultan impredecibles debido a las novedades operativas que se presentan en el S.N.I. como son: indisponibilidad de alguna unidad o central de generación, restricciones de transmisión, variación de los caudales afluentes a los embalses.

En el período de estudio la máxima variación del precio ponderado de energía en la Barra de Mercado en demanda base se tuvo el día domingo 19 de septiembre de 1999, en el que se pronosticó un precio de 378,2 S/./kWh, pero el precio real fue de 24,6 S/./kWh lo cual se debió a un aumento muy considerable en el caudal afluente al embalse Amaluza, lo cual obligó a realizar un redespacho a las 0:00 de ese día.

En el período de estudio la máxima variación del precio ponderado de energía en la Barra de Mercado en demanda media se tuvo el día lunes 9 de agosto de 1999, en el que se pronosticó un precio de 360.8 S/./kWh pero el precio real fue de 25,1 S/./kWh, lo cual se debió a la ejecución de un redespacho a las 8:00 por un incremento de caudal en HIDROPAUTE, este día hubo además dos redespachos más, uno a las 16:00 por indisponibilidad de la unidad AT1 de ELECTROECUADOR y a las 17:15 horas por disponibilidad de G1 de la PROPICIA de EMELESA.

En el período de estudio la máxima variación del precio ponderado de energía en la Barra de Mercado en demanda punta se tuvo el día domingo 20 de junio de 1999 en el que se pronosticó un precio de 106,9 S/./kWh pero el precio real fue de 24,7 S/./kWh, porque se tenía previsto que margine Trinitaria pero la demanda se presentó 6% menor a lo previsto, por lo que marginó HIDROPAUTE, sin embargo Trinitaria ingresó pero como generación forzada por causa de la restricción existente en el transformador de Pascuales.

Entonces como se ha podido comprobar las grandes variaciones entre lo planificado y lo ejecutado en la realidad se deben principalmente a la presencia de condiciones que no podían ser pronosticadas y que obligan a la ejecución de redespachos por parte de la Dirección de Operaciones del CENACE.

2 CAPITULO 2: COORDINACIÓN, SUPERVISIÓN Y CONTROL DE LA OPERACIÓN DEL S.N.I. EN TIEMPO REAL

De acuerdo a la normativa vigente el CENACE es el encargado de realizar la coordinación en tiempo real de la operación de todas las instalaciones y equipos de los sistemas de generación y transmisión. Para cumplir con esta misión el CENACE coordina las maniobras a ejecutarse con el Centro de Operación del Transmisor y debería hacerlo también con Centros de Control de los Distribuidores pero hasta la fecha no se han implementado.

Las principales funciones de los Centros de Control del Transmisor y de los Distribuidores, básicamente son:

- Supervisar los voltajes y las potencias activa y reactiva en las barras de conexión.
- Cumplir con las consignas operativas del CENACE.
- Operar los equipos de conexión con los Agentes o los equipos de distribución respectivamente, según las disposiciones del CENACE.
- Operar sus instalaciones durante una contingencia o restablecimiento del sistema.
- Informar al CENACE cuando ciertas variables o parámetros de operación estén fuera de sus límites previstos.
- Coordinar con el CENACE los mantenimientos programados de sus equipos.

Para cumplir con su labor el CENACE cuenta con un centro de control de energía en tiempo real, que le permite supervisar la operación del sistema de potencia, conocer el valor de sus variables y parámetros y ejecutar ciertas funciones de aplicación utilizando la información proveniente de su sistema de adquisición de datos.

El proceso denominado "Ejecutar el Despacho de Generación" desarrollado en la Dirección de Operaciones del CENACE puede dividirse en dos: 1) controlar la generación y la frecuencia y 2) elaborar el Redespacho.

2.1 EJECUCION DEL DESPACHO ECONOMICO DIARIO DE GENERACIÓN

Este proceso se inicia en el CENACE con el análisis del despacho económico diario programado, una vez comprobada su consistencia y considerando las políticas operativas, se asigna los valores respectivos de potencia activa y reactiva a las unidades térmicas y centrales hidráulicas de generación tomando en cuenta sus tiempos de arranque y parada y velocidad de toma de carga. Se coordina además con el transmisor la ejecución del programa de maniobras que permitan llevar a cabo el programa de despacho de generación.

Es necesaria la supervisión constante para asegurar que se cumpla a cabalidad el programa de despacho y que su ejecución en tiempo real no viole las restricciones operativas del S.N.I. Los comandos directos sobre los equipos son efectuados por los Agentes y TRANSELECTRIC y no pueden ser realizados directamente por el CENACE quien está encargado de la supervisión y coordinación del S.N.I.

La variación de la producción energética de los generadores así como la desconexión de carga por parte de los Distribuidores o Grandes Consumidores debe hacerse con una gradiente (MW/minuto) que no produzca variaciones de frecuencia fuera de lo permitido.

El despacho de la generación debe mantener el equilibrio entre oferta y demanda y garantizar la seguridad, calidad y economía en la operación del S.N.I. Con el propósito de mantener la frecuencia dentro de sus límites aceptables, durante la ejecución del despacho económico, se asigna una reserva para la regulación de la frecuencia y la cual se utiliza para compensar las variaciones entre la oferta y la demanda.

Todos los generadores tienen la obligación de participar en la regulación primaria de la frecuencia del S.N.I, la cual se lleva a cabo a través del regulador de velocidad localizado en cada unidad de generación.

La regulación secundaria de frecuencia dentro del S.N.I. es realizada por las unidades de generación con las características requeridas para este objetivo y hasta el momento, lo realiza la central hidroeléctrica Paute.

En la operación en tiempo real también se realiza el control de error de tiempo CET, lo que consiste en actuar sobre la frecuencia nominal del sistema para eliminar la desviación existente entre el tiempo del S.N.I. respecto a un tiempo patrón dado por el sistema de tiempo base del sistema de control del CENACE. Mientras que las desconexiones de carga en los Distribuidores son efectuadas por las protecciones de baja frecuencia instaladas en sus sistemas de distribución.

Cuando por causas de calidad, seguridad o economía de la operación del sistema de potencia no sea conveniente o no se pueda seguir con la ejecución normal del programa de despacho, se recurre a la realización de un redespacho. Toda conexión o desconexión de cualquier unidad de generación debe ser autorizada por el CENACE.

En la figura 2.1 se muestra la concatenación de actividades que conforman el proceso de ejecución del despacho de generación en tiempo real.

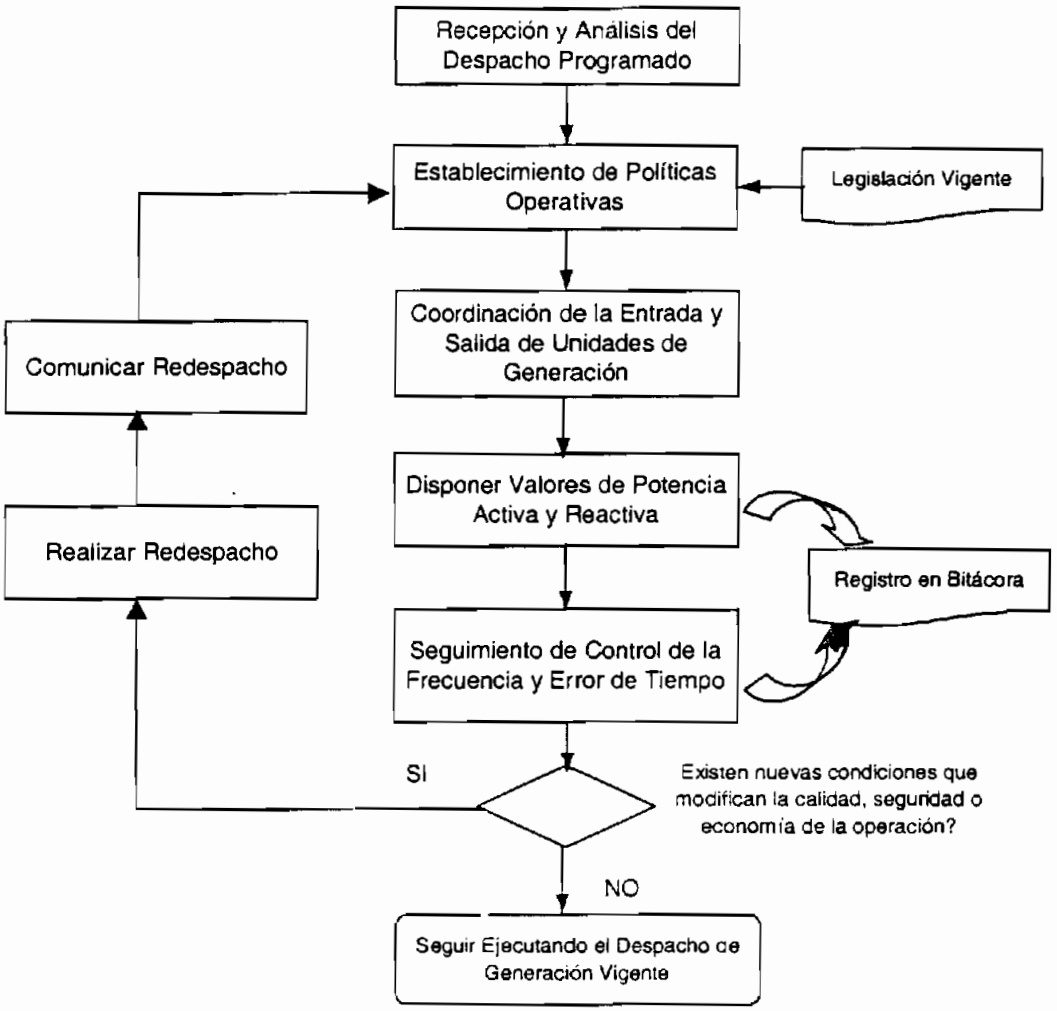


Figura 2.1: Diagrama de Flujo del Proceso de Ejecución del Despacho de Generación

2.2 ELABORACION Y EJECUCION DE REDESPACHOS

Durante la operación en tiempo real pueden presentarse cambios en las condiciones operativas del sistema y dependiendo de la magnitud y duración de estos cambios, el CENACE modifica el despacho diario programado, mediante la realización de los redespachos que sean necesarios, para cumplir en todo momento con la operación óptima de los recursos del S.N.I. en las diferentes condiciones de oferta y demanda.

2.2.1 CAUSAS PARA REALIZAR UN REDESPACHO

Cualquier variación en las condiciones operativas no necesariamente hace necesario un redespacho y de ser así simplemente no hay cambios en el despacho de unidades ni en el precio de la energía. Las causas del redespacho especificadas en los Procedimientos de Despacho y Operación son:

a) DISPONIBILIDAD DE GENERADORES

- Declaración de indisponibilidad o entrada en mantenimiento antes de lo programado por parte de una o más unidades de generación despachadas.

- Declaración de disponibilidad de una o más unidades de generación que no han sido consideradas en el Despacho Económico Diario y su costo variable permite reducir el costo marginal de la energía.

- El aumento de caudales en las plantas hidroeléctricas de pasada o de embalse que hagan prever vertimientos.

- El ingreso de unidades de generación en pruebas que garanticen una generación estabilizada para períodos superiores a una nora.

b) LIMITES DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Variación en la topología del sistema de transmisión que modifique los límites de transferencia y por lo tanto sea necesario el ingreso de generación adicional en una o más áreas operativas del S.N.I.

c) VARIACIÓN DE LA DEMANDA

Si la demanda del sistema o de intercambio internacional cambian en una magnitud tal que no pueda ser cubierta con las unidades de generación despachadas.

d) REGULACIÓN DE FRECUENCIA

- La reserva regulante es aquella parte de la reserva rodante asignada en el despacho, para realizar la regulación primaria de frecuencia y se utiliza en función del desvío entre generación y carga. En ocasiones esta reserva puede verse disminuida por causas tales como: salida no prevista de un generador, modificaciones en el Sistema de Transmisión o algún problema que reste capacidad de regulación a un generador; es entonces cuando se requiere un redespacho para recuperar la magnitud de esta reserva regulante.

- Si por alguna causa la reserva para regulación secundaria de frecuencia se ha reducido significativamente, esto también será causa de un redespacho.

e) GENERACIÓN FORZADA EN CONDICIONES EXTRAORDINARIAS

La generación que se ingresa luego de una falla, para levantar la sobrecarga a uno o más elementos del S.N.I. y recuperar las condiciones normales de operación, es considerada como forzada mientras esté operando, a menos que luego sea requerida dentro del despacho normal a través de un redespacho.

2.2.2 EJECUCIÓN DE REDESPACHOS EN LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL

Se ha establecido que las variaciones en la disponibilidad de los generadores sean reportadas al CENACE mediante el formulario "Modificación de Disponibilidad de Generación". Además debe ser informada al CENACE toda desviación mayor o igual a 1 MW respecto al programa diario de despacho, para que de acuerdo a la información suministrada se decida si es necesario o no un redespacho.

Si un generador reporta al CENACE que su potencia máxima operable ha disminuido, se procede a disminuir su potencia despachada con el fin de mantener la reserva rodante. En el caso de que un generador perdiera su capacidad de regulación, el CENACE puede a partir de ese momento despachar toda su potencia efectiva. Si una o más unidades de la central hidráulica Paute encargada de la regulación secundaria de frecuencia, sufre un daño que le imposibilita cumplir con esta labor, se realizará un redespacho para recuperar la reserva de regulación secundaria. Se puede tolerar la variación de un 25 % de la reserva rodante por un período aproximado de 20 minutos, luego del cual se toman medidas correctivas, una de ellas es el redespacho.

Si luego de una falla un elemento del S.N.I. queda sobrecargado, el CENACE puede solicitar el ingreso de una unidad térmica que no conste en el despacho por un período máximo de dos horas, luego del cual será necesario un redespacho.

En caso de habilitarse importaciones dentro del Mercado Ocasional, mientras se ejecuta la operación en tiempo real, será necesario un redespacho mediante el cual se determina la cantidad de energía a importarse y la capacidad remanente de transporte en los nodos de importación. En caso de presentarse algún inconveniente en cualquiera de los sistemas oferente y demandante se podrá suspender la importación previa coordinación entre los Centros de Control. En caso de requerirse un excedente de energía se hará la solicitud de importación correspondiente a los países que han acordado el intercambio internacional de energía, de la misma manera si uno de esos países requiere importar energía, se hará la oferta correspondiente tomando en cuenta los límites de transporte de los nodos de interconexión. Siempre que se modifique la exportación o importación de energía dentro del Mercado Ocasional se hará necesario un redespacho.

2.2.3 CRITERIO Y MODELO PARA EFECTUAR EL REDESPACHO

De acuerdo al Reglamento de Despacho y Operación: "El Despacho Horario podrá ser modificado durante la ejecución del mismo con el fin de tener en cuenta las condiciones de operación y los recursos del Sistema."

El criterio para efectuar el redespacho es la necesidad de cambiar el despacho diario programado a partir de una hora determinada, para satisfacer la demanda al mínimo costo de producción y mantener la seguridad del S.N.I. frente a: variaciones en la disponibilidad del parque generador, variación de los límites de transferencia en el sistema de transmisión, variación importante de la demanda respecto a lo previsto y disminución en la magnitud de reserva para regulación de frecuencia.

Toda modificación al programa de despacho horario mayor o igual a 1 MW debe ser informada al Centro Nacional de Control de Energía, siendo potestad de éste la realización de un redespacho en base a la información suministrada por las empresas generadoras y distribuidoras.

MODELO UTILIZADO PARA EL REDESPACHO

Se aplica el mismo modelo utilizado para el Despacho Económico Diario Programado, con la diferencia que el período de optimización es menor o igual a 24 horas y deben tomarse en cuenta las condiciones operativas y los recursos existentes al momento de realizarse el redespacho, por lo tanto la función objetivo a minimizarse constituye el costo de operación del sistema:

$$Z = \sum_{n=1}^{N} \sum_{h=1}^{T} \frac{c_n * P_{nh}}{\beta_{nh}}; \quad T \leq 24 \qquad (2.1)$$

En donde:

Z = Costo total de producción del sistema

N = Número de centrales hidroeléctricas y unidades termoeléctricas de generación

h = Una hora determinada del día, el redespacho se lo hace para un período menor o igual a 24 horas

c_n = Costo de producción de cada unidad termoeléctrica de generación, "n"

P_{nh} = Potencia generada por el generador "n" en la hora "h"

β_{nh} = Factor de nodo de la barra en la que está el generador "n" para la hora "h"

T = Período horario para el cual se realiza el Redespacho

Las restricciones que deben cumplirse son:

1.- Equilibrio entre la generación y la demanda más las pérdidas

$$\sum_{n=1}^{N} P_{nh} = D_h + L_h \qquad \text{Para: h=1...T} \tag{2.2}$$

2.- Cumplir con los límites de las centrales hidroeléctricas y unidades termoeléctricas:

$$P_{n(\text{mín})} \leq P_{nh} \leq P_{n(\text{máx})} \qquad \text{Para: n=1...N; h=1...T} \tag{2.3}$$

3.- Cumplir con las restricciones del sistema de transmisión:

$$f_{rs(\text{mín})} \leq f_{rs(h)} \leq f_{rs(\text{máx})} \quad \text{Para h=1...T; } f_{rs} \neq 0 \tag{2.4}$$

4.- Cumplir con los requerimientos de reserva

$$P_{nh(\text{máx})} \geq D_h + L_h + R_h \quad \text{Para h=1...T} \tag{2.5}$$

5.- Las centrales hidroeléctricas de embalse son despachadas de acuerdo a bloques de energía asignados en la programación semanal, tomando en cuenta la energía ya utilizada en el período previo a la realización del redespacho

$$\sum_{h=1}^{T} P_{nh} \leq G_{nT} \quad \text{Para } n \in E \tag{2.6}$$

En donde:

D_h = Demanda del Sistema en la hora "h"

L_n = Pérdidas del Sistema en la hora "h"

$P_{n\,(mín)}$ = Potencia mínima del generador "n"

$P_{n\,(máx)}$ = Potencia máxima del generador "n"

$f_{rs\,(h)}$ = Flujo de potencia desde el nodo "r" al nodo "s" en la hora "h"

$f_{rs\,(mín)}$ = Flujo de potencia mínimo desde el nodo "r" al nodo "s"

$f_{rs\,(máx)}$ = Flujo de potencia máximo desde el nodo "r" al nodo "s"

R_h = Reserva de potencia para la hora "h"

G_{nT} = Cuota residual de energía para la central "n" y para el período T

E = Conjunto de unidades hidroeléctricas de embalse

Los programas utilizados para realizar el despacho y el redespacho, han sido realizados totalmente en el CENACE.

El programa para redespacho resultó de hacerle algunas adecuaciones al programa usado en el despacho para que permita: realizar el despacho hidrotérmico de los generadores en un período menor a las 24 horas. Entonces el redespacho considera la hora de inicio del período de ejecución del redespacho como la hora cero y en base a ello se modifica la programación de las unidades de generación que permitan abastecer la demanda.

Mediante una interfaz en Visual Basic se modifican las entradas requeridas por el programa de redespacho, que consisten en los archivos de generación de pasada, archivos de demanda y los archivos diarios. En estos archivos primero se eliminan los datos correspondientes al período previo a la realización del redespacho y entonces se procede a modificar la disponibilidad, la generación de pasada, características de la red eléctrica y la demanda de los distribuidores y todas aquellas características operativas que hayan cambiado respecto a aquellas consideradas en la realización del despacho programado para ese día. El ingreso de las cuotas energéticas y el levantamiento de las restricciones operativas se lo realiza manualmente, lo cual constituye una desventaja.

Dependiendo de si se corre el redespacho con o sin restricciones se deben considerar las restricciones operativas, mientras que para el redespacho real se toman en cuenta las restricciones operativas del sistema.

2.2.4 OPORTUNIDAD CON QUE SE REQUIERE LA INFORMACIÓN

Los Actores del MEM deben entregar la información dos horas antes de que entre en vigencia el redespacho. La información requerida por parte de los Actores del MEM es la siguiente:

a) DEMANDA

Variaciones superiores a 1 MW en la previsión de la demanda de potencia y energía que es entregada mediante la curva de carga diaria de cada Agente Distribuidor o Gran Consumidor.

b) GENERACION

Los Agentes Generadores deben entregar información de acuerdo al tipo de unidad o central que se trate, como se describe a continuación:

- Centrales Hidroeléctricas de Embalse:

  - Volúmenes turbinado y vertido en el período previo al redespacho.
  - Variaciones considerables en los caudales que impliquen riesgo de vertimiento.
  - Variaciones considerables en la ejecución de mantenimientos programados y disponibilidad de las unidades de generación y del sistema hidráulico.

- Centrales Hidroeléctricas de Pasada:

  - Variaciones considerables en los caudales que impliquen riesgo de vertimiento.

- Cambios en la ejecución de mantenimientos, indisponibilidades y restricciones operativas.

↳ Unidades Térmicas de Generación e Intercambios Internacionales

- Variación en la disponibilidad de potencia.
- Variaciones considerables en la ejecución de mantenimientos o existencia de restricciones operativas.

c) INFORMACION DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

TRANSELECTRIC debe proveer la siguiente información:

- Variaciones considerables en la ejecución de mantenimientos de los equipos e instalaciones del sistema de transmisión.
- Disponibilidad de los equipos de compensación inductiva y reactiva.
- Restricciones operativas, que básicamente consisten en los límites de transmisión y cargabilidad de ciertos equipos o niveles bajos de voltaje por la distancia eléctrica existente entre los centros de carga y la generación.
- Indisponibilidad de las instalaciones o equipamiento del sistema de transmisión.

El CENACE es encargado de informar a los generadores involucrados al menos con media hora de anticipación y publicar en su página Web por lo menos con quince minutos de anticipación las modificaciones en el programa de generación, los nuevos precios y las causas del redespacho.

En la figura 2.2 se puede observar el desarrollo del proceso de redespacho en el tiempo, desde la solicitud de redespacho, la entrega y validación de la información y la comunicación de resultados a los Agentes y su publicación en la página Web del CENACE.

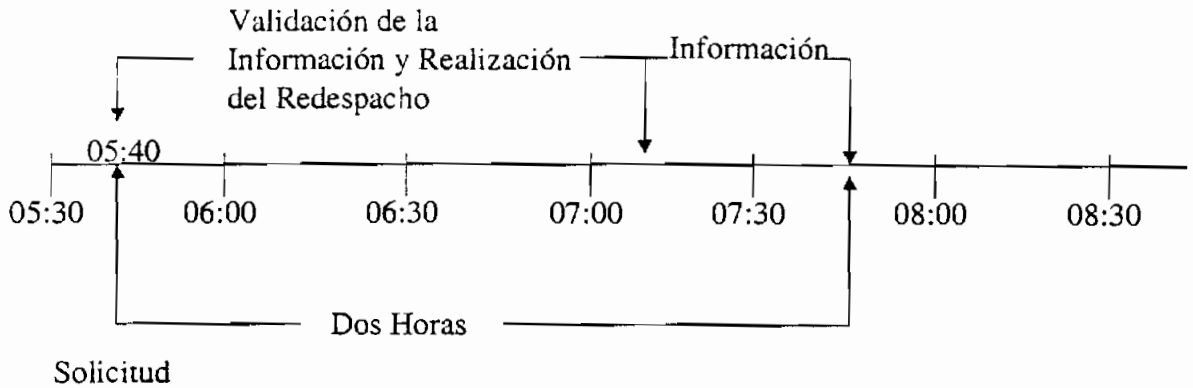


Figura 2.2: Tiempo de Ciclo de realización del Redespacho

Los Agentes están en el derecho de cuestionar la falta de un redespacho, pero si la diferencia en los precios entre el despacho y el redespacho pedido son menores al 10%, el reclamo no tendrá validez.

2.2.5 RESULTADOS DEL REDESPACHO

Los resultados de este proceso son:

- Despacho horario de las plantas y unidades de generación en la barra de Mercado.
- Demandas totales horarias.
- Costo de Producción global del sistema.
- Costo Ponderado de la Energía por banda horaria.
- Unidad Marginal.
- Precio marginal horario de la energía en barra de mercado, que permite tener una utilidad a todos los generadores despachados excepto a la unidad que margina.
- Factores de Nodo horarios que permiten el cálculo de los precios nodales mediante los que se liquida luego las transacciones entre los Agentes.
- Lista de mérito de las plantas y unidades de generación en base a sus costos variables de producción.

Debe anotarse que la unidad y el precio marginales se determinan sin considerar las restricciones operativas del S.N.I.

En la figura 2.3 se presenta un diagrama de bloques resumido sobre la realización de un redespacho.

En la figura 2.4 se presenta un diagrama de flujo detallado del proceso de redespacho, considerando los recursos informáticos y el tiempo de las actividades del proceso de Redespacho.

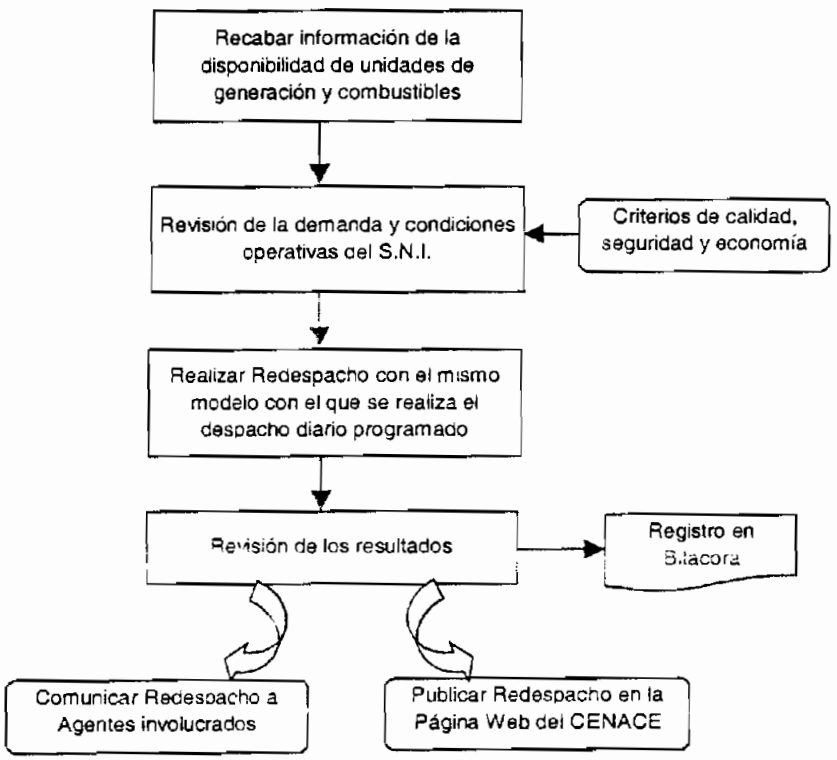


Figura 2.3: Diagrama de Bloques de la Realización de un Redespacho

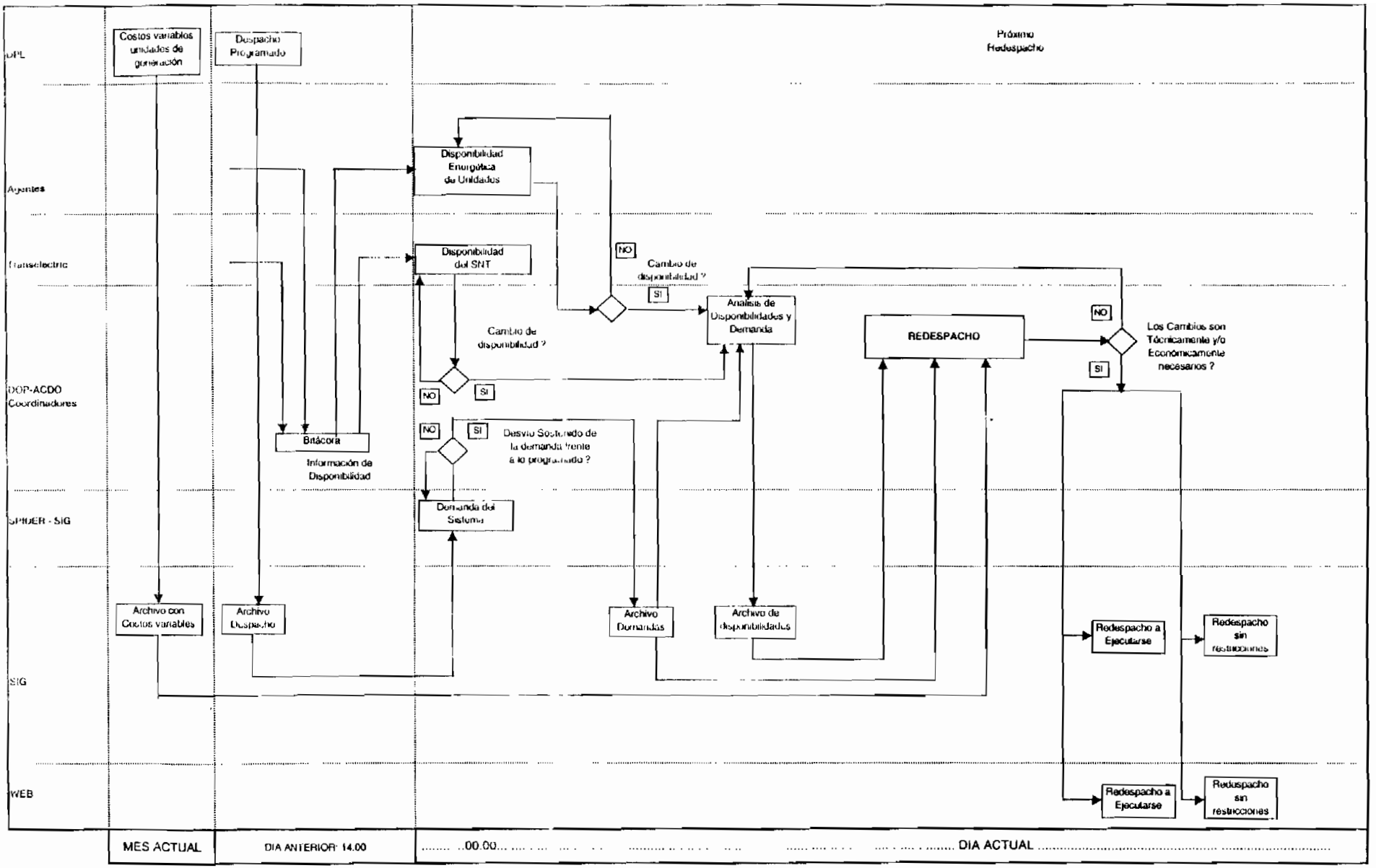


Figura 2.4: Diagrama de Flujo del proceso de Redespacho

2.2.6 RESULTADOS DEL REDESPACHO

En la figura 2.5 se observa la comparación mes a mes del número de redespacho ejecutados. En el período abril 1999 – abril 2000 se tiene un total de 336 redespachos y un promedio de 26 redespachos por mes.

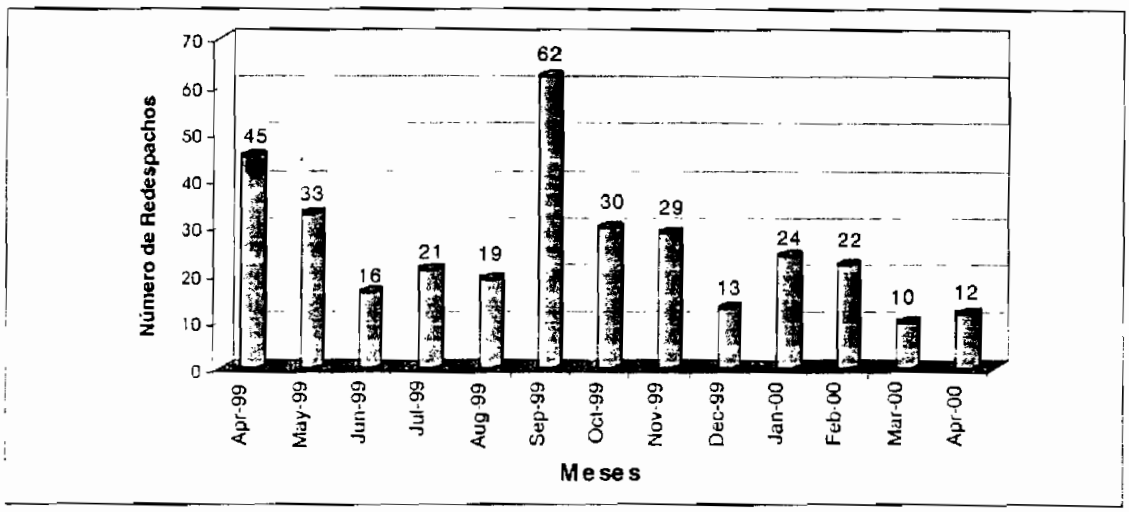


Figura 2.5: Comparación de la Ejecución de Redespachos Mes a Mes

El mes que más cantidades de redespachos ha tenido es septiembre de 1999 con 62 redespachos, es decir un promedio de 2 redespachos por día, 58 se debieron a la variación de la disponibilidad de unidades térmicas y centrales hidráulicas de generación, mientras que el mes con el menor número de redespachos es marzo de 2000 con 10 redespachos.

En la tabla 2.1 se expresa la desviación entre el precio marginal de la energía planificado y real a causa de la ejecución de redespachos. Se observa que en la mayoría de meses la mayor desviación se la tiene en el período de demanda base, mientras que la desviación mínima se la aprecia en el período de demanda punta.

En abril de 1999, se observa una alta desviación entre los precios reales y los planificados, la principal razón está en la falta de una definición precisa del valor del agua para las centrales de pasada y de embalse en vertimiento, y es así que en el despacho programado diario se utilizan valores alrededor de S/. 110/kWh y

en la sanción real de precios se utilizaba S/. 50 /kWh, razón por la cual los precios reales son muy inferiores a los precios planificados.

Para la mayoría de meses la variación del precio marginal real respecto al planificado tiene relación con el número de redespachos efectuados en cada mes y el signo negativo en la variación indica que el precio marginal real disminuye respecto al planificado; tomando como un caso aparte al mes de abril de 1999 por las razones ya explicadas, la mayor variación promedio mensual del precio en demanda base es -89% y en demanda media es -59% y corresponden a septiembre de 1999, mes en el cual se tiene el mayor número de redespachos (62) durante el período de estudio. La máxima variación en demanda punta (con un valor de –18%) se presentó en diciembre, mes en el cual los caudales de la cuenca oriental presentaron un comportamiento inusual que permitió reducir el precio marginal al reemplazar generación termoeléctrica con hidroeléctrica.

Tabla 2.1: Variación Promedio Mensual del Precio Marginal de la Energía por la Ejecución de Redespachos

	Demanda base	Demanda media	Demanda punta	Precio Diario
Apr-99	-366%	-139%	-1%	-45%
May-99	-25%	-13%	7%	5%
Jun-99	1%	4%	-3%	3%
Jul-99	-71%	-72%	-3%	-17%
Aug-99	0.4%	-30%	-6%	-1%
Sep-99	-89%	-59%	-6%	-17%
Oct-99	-1%	-4%	-9%	-4%
Nov-99	0.1%	0.0%	0.2%	0.1%
Dec-99	-25%	-30%	-18%	-18%
Jan-00	-1%	-2%	-1%	-1%
Feb-00	0.2%	-3%	-3%	-2%
Mar-00	0.0%	-7%	-10%	-4%
Apr-00	0.0%	0.1%	-16%	-6%

Se observa que en el mes de noviembre a pesar de existir 29 redespachos, el precio marginal previsto y el real son prácticamente iguales, esto se debió a los bajos caudales afluentes a las centrales hidroeléctricas y que casi la totalidad de redespachos en este mes tienen como causa el cambio de disponibilidad de las unidades termoeléctricas, que a su vez debían ser reemplazadas con otra unidad termoeléctrica más cara, por ello se nota en el precio una ligera tendencia a incrementarse.

Para la mayoría de meses la mayor variación en el precio marginal se presenta en el período de demanda base, pero en los meses de febrero a abril de 2000 la máxima variación se presenta en demanda punta, lo que indica que unidades caras de punta son reemplazadas por unidades más baratas, especialmente por el aumento de los caudales afluentes a las centrales hidroeléctricas.

En la figura 2.6 se observa en porcentaje las causas del redespacho en el período de estudio. Se nota que la principal causa es la variación en la disponibilidad de unidades térmicas y centrales hidráulicas de generación debido principalmente a mantenimientos y falta de combustible con 82,1%. La segunda causa más común es la optimización de los recursos de generación para obtener el mínimo costo de producción, optimización relacionada principalmente con el aumento inesperado de caudales afluentes a las centrales hidráulicas de pasada y embalse que hacen prever vertimientos, con 7,1%.

La tercera causa más común es la variación en la topología y límites operativos en el sistema de transmisión con 6,8%, la cuarta causa más común es la variación de la demanda respecto a la prevista con 2,4%, la quinta causa más común es la presencia de generación forzada en condiciones extraordinarias de operación con 0,9% y la última causa para la ejecución de redespachos es la mejora de calidad de servicio en el sistema con 0,6%.

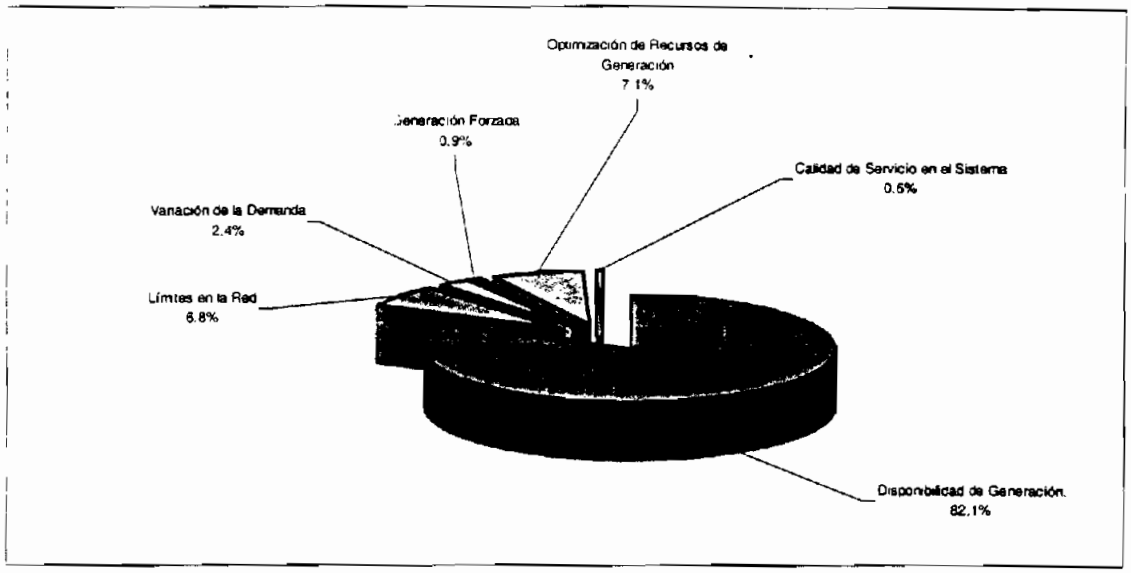


Figura 2.6: Causas del Redespacho

Es necesario anotar que no han existido redespachos causados por la variación de la reserva fría y la variación de la reserva para la regulación primaria de frecuencia, que también se contemplan en los Procedimientos de Despacho y Operación como causas del Redespacho.

La variación de la disponibilidad de la generación se da principalmente debido a la indisponibilidad de las unidades de generación especialmente las térmicas por falta de combustible, falta de personal o alguna falla en las máquinas y la disponibilidad de las unidades de vapor que son más económicas y la optimización de los recursos de generación se refiere especialmente a las centrales hidroeléctricas por la variación repentina de los caudales que si no son turbinados se producen vertimientos, lo cual sería un desperdicio de energía.

$$\left(\frac{(\text{Costo Total del Redespacho} - \text{Costo Total del Despacho}) * 100}{\text{Costo Total del Despacho}} \right) \qquad (2.7)$$

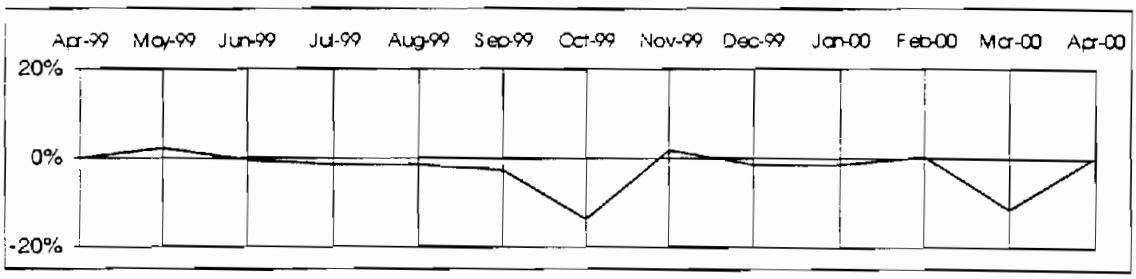


Figura 2.7: Desvío del Costo Global del Redespacho

La ecuación 2.7 indica que si el desvío es positivo el costo total de producción luego de los redespachos es superior al planificado en el despacho económico diario programado y si el desvío es negativo el costo total de producción disminuye por la ejecución de redespachos.

La figura 2.7 permite observar que los meses que más desviación tuvieron en el costo total de producción de la energía a causa de redespachos son octubre de 1999 y marzo de 2000, lo cual se debe principalmente a un comportamiento inesperado de los caudales, pues a pesar de que los dos meses pertenecen a la estación seca, la afluencia ha sido tan grande, especialmente en el mes de marzo de 2000, que el precio marginal de la energía (S/. 114,6/kWh), muy por debajo de la componente de energía del precio referencial de generación (S/.1 142,1/kWh).

2.3 COORDINACION, SUPERVISION Y CONTROL EN TIEMPO REAL DEL S.N.I.

El CENACE realiza la supervisión de la operación del S.N.I. conjuntamente con los centros de control de los Distribuidores, Generadores y TRANSELECTRIC para mantener los valores de voltaje, frecuencia y cargabilidad dentro de rangos aceptables tanto en condiciones normales como anormales de operación.

Se considera como operación normal aquel estado del sistema en el cual los valores de voltaje, frecuencia y cargabilidad se encuentran dentro de sus límites operativos.

Se considera como operación en condiciones anormales cuando por alguna causa se ha suspendido el suministro de energía o se continúa con este servicio pero los valores de voltaje, frecuencia o cargabilidad están fuera de sus límites operativos.

2.3.1 CRITERIOS DE SEGURIDAD EN LA OPERACIÓN DEL S.N.I.

- En cada instante debe existir la reserva de potencia activa y potencia reactiva que permita superar cualquier contingencia de orden n-1 y mantener el equilibrio de la oferta y la demanda.

- En condiciones normales los elementos del S.N.I. deben operar sin sobrecarga, de esta manera al surgir una contingencia será factible alcanzar sus límites operativos o sobrecargar ciertos elementos del sistema a un nivel adecuado que no disminuya su vida útil y tomando en cuenta las condiciones previas en las que estuvo operando.

- Cualquier maniobra que se realice en el S.N.I. no debe afectar a la calidad de servicio y debe tomar en cuenta las normas de seguridad correspondientes, de tal manera de no atentar la seguridad de las personas ni de los equipos.

- Cuando se presenten condiciones de emergencia en la operación del S.N.I. puede ser necesario modificar el despacho de generación e incluso desconectar carga con el propósito de evitar un colapso en el sistema.

2.3.2 CRITERIOS DE CONFIABILIDAD EN LA OPERACIÓN DEL S.N.I.

- El S.N.I. debe ser operado con el anillo troncal de 230 kV cerrado y evitar en lo posible abrir redes malladas de 138 kV.

- Es conveniente que la generación de la central hidroeléctrica Paute sea mayor en la fase C que en la fase AB, ya que en la fase C existe un transformador 13,8/230 kV y en la fase AB existen dos transformadores uno de 13,8/138 kV y otro de 138/230 kV, por lo tanto la reactancia en la fase C es menor a la existente en la fase AB y por ende la fase C tiene un margen de estabilidad mayor y además sus unidades son más eficientes que las de la fase AB.

- Debe definirse un adecuado esquema de alivio de carga que permita mantener el balance generación - carga del sistema ante pérdidas de generación.

- La carga debe ser distribuida equitativamente en aquellas subestaciones con esquema de doble barra principal.

- Evitar en lo posible la apertura de líneas de transmisión y en caso de ser indispensable la apertura efectuarla sobre aquel circuito que posee relés de sobrevoltajes.

La confiabilidad del sistema puede ser evaluada en base al número de fallas y la magnitud de potencia cortada y la duración de las mismas, es decir, en que medida las contingencias del S.N.I. afectaron al suministro de energía eléctrica. En la tabla 2.3 se observa el número de fallas de generación en el período abril 1999 – abril 2000, la duración de la falla en minutos y la potencia cortada por esta causa acumulada en el período de estudio, mientras que la tabla 2.4 proporciona información similar pero respecto a las fallas de transmisión.

Tabla 2.3: Fallas de Generación en el S.N.I.

ORIGEN DE LA FALLA	TIEMPO (minutos)	DESCONEXION ACUMULADA (MW)
C. GAS PASCUALES	259	221
E.E.MILAGRO	18	11
E.E.S.DOMINGO	7	7
E.TGYE G.ZEVALLOS	113	0
E.TGYE TRINITARIA	1694	2342
ECUAPOWER	431	0
ELECTROECUAD	566	51
ELECTROQUIL	1743	0
ENERGYCORP	1276	152
HIDRONACION	143	6
C. G. ZEVALLOS	268	266
C. TRINITARIA	336	438
C. ESMERALDAS	7	8
HIDROPAUTE	306	299
HIDROPUCARA	86	44
T. PICH. STA ROSA	1220	0
TERMOESMERALDAS	178	35
TOTAL	8332	3469

Tabla 2.4: Fallas de Transmisión en el S.N.I.

ORIGEN DE LA FALLA	TIEMPO (minutos)	DESCONEXION ACUMULADA (MW)
ATK 230/69 KV.	62	52
ATQ 138/69	80	31
EEQ S/E 17,18,19	163	154
L/T A EMELGUR	22	52
L/T CUENC-MOLI	2480	0
L/T MILAG-MACH	188	0
L/T MOL-PASCU	84	38
L/T PASC-QUEVEDO	18	0
L/T PASC-S.ELE	1216	277
L/T PASC-TRINIT	29	58
L/T PASCUAL-MILAG	70	51
L/T QUEV-S.DOM	102	10

Tabla 2.4: Fallas de Transmisión en el S.N.I. (Continuación)		
L/T S.-DOM-S..ROSA	15	0
L/T VICEN-IBARR	9	0
L/T VIC-MULALO	61	134
PASC-EQL3-POS	41	0
S/E CUENCA	78	27
S/E EPICLACHIMA	14	9
S/E ESMERALD	148	129
S/E IBARRA	267	36
S/E MILAGRO	2742	592
S/E PASCUALES	2247	1059
S/E POLICENTRO	276	355
S/E PORTOVIEJO	3688	199
S/E POSORJA	129	36
S/E QUEVEDO	511	70
S/E RIOBAMBA	321	30
S/E SALITRAL	43	156
S/E SANTA ROSA	1296	993
S/E STA.ELENA	876	246
S/E STO.DOMING	46	49
S/E TOTORAS	55	20
S/E TRINITARIA	270	370
TOTAL	17647	5232

En las tablas 2.3 y 2.4 se observa que en el período de estudio, la potencia desconectada por fallas en generación constituye el 47% de la potencia desconectada por fallas en el sistema de transmisión y la duración de todas las fallas de generación constituye el 66% de la duración total de las fallas de transmisión, lo cual da una idea de la falta de inversión en la expansión y en la seguridad del sistema de transmisión. La central Trinitaria es la que más potencia desconectada ha ocasionado debido a que presenta un problema de estabilidad.

2.3.3 PARÁMETROS DE CALIDAD Y SEGURIDAD DEL S.N.I.

- En condiciones normales la variación máxima de la frecuencia debe ser ± 0.2 Hz. La variación admisible de voltaje es ± 5% para 230 kV y 138 kV; y, ± 3% para los niveles de 69 kV, 46 kV y 34,5 kV.

- La máxima diferencia aceptable entre el tiempo eléctrico del S.N.I. y el tiempo patrón son 5 segundos en condiciones normales de operación.

- Existen algunos parámetros que limitan el transporte de energía por las líneas de transmisión, como son: límite térmico de los conductores, máxima capacidad de los transformadores de corriente, límite de transmisión por regulación de voltaje y límite por estabilidad transitoria y dinámica. Se escoge el mínimo entre éstos como la máxima transferencia de potencia.

- Según la Regulación 009/99 del CONELEC, los Distribuidores y Grandes Consumidores deben tener en sus puntos de entrega de energía un factor de potencia mayor o igual a 0,98 inductivo y un factor de potencia no capacitivo en las horas de demanda mínima.

- El sistema de comunicaciones entre los Actores del MEM y el CENACE debe tener un alto nivel de calidad y confiabilidad para el adecuado manejo de la información, además es importante contrastar la hora de sus instalaciones con la hora patrón del CENACE para uniformizar la hora de ocurrencia de los eventos.

Resulta interesante analizar las pérdidas en el Sistema de Transmisión puesto que constituyen un parámetro importante que permite evaluar la calidad de la estructura misma del S.N.I. su configuración y sus condiciones de operación. En la tabla 2.5 se puede observar la variación mes a mes de estás pérdidas., obtenidas de la diferencia entre generación total y entrega total. Esta diferencia está influenciada por errores de los equipos de medición y equipos primarios existentes en los bornes de generación y entrega a las empresas de distribución.

Tabla 2.5: Pérdidas del Sistema de Transmisión

MES	PERDIDAS GWh	ENERGIA GENERADA GWh	PERDIDAS [%]
Abr-99	40.5	836.9	4.8
May-99	36.7	850.1	4.3
Jun-99	30.1	809.6	3.7
Jul-99	32.5	819.9	4.0
Ago-99	33.4	815.9	4.1
Sep-99	28.8	813.5	3.5
Oct-99	31.2	849.3	3.7
Nov-99	27.4	827.6	3.3
Dic-99	32.7	871.9	3.7
Ene-00	28.4	851.1	3.3
Feb-00	28.5	823.1	3.5
Mar-00	38.3	888.1	4.3
Abr-00	36.3	864.9	4.2

En el período abril 99 – abril 00 las pérdidas en el sistema de transmisión ecuatoriano son en promedio 3,88% de la energía total generada. Se tienen las siguientes referencias internacionales para las pérdidas de transmisión con relación a la demanda total: Argentina en el período abril 1999 – abril 2000 están en el orden del 4,2% en promedio, Bolivia para el año 1999 están en el orden de 2,5%, Colombia para el año 1999 están en el orden de 1,4% y Chile para el año 1999 están en el orden de 1,1 %. Se puede concluir que las pérdidas de transmisión en el Ecuador son bastante altas, lo cual se debe a la falta de expansión en el sistema de transmisión, razón por la cual las líneas y transformadores se encuentran sobrecargados.

2.3.4 CONTROL DE VOLTAJE

2.3.4.1 Descripción del Control de Voltaje [10]

El problema de control de voltaje es más complejo que el control de la frecuencia puesto que en condiciones normales de operación, la frecuencia es

aproximadamente la misma en todos los puntos del sistema, mientras que el voltaje es variable dentro de una banda preestablecida.

El perfil de voltaje del sistema es profundamente ligado al flujo de potencia reactiva, por lo tanto es de mucha importancia la localización de las fuentes de potencia reactiva y la configuración del Sistema de Transmisión, debe además considerarse la propiedad del consumo y generación variable de potencia reactiva por parte de las líneas de transmisión.

Es de gran importancia tener en cuenta los siguientes aspectos con respecto a la potencia reactiva y al voltaje [10]:

- El flujo de potencia reactiva a través de un elemento de transmisión produce una caída de voltaje que es función de la reactancia de dicho elemento.

- Una mayor diferencia de voltaje entre los terminales de un elemento de transmisión, hace que el requerimiento de potencia reactiva se incremente de una forma no lineal.

- La distribución de la potencia reactiva en los extremos de una línea de transmisión depende de la corriente de carga y de la reactancia de esa línea.

El control de inyección de potencia reactiva al sistema se logra mediante el sistema de excitación de los generadores, compensadores sincrónicos y compensadores estáticos. El control del perfil de voltaje se mantendrá mientras no se supere la capacidad máxima de entrega de reactivos de estos elementos.

Para el control de voltaje en los nodos de carga también se suele cambiar la relación de transformación en los transformadores (tap), si bien es cierto un transformador no es una fuente de reactivos pero al actuar sobre su tap se

consigue variar la distribución de potencia reactiva en el sistema mejorando de esta manera el perfil de voltaje.

2.3.4.2 Criterios para Realizar el Control de Voltaje

El aporte de potencia reactiva es una obligación de todos los Agentes Generadores y mientras no actúen como compensadores sincrónicos, no reciben remuneración por este concepto. Los Agentes Distribuidores y Grandes Consumidores de acuerdo a la Regulación 009-99 del CONELEC, están en la obligación de mantener un factor de potencia 0,98 o superior inductivo durante las horas de demanda media y punta y un factor de potencia 1,0 o menor inductivo en las horas de demanda base. Entonces como se observa el control de voltaje es una responsabilidad de todos los Agentes del MEM.

La potencia reactiva disponible por los generadores se la evalúa en base a las zonas seguras de operación de su curva de capabilidad enviada al CENACE. El control de voltaje y potencia reactiva se lo realiza constantemente y es supervisado mediante el Sistema de Tiempo Real del CENACE.

Para asegurar la calidad en el suministro de energía, el voltaje y el flujo de potencia reactiva deben mantenerse dentro de límites adecuados, para ello en el despacho de generación programado se contempla mantener el perfil de voltaje lo más plano posible, minimizando el flujo de potencia reactiva por el sistema de transmisión. Además, el CENACE determina la reserva de potencia reactiva y los requerimientos de generación mínima por condiciones de voltaje.

La variación en la generación de potencia reactiva por parte de los generadores debe hacerse con un gradiente tal que no afecte al perfil de voltaje, igual criterio se aplica cuando un Distribuidor o Gran Consumidor conecte o desconecte carga. Cuando ocurre una contingencia los bloques de carga a desconectarse son aquellos que tienen mayor consumo de potencia reactiva.

2.3.4.3 Instrucciones a Tomarse en Cuenta en el Control de Voltaje

Las instrucciones que los Agentes deben cumplir bajo la supervisión del CENACE son:

- El control de voltaje se lo realiza con todos los elementos disponibles en el sistema, por ello es necesario reportar al CENACE cuando uno de ellos deje de operar normalmente y planificar los mantenimientos de estos equipos de tal forma de contar siempre con una adecuada reserva de potencia reactiva.

- Todos los generadores deben participar en el control de voltaje, para ello deben mantener habilitados sus reguladores de voltaje y su aporte es función de su disponibilidad de potencia reactiva.

- Es obligación de los Generadores enviar la curva de capabilidad P – Q, operativa de cada una de sus unidades y cumplir con los despachos de potencia reactiva asignados por el CENACE, los mismos que estarán dentro de los límites especificados por la curva de carga y por las restricciones operativas del sistema de transmisión.

Se ha utilizado un índice que cuantifica la variación del voltaje en cada barra respecto a los valores permisibles, recordando que en condiciones normales de operación la variación admisible de voltaje es ± 5% para 230kV y 138 kV y ± 3% para los niveles de 69kV, 46kV y 34,5 kV, de acuerdo a la Regulación 009-99 del CONELEC vigente en el período de estudio.

La fórmula para el cálculo de dicho índice es la siguiente:

$$\frac{\text{Voltaje Real} - \text{Voltaje Nominal}}{\text{Voltaje Nominal}} * 100 \qquad (2.8)$$

El índice permite obtener la desviación porcentual del voltaje de barra respecto a su voltaje nominal. Mediante esta fórmula se han calculado las desviaciones para

cada barra de los diferentes niveles de voltaje, se han determinado las máximas desviaciones positivas y negativas en cada mes, estos valores se muestran en las figuras 2.8 a la 2.12. Una desviación positiva indica que el voltaje de barra es superior a su voltaje nominal, mientras que una desviación negativa indica que el voltaje de barra es inferior a su voltaje nominal.

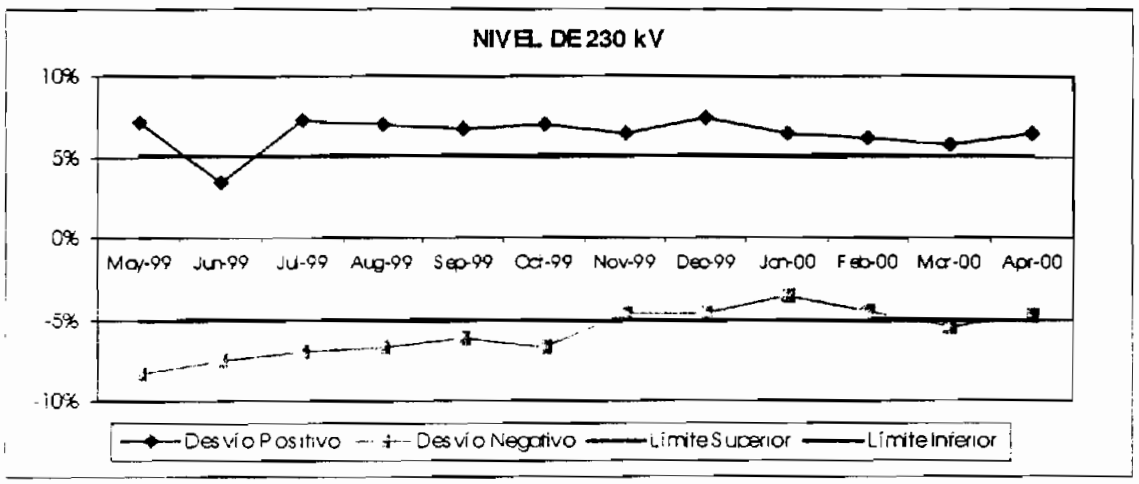


Figura 2.8: Variación del Voltaje Respecto a los Valores Permitidos a Nivel de 230 kV

Para el nivel de 230 kV, durante el período de estudio, en la mayoría de los meses excepto en junio de 1999 se ha violado el límite superior permitido, es decir han existido una o más barras que han superado el voltaje nominal 230 kV en un porcentaje mayor al 5%, el máximo desvío positivo se tiene en Diciembre de 1999 y corresponde a la barra de Molino con un valor de 7,4%. De igual manera han existido voltajes de barra inferiores a su voltaje nominal 230 kV fuera de la banda permitida, excepto en el período noviembre 1999 – febrero 2000 y abril de 2000, el máximo desvío negativo se tiene en mayo de 1999 y corresponde a la barra de Santo Domingo con un valor de –8,3%. Sin embargo la mayoría de las barras mantiene su voltaje dentro de la banda permitida por la regulación vigente.

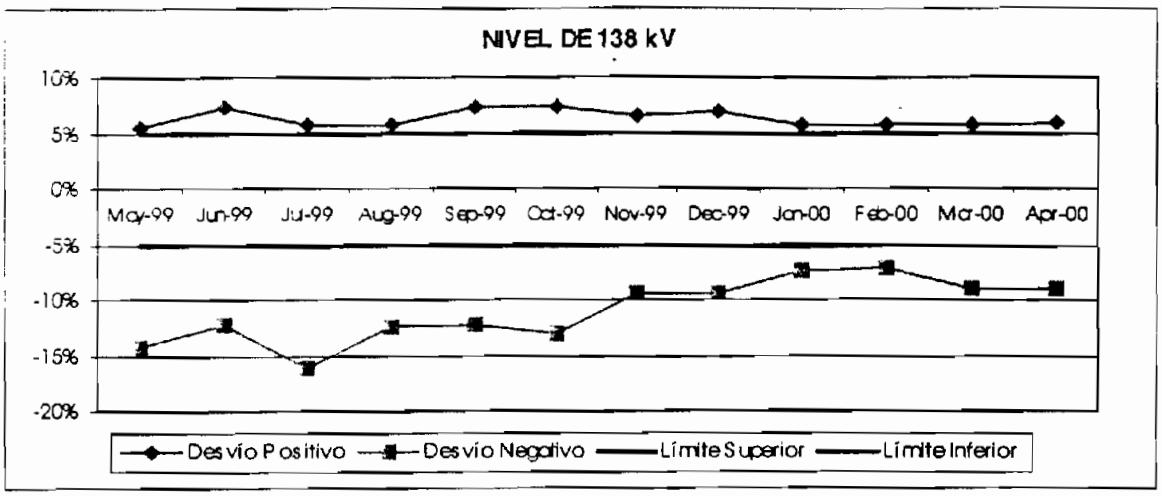


Figura 2.9: Variación del Voltaje Respecto a los Valores Permitidos a Nivel de 138 kV

Para el nivel de 138 kV, durante el período de estudio, en todos los meses se ha violado el límite superior permitido, es decir han existido una o más barras que han superado el voltaje nominal 138 kV en un porcentaje mayor al 5%, el máximo desvío positivo se tiene en septiembre de 1999 y corresponde a la barra de HIDRONACION con un valor de 7,25%. De igual manera en todos los meses han existido voltajes de barra inferiores a su voltaje nominal 138 kV fuera de la banda permitida, el máximo desvío negativo se tiene en julio de 1999 y corresponde a la barra de Portoviejo con un valor de –16,1%. Sin embargo la mayoría de las barras mantiene su voltaje dentro de la banda permitida por la regulación vigente.

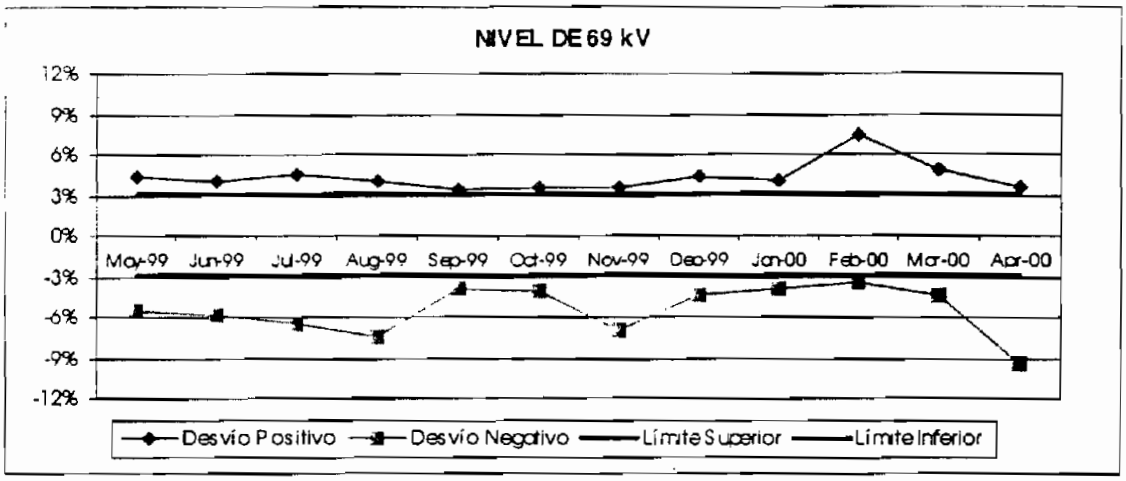


Figura 2.10 : Variación del Voltaje Respecto a los Valores Permitidos a Nivel de 69 kV

Para el nivel de 69 kV, durante el período de estudio, para todos los meses se ha violado el límite superior permitido, es decir han existido una o más barras que han superado el voltaje nominal 69 kV en un porcentaje mayor al 3%, el máximo desvío positivo se tiene en febrero de 2000 y corresponde a la barra de Santa Elena con un valor de 7,4%. De igual manera en todos los meses han existido voltajes de barra inferiores a su voltaje nominal 69 kV fuera de la banda permitida, el máximo desvío negativo se tiene en abril de 2000 y corresponde a la barra Pascuales con un valor de –9,4%. Sin embargo la mayoría de las barras mantiene su voltaje dentro de la banda permitida por la regulación vigente.

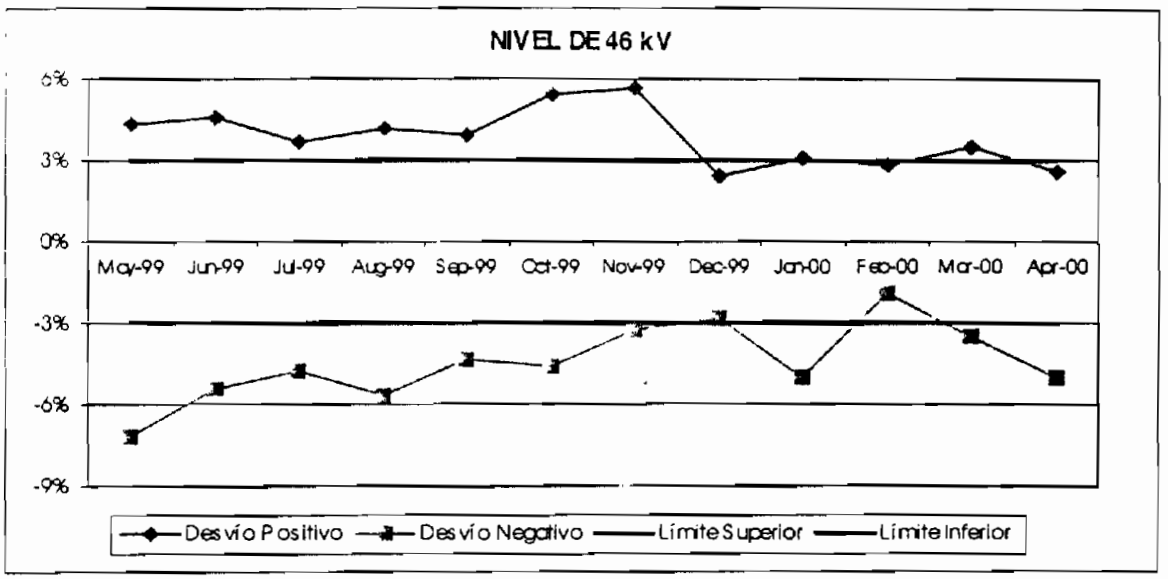


Figura 2.11: Variación del Voltaje Respecto a los Valores Permitidos a Nivel de 46 kV

Para el nivel de 46 kV, durante el período de estudio, en la mayoría de los meses excepto en diciembre de 1999, enero, febrero y abril de 2000 se ha violado el límite superior permitido, es decir han una o las dos barras han superado el voltaje nominal 46 kV en un porcentaje mayor al 3%, el máximo desvío positivo se tiene en noviembre de 1999 y corresponde a la barra de Vicentina con un valor de 5,7%. De igual manera han existido voltajes de barra inferiores a su voltaje nominal 46 kV fuera de la banda permitida, excepto en diciembre de 1999 y febrero de 2000, el máximo desvío negativo se tiene en mayo de 1999 y corresponde a la barra de Santa Rosa con un valor de –7,2%.

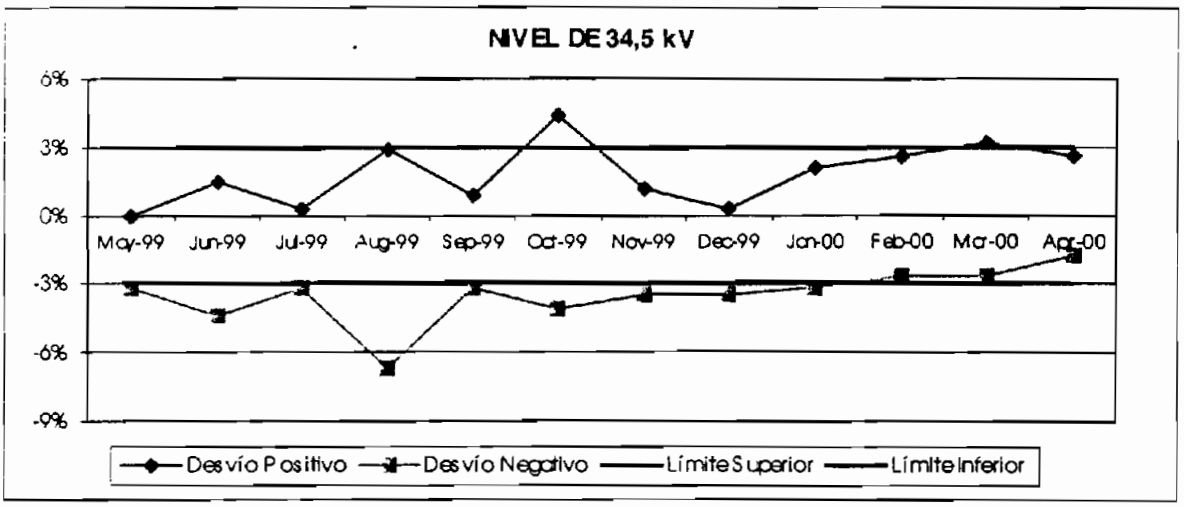


Figura 2.12: Variación del Voltaje Respecto a los Valores Permitidos a Nivel de 34,5 kV

Se nota que para el nivel de 34,5 kV, durante el período de estudio, en la mayoría de meses excepto en octubre de 1999 y marzo de 2000 no se ha violado el límite superior permitido, la única barra de este nivel de voltaje es la de Ibarra y solamente en dos meses ha superado el voltaje nominal 34,5 kV en un porcentaje mayor al 3%, el máximo desvío positivo se tiene en octubre de 1999 con un valor de 4,3%. En la mayoría de meses excepto en febrero, marzo y abril de 2000 el voltaje de Ibarra es inferior a su voltaje nominal 34,5 kV fuera de la banda permitida, el máximo desvío negativo se tiene en agosto de 1999 con un valor de –6,7%.

Para todos los niveles de voltaje se observa que el desvío respecto a los valores permisibles es mayor en el período abril – septiembre que corresponde a la época lluviosa, en la cual se cubre la mayor parte de la demanda utilizando centrales hidroeléctricas, estas centrales por lo general se encuentran alejadas de los centros de carga, lo cual ocasiona una alta caída de voltaje en el Sistema de Transmisión. Un punto crítico constituye la barra de Portoviejo de 138 kV, la cual en el período mayo – diciembre de 1999, presenta voltajes que están muy por debajo del límite inferior permitido.

Para evitar las variaciones de voltaje fuera de los rangos permitidos, se sugiere primero realizar un estudio de las condiciones técnicas del S.N.I. que permita fijar rangos de variación de voltaje en cada barra; luego que se fijen dichos rangos es necesario fijar penalizaciones ante este incumplimiento, a tal punto que sea más conveniente implantar el equipo necesario para el control de voltaje, que afrontar el pago de la penalización.

2.3.5 CONTROL DE FRECUENCIA

2.3.5.1 Descripción del Control de Frecuencia [10]

La variación de la frecuencia alrededor de su valor nominal es la respuesta natural del sistema ante un desbalance entre la oferta y la demanda. Un análisis un poco más profundo deja ver que independientemente de la variación en la carga o pérdida de generación, la demanda sigue suministrándose, entonces este desbalance de potencia integrado en el tiempo resulta en un requerimiento de energía, la misma que proviene de la energía cinética del rotor de los generadores. Si varía la energía cinética de los rotores de los generadores varía también su velocidad y por ende la frecuencia del sistema. La rapidez con la que varía la frecuencia depende de la magnitud del desbalance de potencia y de la inercia de las máquinas presentes en el sistema.

2.3.5.2 Instrucciones Generales para el Control de Frecuencia en el S.N.I.

- Todos los Agentes Generadores y bajo la supervisión del CENACE son los encargados de mantener a todo instante el equilibrio entre la generación y la carga, tomando en cuenta la calidad en el suministro de energía y la seguridad y confiabilidad en la operación del S.N.I. La variable frecuencia debe mantenerse en 60 Hz, con una variación máxima de ± 0,2 Hz en condiciones normales de operación.

- En condiciones anormales de operación el CENACE está autorizado para operar con valores de frecuencia distintos al nominal, pero una vez

que se retorne a las condiciones normales, se retornará también a la frecuencia nominal.

- La Regulación Primaria de Frecuencia se la efectúa con la participación de todos los generadores mediante sus reguladores de velocidad, mientras que la Regulación Secundaria de Frecuencia la efectuarán generadores con equipamiento de control automático, al momento lo viene haciendo la central hidroeléctrica Paute en forma manual.

2.3.5.3 Margen de Reserva para la Regulación de Frecuencia [9]

La reserva de potencia para la regulación de la frecuencia constituye el recurso que permite variar la potencia mecánica cuando el sistema así lo requiere, es conveniente que esta reserva esté ubicada en máquinas que tengan una alta rapidez de respuesta lo que permitirá aumentar la calidad de la frecuencia. Es conveniente también que las unidades que aportan a la reserva tengan una alta capacidad de regulación lo cual generalmente está dada por las características de su sistema de control. No es conveniente que la reserva se concentre en un número reducido de máquinas sino más bien que se distribuya en todas las máquinas del sistema y por último es conveniente que todas las áreas del sistema cuenten con un margen de reserva suficiente para afrontar sus contingencias, es decir la que la reserva esté distribuida y no concentrada en una sola área.

En el MEM, todos los generadores deben contar con el margen de reserva para la Regulación Primaria de Frecuencia y el CENACE es el encargado de tomar las acciones pertinentes para mantener constante durante la operación en tiempo real un margen de reserva suficiente que garantice la calidad en la operación del sistema.

2.3.5.4 Regulación Primaria de Frecuencia

La Regulación Primaria de Frecuencia RPF constituye la primera línea de defensa para contrarrestar los efectos de un disturbio, se produce por la respuesta del

regulador de velocidad de los generadores al recibir la señal de retroalimentación de la velocidad.

En condiciones de emergencia, la frecuencia puede cambiar rápidamente a valores por debajo o encima de la frecuencia nominal, entonces es necesario que actúe automáticamente la RPF y en ella participen las unidades generadoras del S.N.I. habilitadas para este fin. Con esto se consigue que la frecuencia se estabilice en un valor distinto al nominal.

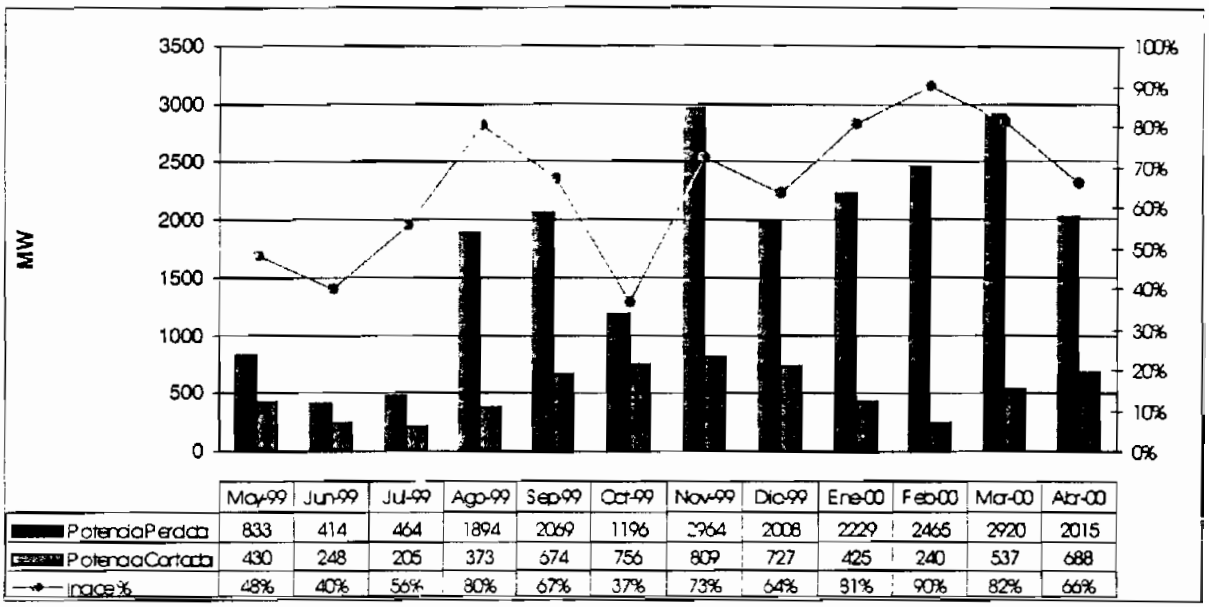
El despacho de potencia para el sistema permite mantener la frecuencia nominal en condiciones normales de operación, por ello los generadores deben cumplir con el despacho y permitir que el flujo de la potencia se dé libremente bajo la acción del Regulador de Velocidad.

Es posible evaluar de alguna manera la eficiencia de la Regulación Primaria de Frecuencia mediante un índice que compara la potencia cortada a los usuarios con relación a la potencia perdida durante las contingencias, mediante la siguiente fórmula:

$$\frac{(\text{Potencia Perdida} - \text{Potencia Cortada})}{\text{Potencia Perdida}} * 100 \qquad (2.9)$$

En la figura 2.13 se observa la evolución de este índice.

Es conveniente que la potencia cortada sea la menor posible, por lo tanto, un valor alto de este índice señala una mayor eficiencia de la RPF. Este índice alcanza su valor máximo 90% en febrero de 2000, mes en el que se perdieron por fallas 2 465 MW y se cortaron 240 MW, el valor mínimo de este índice 37% se tiene en octubre de 1999 mes en el que se perdieron por fallas 1 196 MW y se cortaron 756 MW, este índice tiene un valor promedio mensual de 65% es decir se pierden por fallas 1 789 MW y se cortan 509 MW. Se puede observar que la Regulación Primaria de Frecuencia mejora en la época seca (período octubre – marzo) en la cual la generación se halla mejor distribuida en el sistema.



	May-99	Jun-99	Jul-99	Ago-99	Sep-99	Oct-99	Nov-99	Dic-99	Ene-00	Feb-00	Mar-00	Abr-00
PotenciaPerdida	833	414	464	1894	2069	1196	2964	2008	2229	2465	2920	2015
PotenciaCortada	430	248	205	373	674	756	809	727	425	240	537	688
Indice%	48%	40%	56%	80%	67%	37%	73%	64%	81%	90%	82%	66%

Figura 2.13: Potencia Cortada vs Potencia Perdida en Fallas de Generación y Transmisión

2.3.5.5 Regulación Secundaria de Frecuencia

La función de la Regulación Secundaria de Frecuencia RSF consiste en retornar la frecuencia del S.N.I. al valor nominal luego de una contingencia, una vez que se haya estabilizado por la actuación de la Regulación Primaria de Frecuencia.

La RSF debe ser realizada por las unidades que tengan las características y equipos apropiados y mediante la coordinación centralizada del CENACE. Para la realización de la RSF, el CENACE provee de la información acerca de la frecuencia de referencia y la diferencia entre la hora patrón y la hora real del sistema.

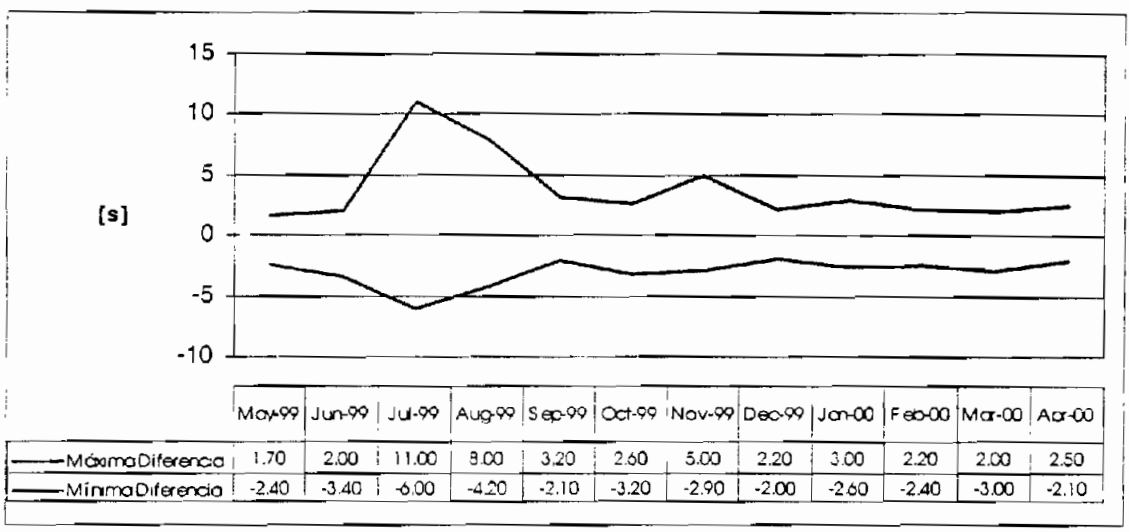
Si durante una contingencia, un área del S.N.I. queda aislada, el CENACE está autorizado para asignar la RSF a una central o grupo de centrales ubicadas en esa área que estén habilitadas para realizar esa operación.

Un índice que evalúa la eficiencia de la RSF se basa en la comparación horaria entre el tiempo patrón y el tiempo del sistema que refleja las desviaciones de frecuencia del sistema. Este índice resulta de aplicar la siguiente fórmula:

Tiempo Patrón – Tiempo del Sistema (2.10)

Los tiempos estás dados en segundos.

En la figura 2.14 se observa las diferencias máximas y mínimas entre el tiempo patrón y el tiempo del sistema, en el Procedimiento de Despacho y Operación se menciona que la máxima variación permisible en la operación en condiciones normales es 5 segundos, en la figura se observa que en la mayoría de meses se cumple con este límite excepto en julio de 1999.



	May-99	Jun-99	Jul-99	Aug-99	Sep-99	Oct-99	Nov-99	Dec-99	Jan-00	Feb-00	Mar-00	Apr-00
Máxima Diferencia	1.70	2.00	11.00	8.00	3.20	2.60	5.00	2.20	3.00	2.20	2.00	2.50
Mínima Diferencia	-2.40	-3.40	-6.00	-4.20	-2.10	-3.20	-2.90	-2.00	-2.60	-2.40	-3.00	-2.10

Figura 2.14: Diferencia entre el Tiempo Patrón y el Tiempo Real del Sistema

Este índice tiene un valor promedio positivo de 3,78 s y un valor promedio negativo de 3,02 s es decir está dentro de la banda permitida de 5 s. La mínima desviación positiva se tiene en mayo de 1999 con un valor de 1,7 s y la mínima desviación negativa se tiene en diciembre de 1999 con un valor de -2,0 s.

Finalmente todo este proceso de Coordinación, Supervisión y Control en Tiempo Real del S.N.I. se puede apreciar mediante el diagrama de flujo de la figura 2.15.

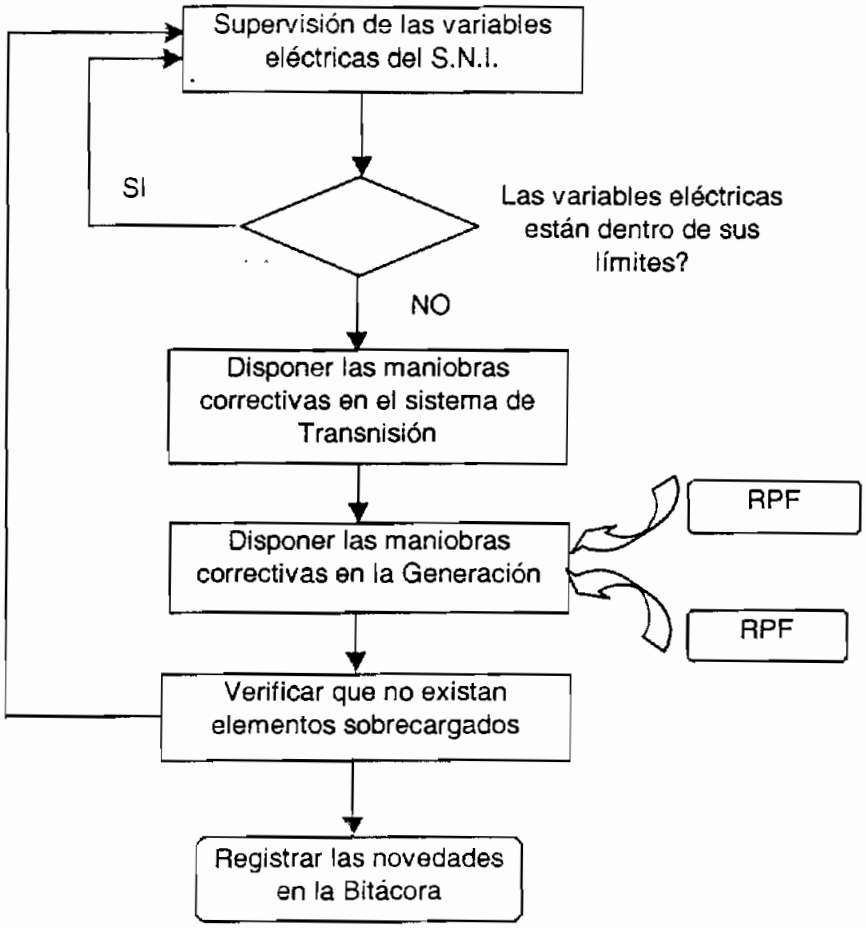


Figura 2.15: Proceso de Coordinación, Supervisión y Control en Tiempo Real del S.N.I.

2.3.6 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL EN TIEMPO REAL DEL CENACE [11]

2.3.6.1 Descripción del Hardware

El centro de supervisión y control está diseñado para ejecutar las siguientes funciones:

- Supervisión y control del S.N.I.
- Funciones de análisis de red
- Reportes

- Análisis de seguridad del sistema
- Análisis post – operativo
- Comunicación con otros centros de control

El centro de control está constituido por los siguientes subsistemas:

- Un subsistema de computación compuesto de dos computadores principales, un computador para mantenimiento de software, controladores de comunicaciones e interfaces de red.

- Un subsistema de interfaz hombre – máquina, se refiere a las consolas de supervisión.

- Un subsistema de adquisición de datos compuesto por una unidad terminal remota (UTR) en cada subestación del S.N.I. y dos computadores frontales que recogen la información enviada por las UTRs.

- Un subsistema de telecomunicaciones de onda portadora (PLC) a través de las líneas de potencia que centraliza la información en la subestación Santa Rosa para luego ingresar al CENACE mediante un enlace de fibra óptica.

- Un subsistema de servicios auxiliares que incluye suministro continuo de energía eléctrica y control de temperatura, humedad, ingreso de personal, etc.

La funcionalidad del sistema está dividida en dos grupos:

Grupo funcional A, se refiere a las funciones SCADA del sistema: Interfaz hombre – máquina, supervisión y control.

Grupo funcional B, se refiere a las funciones de aplicación para analizar la seguridad del sistema: análisis de red y reportes.

BREVE DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL

SISTEMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS, la adquisición de datos se realiza por medio de las UTRs que son microcomputadores que realizan internamente las funciones de adquisición y procesamiento de información.

La información adquirida y procesada se refiere a variables principales como: valores de corriente, voltaje, frecuencia en ciertos nodos del sistema, potencia activa y reactiva y posición de taps de los transformadores y las variables secundarias: temperatura de los transformadores, presión de gas, niveles de combustible y agua.

Los computadores frontales son una interfaz que reciben la información de UTRs y la transfieren a los computadores principales. Existe una configuración redundante de computadores frontales pues uno se mantiene en línea (on line) y el otro listo para entrar en operación (stand by).

Cuando el sistema de adquisición de datos detecta un cambio en el sistema de potencia, lo reporta mediante una alarma.

SISTEMA CENTRAL es un conjunto de equipos y programas cuyas funciones principales se orientan al manejo de la información del proceso, la generación de comandos hacia el proceso y la supervisión del sistema de control. El sistema central conecta mediante una red de área local (LAN) los computadores principales, los computadores frontales, las estaciones de trabajo, el computador de mantenimiento y el servidor de red.

COMPUTADORES PRINCIPALES son equipos que trabajan bajo el sistema operativo VAX/VMS, plataforma en la cual se ejecuta el sistema SPIDER que es un módulo de programas que procesan en tiempo real la información del S.N.I.

También existe una configuración redundante de los computadores principales pues uno se mantiene en línea (on line) y el otro listo para entrar en operación (stand by) entre los dos se envían continuamente mensajes de diagnóstico.

ESTACIONES DE TRABAJO son la interfaz entre los operadores y el sistema de supervisión y control conocidas también como consolas, las funciones básicas que se ejecutan en las estaciones de trabajo son:

- Presentar la información dinámica del estado y configuración del S.N.I.
- Permitir el ingreso manual de datos en los despliegues de información.
- Presentar la información de la operación del sistema de potencia y control en forma de listas de eventos y alarmas.
- Mostrar registros históricos de los datos.
- Presentar una interfaz al operador para ejecutar comandos en el sistema de potencia.
- Presentar una interfaz al operador para efectuar de forma manual una transferencia de computadores frontales y principales y poner en / fuera de servicio a impresoras, computadores principales y frontales.
- Presentar ventanas para la conexión con otros nodos de la red.

COMPUTADOR DE MANTENIMIENTO es un sistema de características similares a los computadores principales pero que trabaja fuera de línea y permite hacer el mantenimiento del software y tareas de desarrollo como compiladores, ensambladores y editores.

EQUIPO DE TIEMPO BASE, los computadores principales y frontales ejecutan rutinas asociadas con tiempos que requieren ser sincronizadas desde un reloj externo, se usa un sistema de tiempo base que proporciona la señal de sincronización requerida.

El sistema utilizado es denominado CREDAS y obtiene la información de un sistema basado en satélites GPS (Global Position System) para mayor precisión.

2.3.6.2 Descripción del Software

El software SPIDER está diseñado con una estructura modular que permite ser actualizado y expandido hacia nuevas funciones de aplicación, funcionalmente se divide en los siguientes grupos:

a) Sistema operativo que consta de un programa que administra los recursos del computador en tiempo real y permite el manejo de periféricos.

b) Sistema de base de datos en el que constan datos del sistema de potencia, del sistema de control y de los programas para manejo de los mismos.

c) Software EMS, el cual consta de módulos que permiten seleccionar funciones de aplicación para la información proveniente del sistema de potencia. Las funciones EMS están diseñadas e implantadas en un módulo de Análisis de Redes que incluye dos grupos de aplicaciones:

   Funciones de monitoreo que tienen la finalidad de generar y actualizar un modelo de la red consistente y confiable y son las siguientes:

   - Catálogo Topológico de la Red (Network Topology Calculation)
   - Chequeo de Razonabilidad (Network Plausibility Check)
   - Estimador de Estado (State Estimator)
   - Pronóstico de Carga en Barras (Bus Load Forecast)
   - Modelación Dinámica de la Red (Dynamic Network Modeling)

   Funciones para análisis y seguridad que permiten evaluar la seguridad del sistema de potencia y se refiere al flujo de potencia del operador (Operator Load Flow)

d) Software SCADA que contiene las funciones básicas de supervisión y control, tales como: adquisición de datos, procesamiento de eventos, comunicación hombre – máquina, control del sistema de potencia y supervisión del sistema de control.

e) Software con propósito de diagnóstico, encargado de identificar y aislar fallas de hardware, programas e información.

f) Software de mantenimiento y desarrollo

g) Software para mantenimiento y generación de la base de datos.

En la figura 2.16 se observa el diagrama de bloques del Sistema SPIDER

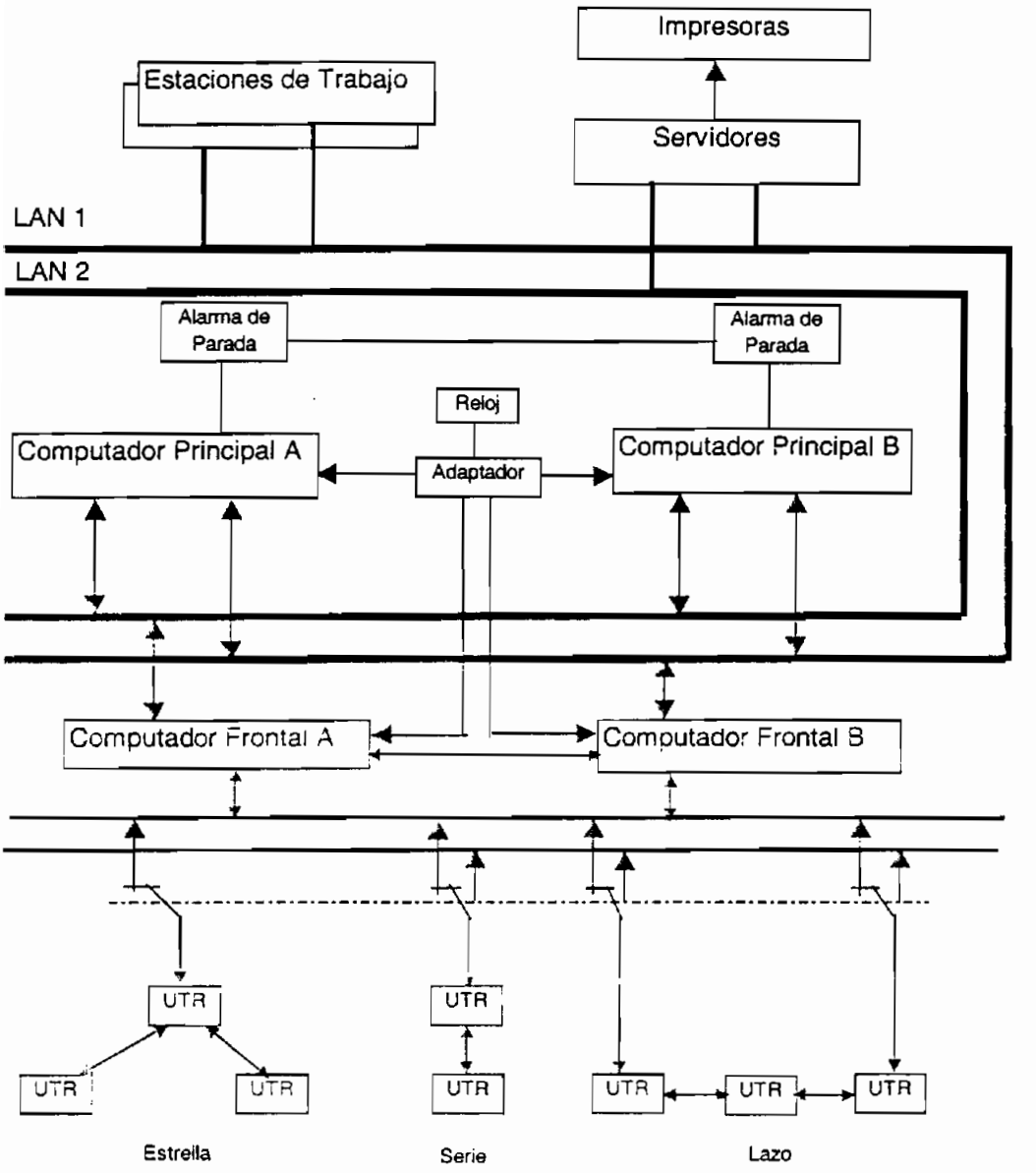


Figura 2.16: Diagrama de Bloques del Sistema SPIDER

2.4 PROGRAMACIÓN Y EJECUCIÓN DE LOS MANTENIMIENTOS EN EL MEM

El CENACE es el encargado de coordinar y aprobar los mantenimientos con los generadores, el transmisor y cuando estos mantenimientos afecten a otros Agentes del MEM, también con los distribuidores, a fin de minimizar el impacto sobre la operación del S.N.I.

Luego de recibir las solicitudes se prepara el Programa Anual de Mantenimientos aprobados, el cual ingresa a la base de datos del Planeamiento Energético y Eléctrico Anual a fin de considerar en la programación los recursos del S.N.I.

En la Programación Semanal se define con mayor precisión y detalle los mantenimientos a ejecutarse en la operación en tiempo real.

En coordinación con el CENACE los Agentes del MEM y TRANSELECTRIC ejecutan las maniobras que involucran la realización de los mantenimientos programados. Existen mantenimientos emergentes que no pueden ser previstos y se realizan luego de que su solicitud es aprobada por el CENACE.

2.4.1 ELABORACIÓN DEL PROGRAMA DE MANTENIMIENTO

2.4.1.1 Objetivos de la Planificación de los Mantenimientos

En la planificación de los mantenimientos se buscan los objetivos siguientes [9]:

- Garantizar que existan la potencia y energía necesarias para satisfacer la demanda del S.N.I.
- Minimizar los costos de operación del S.N.I.
- Reducir el riesgo de vertimiento
- Garantizar los niveles de reservas del S.N.I.

Para obtener el programa definitivo de mantenimientos, el CENACE pone a consideración las modificaciones que hubiesen a las solicitudes de los Agentes y TRANSELECTRIC, quienes pueden plantear alternativas.

2.4.1.2 Solicitudes para Trabajos de Mantenimiento

La causa, duración y requerimiento de maniobras de las solicitudes para trabajos de mantenimiento, son diferentes para cada caso, pero básicamente contiene la siguiente información [9]:

1. Nombre de la empresa,
2. Nombre y cargo del solicitante del mantenimiento en la empresa,
3. Estación e identificación clara y precisa del equipo,
4. Fecha, horas de inicio y finalización del mantenimiento,
5. Nombre y cargo de la persona responsable del mantenimiento en campo,
6. Nombre y cargo de la persona responsable de la consignación en campo,
7. Nombre y cargo de todo el personal involucrado en el mantenimiento,
8. Áreas que serán afectadas por el mantenimiento,
9. Descripción esencial del trabajo que se efectuará, indicando los equipos afectados, identificando los mismos por su nombre, número y su lugar de ubicación. Si éste es complicado, se proporcionará plano o croquis adicional,
10. Indicación clara y precisa de las maniobras que deberán ejecutarse en la consignación y normalización del equipo y las personas que las ejecutarán,
11. Tipo de bloqueo que se utilizará en los equipos para cumplir con las normas establecidas por los manuales generales e internos de seguridad,
12. Datos complementarios, tales como si el mantenimiento afecta a otro equipo, si se disminuye la capacidad de la estación, si es necesario que otro personal intervenga para realizar operaciones

TRANSELECTRIC previamente debe coordinar sus mantenimientos con los Agentes del MEM que sean afectados por los mismos.

2.4.1.3 Preparación del Programa de Mantenimiento

Una vez que el CENACE recibe las solicitudes de mantenimientos por parte de los Agentes y TRANSELECTRIC, los analiza en conjunto, pudiendo sugerir modificaciones en función de su efecto sobre la operación programada, los precios previstos y especialmente sobre el riesgo de falla, ya sea por falta de energía o potencia.

El CENACE analiza conjuntamente con los Agentes y TRANSELECTRIC las posibles alternativas de mantenimiento y se llega a un acuerdo para obtener un programa de mantenimiento que minimice el costo total de operación y riesgo de falla. Si una solicitud de mantenimiento de un Agente ha sido cambiada, puede pedir la consideración del cambio argumentando las razones o proponer alternativas.

Durante el período de ejecución del Programa de Mantenimiento, una empresa puede solicitar el cambio en su mantenimiento programado, el que será aceptado por el CENACE si la variación en el precio medio del trimestre es menor al 5% del precio medio estacional.

En la figura 2.17 se presenta el diagrama de flujo para el Proceso de Elaboración del Programa de Mantenimiento con sus actividades relevantes.

2.4.2 COORDINACIÓN PARA LA EJECUCIÓN DE MANTENIMIENTOS

2.4.2.1 Clasificación de las Consignaciones [9]

Consignación Nacional.- Es el procedimiento mediante el cual se autoriza el retiro de la operación de los equipos del S.N.I. cuya indisponibilidad afecta los límites de intercambio de las áreas operativas, las generaciones mínimas de

seguridad de las plantas térmicas e hidráulicas, disminuye la confiabilidad de la operación del S.N.I. o cuando limitan la atención de la demanda.

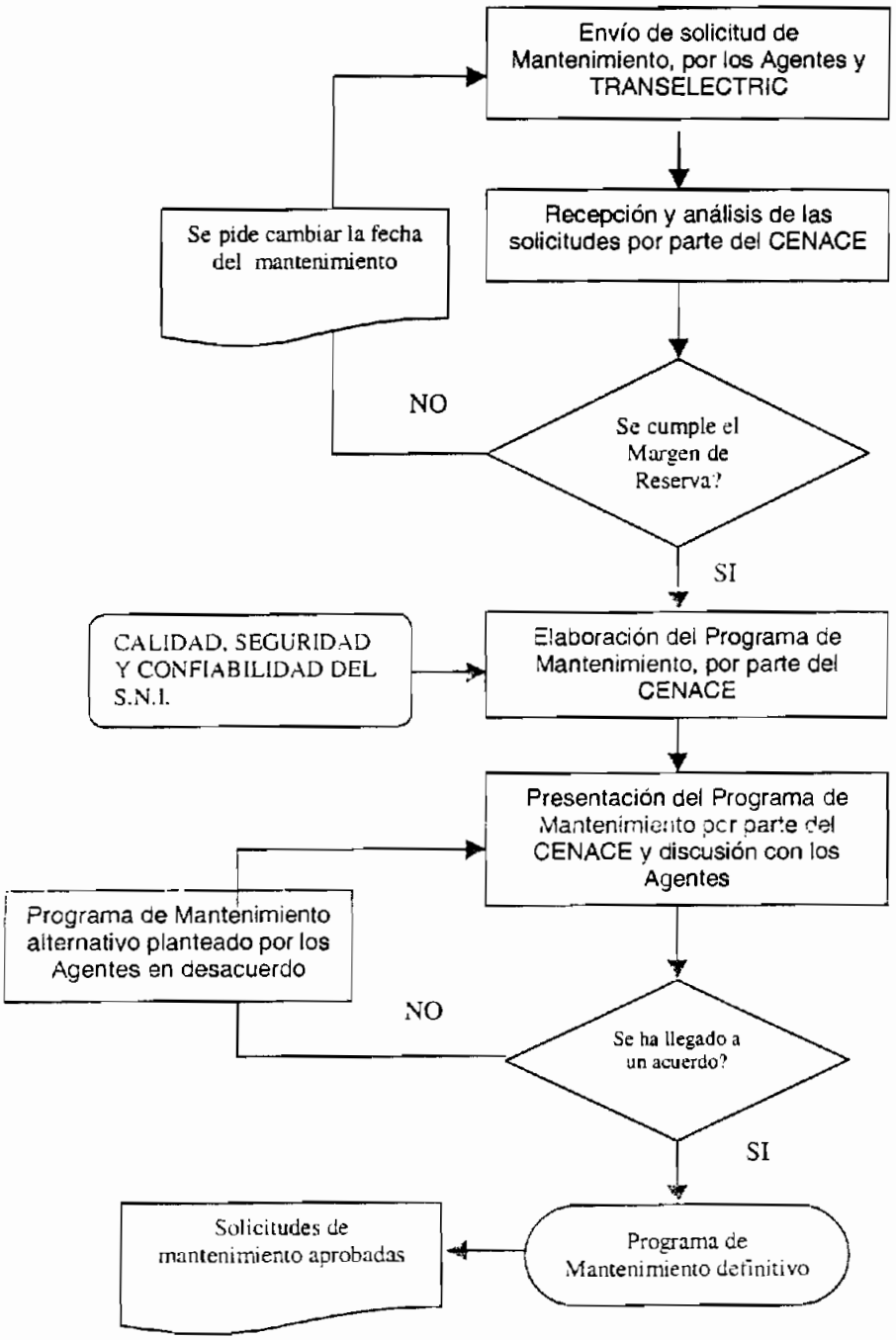


Figura 2.17: Diagrama de Flujo de la Elaboración del Programa de Mantenimiento

Además se han establecido códigos para las consignaciones nacionales, tomando en cuenta la seguridad de las personas y de la operación del S.N.I. Estos códigos son los siguientes:

Consignación Roja (Peligro).- Es aquella en la cual hay demanda no atendida, se trabaja en vivo sobre equipos o líneas energizadas o hay varios grupos de trabajo sobre los mismos equipos.

Consignación Amarilla (Alerta).- Es aquella en la cual se cambian límites operativos y/o generaciones de seguridad o se realizan maniobras de apertura y/o aterrizaje de equipos.

Consignación Blanca (Normal).- Se refiere a las consignaciones en las cuales no se presentan los eventos citados en los dos tipos de consignaciones anteriores.

Consignación Local.- Es el procedimiento mediante el cual se autoriza el retiro de la operación de los equipos que no afectan ni restringen la operación del S.N.I., ni comprometen su confiabilidad.

2.4.2.2 Coordinación para Consignaciones Nacionales

La empresa interesada en la consignación envía la respectiva solicitud al CENACE, en donde le es asignado un número de registro, se verifica si efectivamente se trata de una consignación nacional y luego de un estudio minucioso que permite determinar los detalles de las maniobras, las condiciones de carga y demás circunstancias para decidir la autorización de la consignación.

Los Agentes del MEM deben entregar al CENACE la información actualizada acerca del personal autorizado para solicitar la consignación.

Las solicitudes de mantenimientos son consideradas para la Programación de Operación, por tanto deben ser enviadas al CENACE hasta las 12:00 horas del día jueves anterior a la vigencia de la Programación Semanal. Los mantenimientos además son incluidos en el despacho económico del día correspondiente.

El CENACE elabora la ficha de maniobras, tanto para la consignación del equipo primario solicitado, como para el retorno al servicio normal, una vez finalizado el trabajo. Esta ficha es entregada a los Operadores del CENACE con la debida anticipación para que a su vez puedan realizar los análisis requeridos, por lo general se les entrega con un período de anticipación de un día.

La consignación para la realización de trabajos que impliquen riesgo de disparo y afectación de la prestación del servicio deben ser programadas fuera de las horas de demanda máxima.

2.4.2.3 Ejecución de los Mantenimientos Programados

El personal encargado de la ejecución del mantenimiento solicita al CENACE iniciar la consignación del equipo y mediante su coordinación se lo retira de servicio, si se trata de un generador puede ser necesario el arranque de nueva generación previa su salida de operación. Una vez que el equipo esté fuera de servicio se puede iniciar el mantenimiento.
Todo el equipo del S.N.I. está identificado mediante una nomenclatura adecuada que permite evitar errores en las maniobras.

Si las condiciones del S.N.I. varían de tal manera que una consignación autorizada no puede llevarse a cabo, el Operador del CENACE, podrá cancelarla, debiendo comunicar esta decisión al solicitante, informándole la causa de la cancelación.

Si durante la ejecución de las maniobras para la consignación, se detecta alguna anomalía, se suspende la siguiente maniobra hasta que la misma sea corregida o se informe al CENACE para continuar dicha consignación como de *emergencia* o a su vez se suspenda el mantenimiento.

Cuando las consignaciones nacionales se ejecuten sobre los equipos desenergizados debe verificarse que se haya conseguido esta condición y se hayan realizado los procedimientos necesarios que garanticen que el equipo no pueda volver a energizarse accidentalmente.

Cuando personal de un Agente ingresa a una instalación del S.N.I. deben informar al operador de campo sobre el trabajo de mantenimiento a ejecutarse y al terminar deben registrar en bitácora (registro oficial de los sucesos o novedades de operación) los resultados de los trabajos realizados.

Una vez concluido el mantenimiento se toma las medidas adecuadas para evitar operaciones erróneas sobre el equipo.

Para garantizar la seguridad del personal y de los equipos se usan tarjetas de señalización que son colocadas sobre los equipos sujetos al mantenimiento, los colores de estas tarjetas son los siguientes:

Rojo: Se coloca sobre los equipos que deberán quedar desenergizados y por tanto es necesario tomar todas las medidas necesarias para que dicho equipo no pueda ser energizado accidentalmente bajo ninguna circunstancia.

Amarillo: Se coloca sobre los equipos que deban permanecer energizados mientras se trabaja en ellos y por esta razón deberán ser desconectados todos los dispositivos de reenergización automática de dicho equipo.

Blanco: Se coloca sobre aquellos equipos que deban permanecer operando bajo alguna condición especial.

El trabajador responsable del mantenimiento lógicamente debe conocer los trabajos y el sitio en el que se van a ejecutar, estar en comunicación continua con el CENACE y supervisar que su personal trabaje en las condiciones de seguridad establecidas dentro de su respectivo Manual de Seguridad.

Debe observarse una disciplina total en la ejecución de los mantenimientos, pues no puede intervenir personal que no esté autorizado ni realizar trabajos adicionales no especificados en la consignación.

El Operador del CENACE lleva el control de los mantenimientos en ejecución. Luego de concluidos los trabajos de mantenimiento el personal que los ejecutó entrega los equipos al personal de operación del sitio, los cuales a su vez harán la entrega al CENACE informando acerca del estado del mismo.

El CENACE coordina con el Agente las acciones y las maniobras necesarias para colocar en servicio el equipo, concluyendo así la consignación nacional correspondiente. El Agente entonces tiene la obligación de devolver la consignación al CENACE, esta devolución implica la entrega por parte del Agente de información clara y confiable acerca de la ejecución del mantenimiento y posibles novedades existentes.

En la figura 2.21 se presenta el diagrama de flujo correspondiente al Proceso de Ejecución de Mantenimientos Programados, donde se aprecia la concatenación de las actividades que ya han sido descritas.

2.4.2.4 Cumplimiento de los Mantenimientos

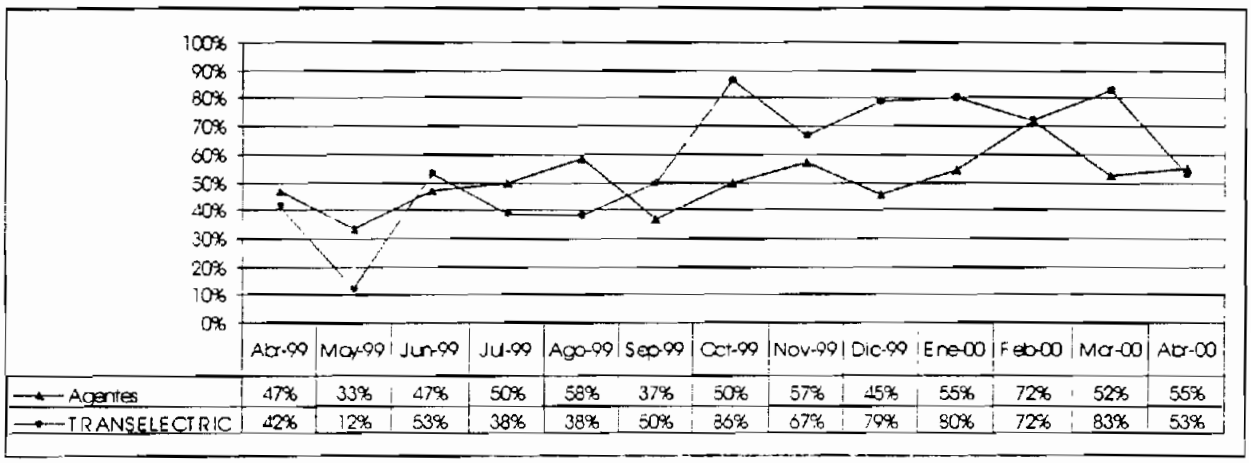
Los Agentes del MEM y TRANSELECTRIC están en la obligación de cumplir con el Programa de Mantenimiento, en caso de que un Agente no pueda cumplir con su mantenimiento en la fecha establecida en el programa, deberá presentar al CENACE las debidas justificaciones para poder posponerlo.

Durante la operación del S.N.I. surge la necesidad de ejecutar mantenimientos que no podían ser previstos y por tanto no están contemplados en el Programa de Mantenimiento, para su realización se requiere presentar una solicitud al CENACE, el mismo que tiene la facultad de aprobar el mantenimiento y coordinar su ejecución.

Se utiliza un índice que permite evaluar el cumplimiento del Programa de Mantenimiento, este índice se basa en una relación porcentual entre el número de mantenimientos no planificados y el número total de mantenimientos ejecutados, dicho índice es calculado para cada mes de acuerdo a la fórmula 2.11.

$$\frac{\text{Número de Mantenimientos no planificados}}{\text{Número Total de Mantenimientos}} * 100 \qquad (2.11)$$

La evolución de este índice, para los Agentes y TRANSELECTRIC se presenta en la figura 2.18.



	Abr-99	May-99	Jun-99	Jul-99	Ago-99	Sep-99	Oct-99	Nov-99	Dic-99	Ene-00	Feb-00	Mar-00	Abr-00
Agentes	47%	33%	47%	50%	58%	37%	50%	57%	45%	55%	72%	52%	55%
TRANSELECTRIC	42%	12%	53%	38%	38%	50%	86%	67%	79%	80%	72%	83%	53%

Figura 2.18: Porcentaje de Mantenimientos no Planificados y Ejecutados por los Agentes y TRANSELECTRIC

En las figura 2.19 y 2.20 se presenta una comparación entre el número de mantenimientos planificados y no planificados que se ejecutaron mes a mes en el período de estudio para los Agentes del MEM y TRANSELECTRIC respectivamente.

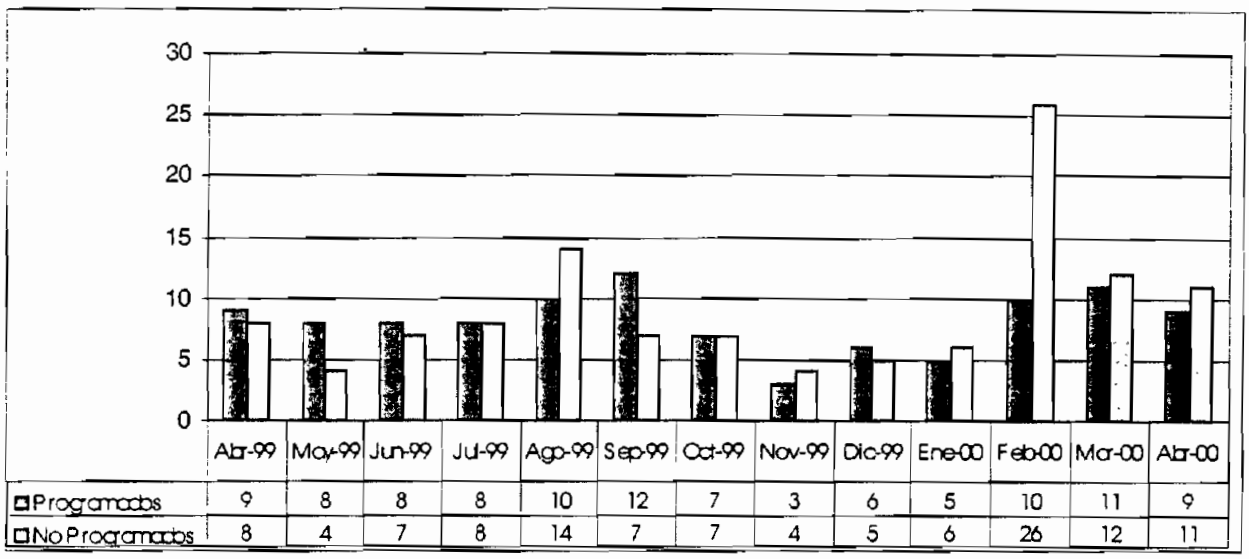


Figura 2.19: Ejecución de Mantenimientos Planificados y no Planificados por los Agentes del MEM

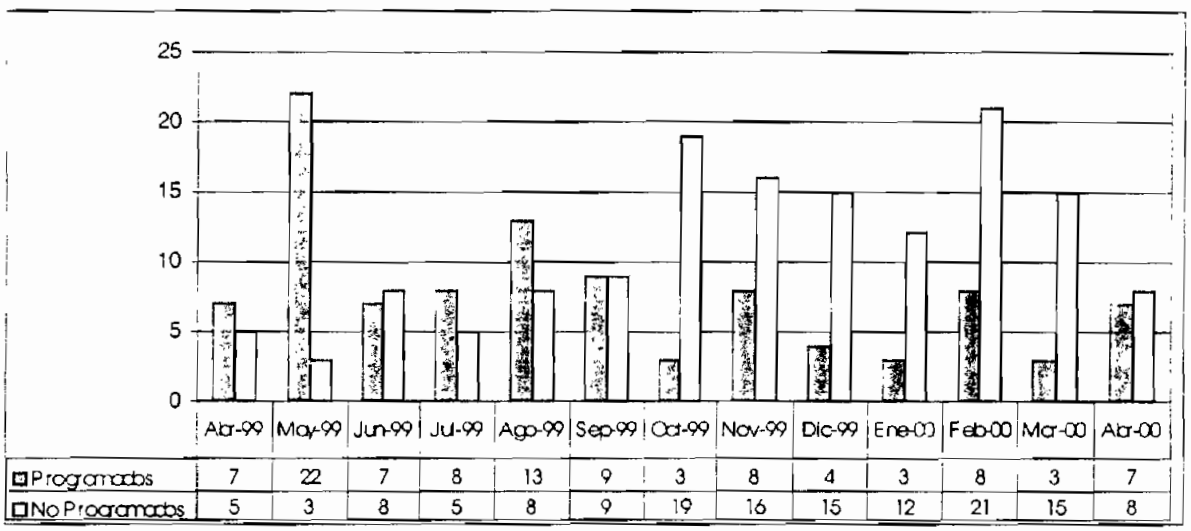


Figura 2.20: Ejecución de Mantenimientos Planificados y no Planificados por TRANSELECTRIC

Para los Agentes del MEM el mayor porcentaje de ejecución de mantenimientos no planificados se tiene en febrero con un valor de 72%, mientras que el menor porcentaje se lo tiene en mayo con un valor del 33%.

Para TRANSELECTRIC el mayor porcentaje de ejecución de mantenimientos no planificados se tiene en octubre con un valor de 86%, mientras que el menor porcentaje se lo tiene en mayo con un valor del 12%.

Se puede notar claramente que el número de mantenimientos no planificados en el sistema de transmisión son muy altos especialmente en el período octubre 1999 – marzo 2000 que corresponde al período de estiaje, lo cual indica un alto porcentaje de incumplimiento del Programa de Mantenimiento, esto se debe a que los mantenimientos en el sistema de transmisión son más difíciles de planificar, ya que, la mayoría de fallas y daños ocurren en el mismo y hacen necesario mantenimientos correctivos.

El número de mantenimientos no planificados en el parque generador está en el mismo orden del número de mantenimientos planificados lo cual indica también indica un alto porcentaje de incumplimiento del Programa de Mantenimiento, sin embargo a diferencia del sistema de transmisión los mantenimientos en el parque generador disminuyen durante el período de estiaje, debido al alto requerimientos de las unidades termoeléctricas, las cuales deben programar sus mantenimientos fuera de este período.

En la tabla 2.6 se observa el número total de mantenimientos ejecutados, el número de mantenimientos aprobados por el CENACE (que constan o no en el Programa de Mantenimiento), los mantenimientos con retraso en su ejecución luego de ser aprobados por el CENACE y el tiempo de retraso en iniciar o concluir el mantenimiento, hay casos en los cuales un mantenimiento se retrasa en su fecha de inicio pero se termina a tiempo, en otros casos los mantenimientos a pesar de haber comenzado sin retraso y debido a complicaciones imprevistas, la conclusión de dicho mantenimiento tarda más de lo previsto. Se puede observar que tantos los Agentes y TRANSELECTRIC cumplen con la ejecución de sus mantenimientos y sólo existen retrasos eventuales.

Tabla 2.6: Informe de la Ejecución de Mantenimientos

	Número de Mantenimientos	Número de Fichas de Maniobras	Número de Mantenimientos Retrasados	Retraso en Iniciar (días)	Retraso en Concluir (días)
Abr-99	29	-	1	1	0
May-99	37	-	0	0	0
Jun-99	30	8	1	1	1
Jul-99	29	21	0	0	0
Ago-99	45	21	2	8	9
Sep-99	37	23	0	0	0
Oct-99	36	25	2	0	2
Nov-99	31	24	1	2	2
Dic-99	30	18	2	7	6
Ene-00	26	17	1	0	1
Feb-00	65	24	2	0	10
Mar-00	41	21	1	0	1
Abr-00	35	12	1	0	14
TOTAL	471	214	14	19	46
PROMEDIO	36	19	1	1	4

También se puede observar en la tabla 2.6 que el número de fichas de maniobras es diferente al número de mantenimientos ejecutados en de cada mes, esto se debe a que algunos de los mantenimientos no requieren de una ficha de maniobras, especialmente aquellos que no interfieren con la operación normal del S.N.I. En los meses de abril y mayo de 1999 todavía no se iniciaba la realización de las fichas de maniobras.

En la figura 2.22 se señala la comparación mes a mes del número total de mantenimientos y los correspondientes a los Agentes y a TRANSELECTRIC.

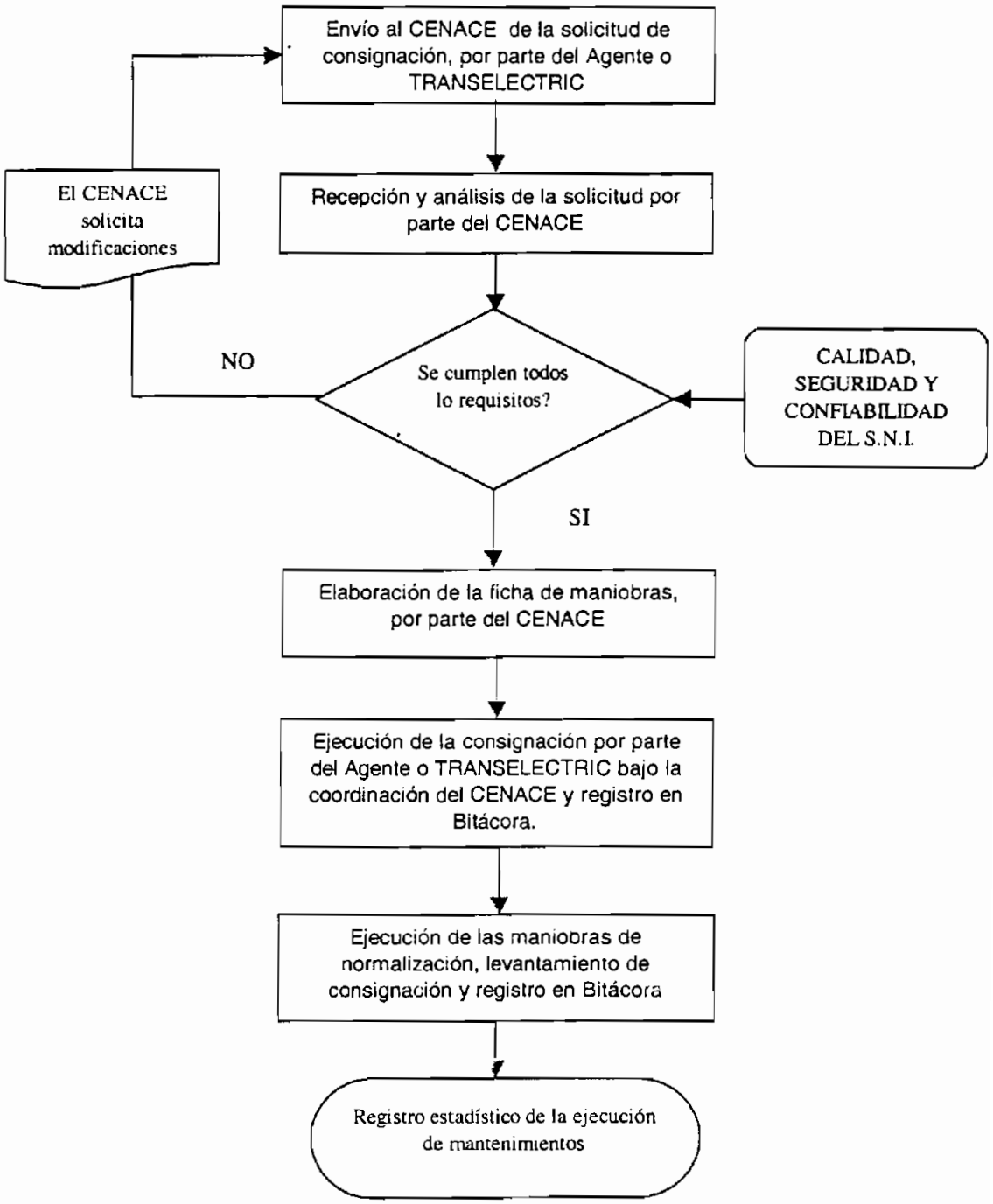


Figura 2.21: Diagrama de Flujo del Proceso de Ejecución de Mantenimientos Programados

En el período abril 1999 – abril 2000, el promedio mensual de mantenimientos es 36, el mes en el que se ejecutaron el menor número de mantenimientos corresponde a enero de 2000 con un total de 26 mientras que febrero constituye

el mes con mayor número de mantenimientos con un total de 65. En promedio el 47,8% de los mantenimientos fueron realizados por los Agentes y 52,2% corresponden a los mantenimientos ejecutados por TRANSELECTRIC.

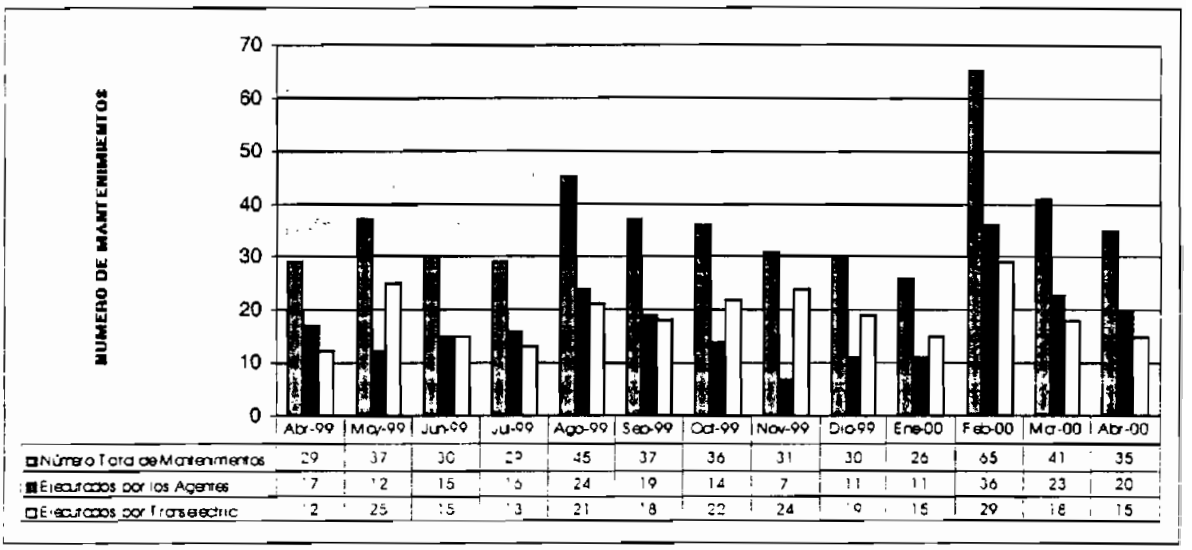


Figura 2.22: Número de Mantenimientos Ejecutados por los Agentes y TRANSELECTRIC

2.5 ANALISIS POST - OPERATIVO

2.5.1 ACTIVIDADES QUE INTEGRAN EL ANÁLISIS POST – OPERATIVO

Este es un proceso que evalúa los resultados de la operación del día anterior, cuyos resultados se publican en la página Web del CENACE hasta las 11:00 AM. Las actividades de las que consta este proceso son las siguientes:

2.5.1.1 Validación de la Información

La información a ser validada es aquella proveniente de la base de datos técnica operativa que es actualizada hora a hora por personal del área Centro de Operaciones, conjuntamente con la información recibida de la Dirección de Planeamiento.

2.5.1.2 Revisión de Despacho y Redespacho

Consiste en la comparación entre el Despacho Económico Programado y el Despacho de Generación Real realizado en la operación en tiempo real. Se realiza además una revisión de la Bitácora que permite obtener un resumen de las novedades relevantes del sistema.

2.5.1.3 Sanción de Precios en el MEM

La sanción de precios comprende la determinación de los precios horarios de mercado, correspondientes a la operación efectuada en el día anterior y la calificación de la operación de todas las unidades de generación ingresadas, por cualquier causa.

Los principios para la sanción de precios son:

- Cobertura demanda real,
- Disponibilidades o indisponibilidades reales de las unidades térmicas,
- Las cuotas energéticas reales de las centrales hidráulicas,
- Consideración de la red sin restricciones,
- Si no existieron redespachos, la evaluación es integral de las 24 horas del día anterior,
- En caso de haberse ejecutado redespachos, con cambio de precios, el día se divide en los períodos de los redespachos,

2.5.1.4 Elaboración Y Publicación del Despacho Real

Consiste en elaborar un documento en el que conste la demanda de potencia y energía real del sistema hora a hora y todas las unidades de generación

clasificadas en unidades que operaron para cubrir la demanda en despacho económico y unidades ingresadas por otras causas. Se incluye además la unidad marginal y su costo que se convierte en precio marginal de toda la hora en la Barra de Mercado.

2.5.1.5 Elaboración de Estadísticas de la Operación

Consiste en realizar un análisis de la evolución de variables tales como demanda de potencia y energía, caudales, precio marginal de la energía y comparación de sus valores reales con los valores planificados.

2.5.1.6 Elaboración y Publicación del Parte Post – Operativo

El Parte Post – Operativo es un documento que se publica en la página Web del CENACE para el conocimiento de los Actores del MEM, en el cual se presenta información acerca de los resultados de la operación del día anterior tales como: datos hidrológicos, demanda del sistema, sanción de precios reales, generación diaria y novedades relevantes de la operación.

2.5.1.7 Elaboración del Reporte de Calificación de Unidades

La calificación de unidades consiste en clasificar a las unidades de generación que participaron en la operación del día anterior. La generación se clasifica en cuatro grupos que son:

- GENERACIÓN OBLIGATORIA, Es aquella generación establecida en el despacho económico sin restricciones y necesaria para cubrir la demanda del sistema.

- GENERACIÓN FORZADA, Es aquella generación que ingresa por restricciones de la red o por calidad de servicio local.

- GENERACION INFLEXIBLE, cuando se presentan potencias adicionales sobre las potencias despachadas, dentro de los limites declarados por los Agentes y aceptados por el CENACE.

- GENERACION NO SOLICITADA, Es la generación ingresada al sistema, por causa del generador, sin autorización del CENACE, o cuya salida sea posterior a lo dispuesto por el CENACE, considerando los tiempos de arranque y parada declarados por el Agente.

Además durante la operación del sistema, el comportamiento de las unidades de generación, puede ser descrito por una combinación de las categorías de operación de las unidades de generación, mediante la utilización de los códigos siguientes:

1. Operación Económica
2. GOD
3. GOSS
4. GOSA
5. GF
6. GOD + GOSS
7. GOD + GOSA
8. GOD + GF
9. GOSS + GF
10. GOSA + GF
11. Generación por Pruebas
12. Generación Inflexible
13. Generación No Solicitada

donde:

GOD: Generación Obligatoria por Cobertura de Demanda
GOSS: Generación Obligatoria por Seguridad del Sistema
GOSA: Generación Obligatoria por Seguridad de Area
GF: Generación Forzada

2.5.1.8 Elaboración y Publicación del Reporte de Potencia Media Puesta a Disposición (PMPD)

La PMPD se evalúa diaria y mensualmente utilizando la base de datos de disponibilidad, actualizada mediante el reporte de disponibilidad o indisponibilidad

que hacen los Agentes Generadores al personal del Centro de Operaciones del CENACE. El procedimiento para evaluar la PMPD es el siguiente: si la unidad de generación está disponible, la PMPD es igual a su potencia efectiva, caso contrario la PMPD es igual a la potencia disponible que será menor que su potencia efectiva en caso de una indisponibilidad parcial o cero para una indisponibilidad total; si la unidad se encuentra en un mantenimiento programado y dentro del período aprobado por el CENACE se considera que su PMPD sigue siendo igual a su potencia efectiva caso contrario su PMPD es cero.

Con el objeto de verificar la disponibilidad de una unidad de generación que reciba remuneración por Potencia Remunerable Puesta a Disposición PRPD, el CENACE puede solicitar en cualquier momento su entrada en operación, en caso de que el generador no supere satisfactoriamente la prueba de disponibilidad, se le descontará lo recibido por PRPD desde la fecha de la última operación o verificación, este descuento no podrá ser mayor a la remuneración por PRPD correspondiente a tres meses.

2.5.1.9 Elaboración y Publicación de las Desviaciones de Voltaje

Consiste en realizar un análisis del perfil del voltaje de tal manera de determinar los desvíos que están fuera de los permisibles y evaluar el cumplimiento de la producción de reactivos parte de los Agentes Generadores y la disponibilidad de los equipos compensadores.

2.5.1.10 Elaboración y Publicación del Reporte de Cumplimiento de Esquema de Alivio de Carga

Consiste en evaluar el cumplimiento el del Esquema de Alivio de Carga (EAC) el que tiene por objetivo el controlar la frecuencia en condiciones de emergencia ante un desbalance entre carga y generación, la información utilizada es la proporcionada por los Agentes y el Sistema de tiempo Real.

2.5.1.11 Elaboración de un Resumen de Ocurrencia de Fallas y Ejecución de Mantenimientos

En el resumen de fallas se presenta: la fecha de ocurrencia, la hora de inicio, el tiempo de duración en minutos, el origen de la falla, la generación perdida, la carga desconectada, la empresa afectada y una descripción misma de la falla.

Sobre la ejecución de los mantenimientos se informa: las fechas de inicio y culminación programadas y reales, la empresa y el equipo en los que se realiza el mantenimiento y una descripción del trabajo realizado.

2.5.1.12 Coordinación para Sugerir Correctivos

Es de gran importancia que como resultado del análisis de la operación se entregue una retroalimentación a procesos tales como la operación en tiempo real o el de despacho económico programado para una mejora constante.

2.5.1.13 Elaboración del Informe Post – Operativo

Este proceso culmina con la elaboración de un informe que será utilizado entre otras cosas para liquidar las transacciones entre los Agente del MEM.

2.5.2 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LA OPERACIÓN

2.5.2.1 Análisis de la Evolución de la Demanda de Potencia y Energía

En las tablas 2.7 y 2.8 se presentan los valores mensuales correspondientes a la potencia máxima y la producción de energía en bornes de generador y se hace una comparación entre los períodos abril 1998 – abril 1999 y abril 1999 – abril 2000. La tendencia de estas variables se presenta en las figuras 2.23 y 2.24.

La situación socio-económica que atraviesa el país ha ocasionado que durante todo el año 1999 se tengan tasas mensuales de crecimiento negativas para la

demanda de potencia y energía con relación a los respectivos meses de 1998, en junio de 1999 se tiene el mayor decrecimiento en la demanda de potencia y energía alcanzando valores de –7,5% y –9,4% respectivamente.

Durante el período abril – septiembre 1999 la tasa promedio de crecimiento es de –5,9% y –7,4% para la potencia y energía respectivamente, mientras que para el período octubre 1999 – abril 2000 la tasa promedio de crecimiento es de –0,5% y –0,1% para la potencia y energía respectivamente lo que deja ver claramente una recuperación en la tasa de crecimiento de la demanda de potencia y energía alcanzando valores positivos de 3,3% para la potencia y energía en abril 2000.

Se debe notar que la demanda de potencia y energía presentan un comportamiento atípico desde 1998, debido principalmente a la eliminación de subsidios a la energía por parte del Estado, aparecimiento del fenómeno la Niña y las campañas de ahorro de energía. A esto se agrega los racionamientos de energía presentados en los últimos años.

En las figuras 2.23 y 2.24 se observa que solo a partir del año 2000 empieza una recuperación en la demanda de potencia y energía, pero ni aún con ese crecimiento se logra alcanzar los niveles existentes en 1998.

A continuación se da una breve descripción de la recesión económica en el Ecuador, causante del decrecimiento en la demanda de potencia y energía, basada en información de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe CEPAL [14].

Durante el primer trimestre de 1999 el producto interno bruto PIB (indicador del comportamiento del conjunto de la actividad económica de un país) retrocedió 5,45%, y para el año en su conjunto disminuyó en 7,27%.

Tabla 2.7: Evolución de la Potencia Máxima

	Potencia MW Abr98-Abr99	Potencia MW Abr99-Abr00	Variación
Abril	1950.00	1837.10	-5.8%
Mayo	1940.00	1825.10	-5.9%
Junio	1939.00	1794.20	-7.5%
Julio	1904.00	1774.40	-6.8%
Agosto	1887.00	1773.90	-6.0%
Septiembre	1902.00	1838.80	-3.3%
Octubre	1876.00	1847.90	-1.5%
Noviembre	1931.00	1871.60	-3.1%
Diciembre	1925.00	1917.00	-0.4%
Enero	1908.90	1850.00	-3.1%
Febrero	1869.10	1851.50	-0.9%
Marzo	1863.20	1887.80	1.3%
Abril	1837.10	1897.90	3.3%

Tabla 2.8: Evolución de la Producción de Energía

	Energía GWh Abr98-Abr99	Energía GWh Abr99-Abr00	Variación
Abril	915.63	850.12	-7.2%
Mayo	939.13	862.37	-8.2%
Junio	908.35	823.32	-9.4%
Julio	915.84	833.33	-9.0%
Agosto	892.38	830.56	-6.9%
Septiembre	867.26	834.13	-3.8%
Octubre	885.35	868.30	-1.9%
Noviembre	862.49	852.57	-1.2%
Diciembre	901.37	894.17	-0.8%
Enero	906.69	874.91	-3.5%
Febrero	811.70	847.32	4.4%
Marzo	885.15	904.70	2.2%
Abril	850.12	878.14	3.3%

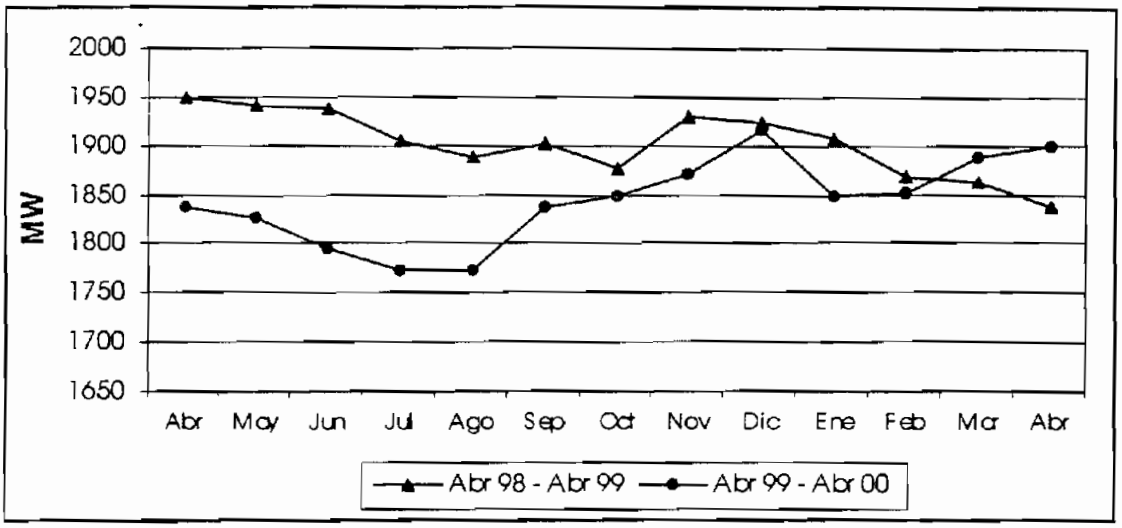


Figura 2.23: Evolución de la Potencia Máxima

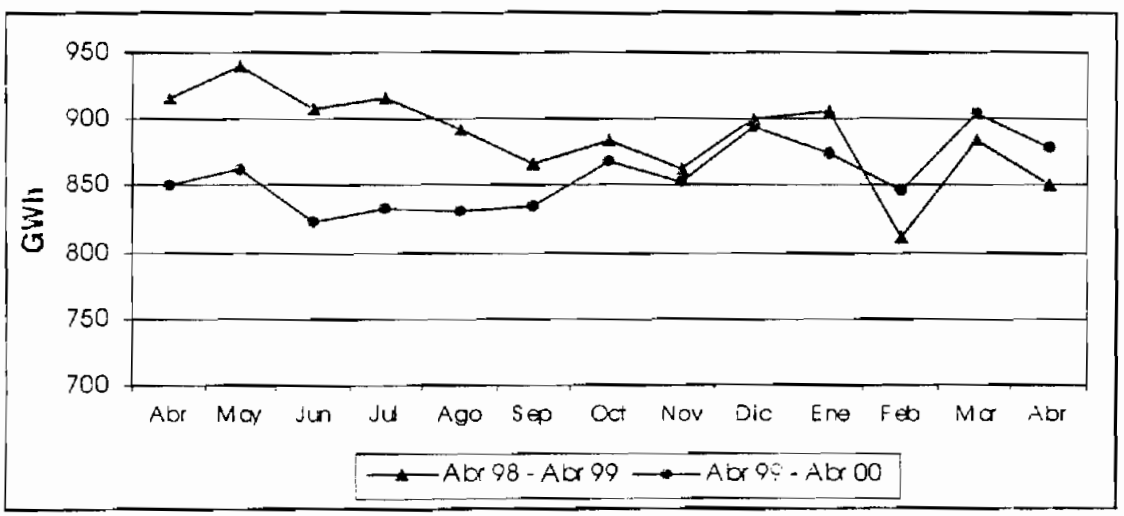


Figura 2.24: Evolución de la Producción de Energía

Además la demanda durante el primer semestre registró fuertes contracciones reales del consumo de los hogares (-5%), de la administración pública (-9%) y principalmente de las inversiones (-19%). Las exportaciones cayeron 1% y la demanda agregada 10%. En cuanto a la oferta, las importaciones reales se contrajeron 32%.

En las principales ciudades el desempleo llegó en septiembre a 16%, mientras que la participación del sector informal, incluido el servicio doméstico, subía de

36.8% a 41.4%. A la vez, entre enero y noviembre el salario mínimo sufrió una caída real de casi 10%.

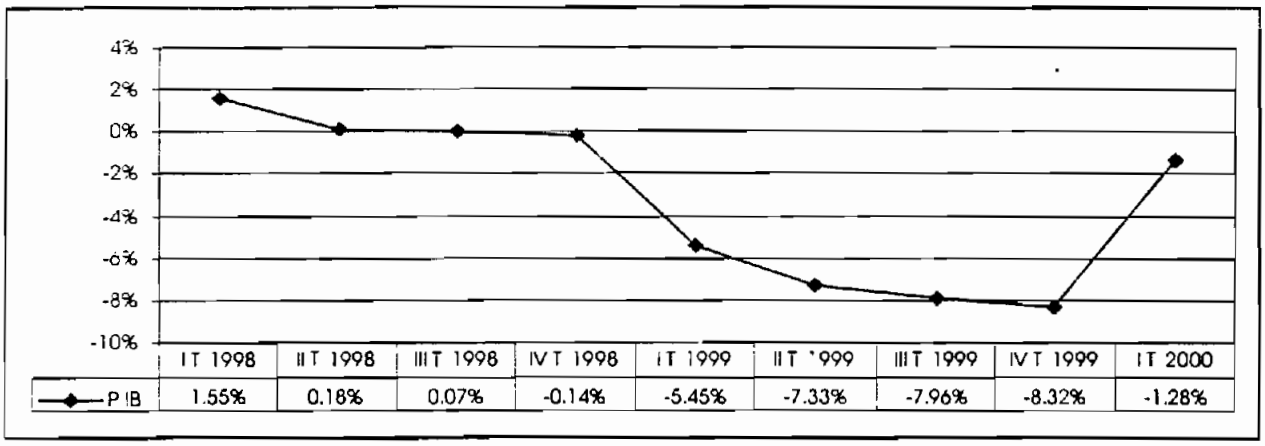
Para el año en conjunto se tuvo un retroceso de la industria manufacturera de 7%, de 9% para la construcción y de 12% para el comercio. De las principales ramas de actividad, sólo el sector agropecuario mostró crecimiento (2%) durante el primer semestre.

Existieron serias dificultades para el acceso al crédito externo y la inversión extranjera, como consecuencia a noviembre las reservas monetarias internacionales habían disminuido a 1 220 millones, 480 millones de dólares por debajo de las de fines del año anterior.

En medio de una aguda escasez de dólares, a comienzos de año el tipo de cambio se disparó al techo de la banda cambiaria cuyo último ajuste databa de septiembre de 1998. Las autoridades procuraron defenderla mediante la venta de divisas y aumentos de las tasas de interés, pero en febrero la situación se hizo insostenible y se pasó a un sistema de flotación sucia. En el transcurso del año se registraron sucesivas fases de alta volatilidad y fuertes presiones sobre el tipo de cambio, y en el promedio de los primeros 9 meses del año el sucre se desvalorizó 23.5% en términos reales.

A pesar de la reestructuración de la deuda pública externa con el sector privado en 1994, la deuda pública externa en su conjunto se elevó a 13,7 mil millones de dólares lo que a precios de 1999 representaba un 95% del PIB externa y a fines del año el gobierno incumplió el pago de intereses a los acreedores privados.

Luego de la salida del poder del ex-presidente Jamil Mahuad, se ha visto una ligera recuperación del sector productivo y por ende de la economía del país, que ha permitido que la demanda aumente y el PIB comience tener una tasa de decrecimiento menor, como se observa en la figura 2.25 en la que se muestra su variación en cada trimestre a partir de 1998 [15]. Se nota una gran relación entre el PIB y el crecimiento de la demanda de potencia y energía.



	I T 1998	II T 1998	III T 1998	IV T 1998	I T 1999	II T '999	III T 1999	IV T 1999	I T 2000
P IB	1.55%	0.18%	0.07%	-0.14%	-5.45%	-7.33%	-7.96%	-8.32%	-1.28%

Figura 2.25: Variación trimestral del PIB en el Ecuador

2.5.2.2 Componentes Hidráulica y Térmica de la Generación

En la figura 2.26 se observa la composición térmica e hidráulica de la generación mes a mes con la que se ha cubierto la demanda. La composición de la generación en el período abril 1999 – abril 2000 es de 28,1% de energía termoeléctrica, 71,8% de energía hidroeléctrica y la interconexión con Colombia representa el 1%, como se observa en la figura 2.27.

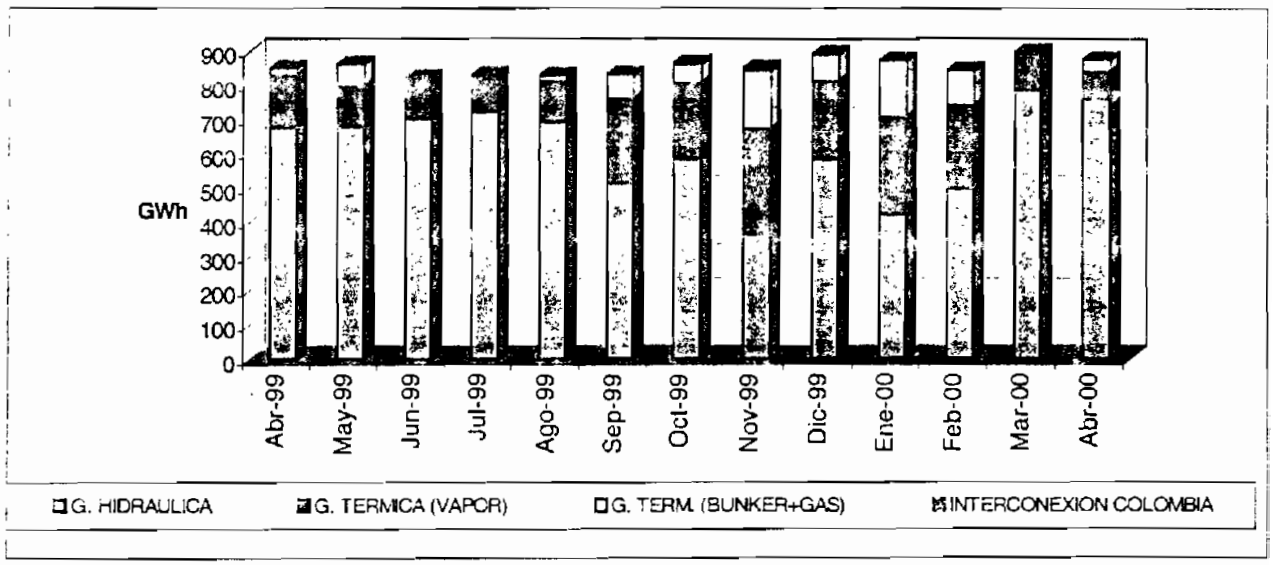


Figura 2.26: Composición Hidráulica y Térmica de la Generación Mes a Mes

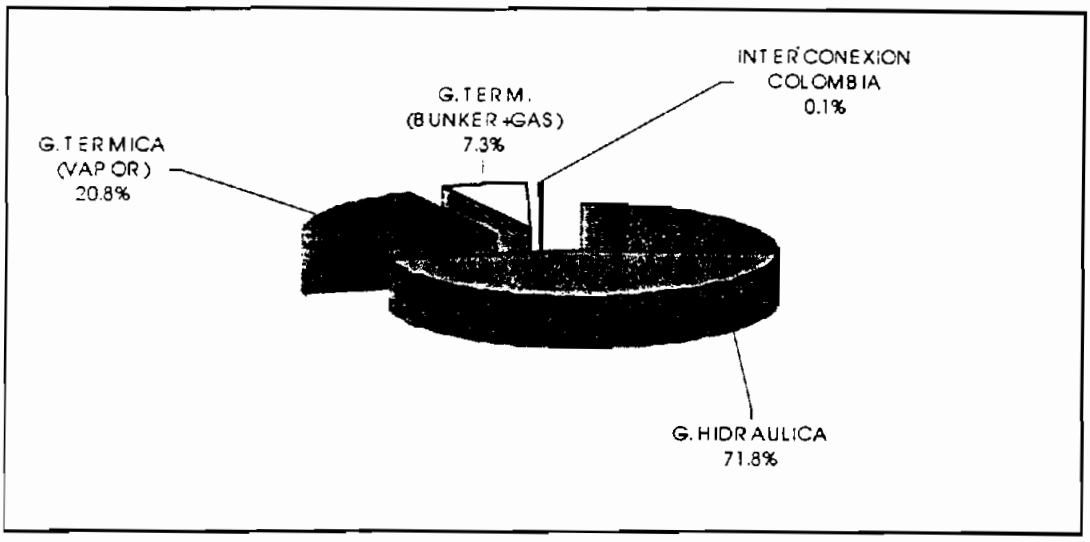


Figura 2.27: Composición de la Generación en el Período Abril 1999 – Abril 2000

El embalse de Amaluza tuvo caudales superiores a la media histórica en la mayoría de meses excepto en junio, julio, octubre y noviembre. En abril y mayo de 1999 se tuvieron caudales que fueron los máximos desde 1964 en Amaluza y Pisayambo y en mayo se tuvo el máximo caudal afluente al embalse Agoyán desde 1963.

La producción térmica al ser costosa es minimizada en lo posible, sin embargo es despachada aquella necesaria para levantar restricciones operativas en el sistema de transmisión, especialmente en las áreas de Guayaquil y Manabí y para garantizar una adecuada calidad de servicio en la zona norte del país.

A continuación se hace un análisis de la estructura de la generación para satisfacer la demanda en cada mes.

Abril de 1999 se presenta la hidrología de un mes de la época lluviosa por lo tanto la generación hidroeléctrica constituyó el 79,7% de la generación total y la generación térmica despachada, es aquella necesaria para levantar restricciones operativas en el sistema de transmisión.

En mayo de 1999 la generación hidroeléctrica constituyó el 78,9% de la generación total. Se tuvo un alto nivel de generación de las unidades térmicas de gas de ELECTROQUIL, en horas de demanda media, debido a la indisponibilidad de la Central Trinitaria hasta el día 24 de dicho mes.

Junio y julio de 1999 presentan una alta hidrología que ocasionó la presencia de vertimientos, la generación hidroeléctrica constituyó el 85,7% y 87% de la generación total, para cada mes respectivamente, por lo tanto a pesar que la Central Trinitaria estuvo en mantenimiento hasta el 28 de junio, las unidades de bunker y gas operaron únicamente en horas de demanda punta.

En Agosto de 1999 los caudales de la zona oriental disminuyeron, la generación hidroeléctrica constituyó el 83,5% de la generación total. Entró en operación la Central Esmeraldas, algunas unidades térmicas de bunker y gas generaron solo en las horas de demanda punta para el levantamiento de la restricción del autotransformador de la subestación Pascuales. El 4 de agosto entraron en operación las unidades 2 y 3 de HIDRONACIÓN.

En Septiembre de 1999 debido a la disminución en los caudales, la generación hidroeléctrica constituyó el 61,8% de la generación total. Se controló el nivel del embalse Amaluza incrementando la generación térmica de vapor en las Centrales Trinitaria y Esmeraldas. Las unidades de bunker y gas operaron en demanda media hasta el día 17, para luego operar solo en demanda punta debido al incremento significativo de los caudales de ingreso al embalse de la Central Paute. El primero de Septiembre entró en operación la unidad 1 de HIDRONACIÓN.

Durante el mes de octubre de 1999 el Embalse Amaluza tuvo una afluencia significativa para esta época del año, lo que ocasionó incluso la presencia de vertimientos en los primeros días, la generación hidroeléctrica constituyó el 67,7% de la generación total. La Interconexión con Colombia se puso en vigencia a partir del día 13, con una energía diaria promedio de 300 MWh. Las unidades térmicas de bunker y gas también tuvieron un aporte significativo, principalmente en la

segunda quincena del mes. La unidad de la Empresa ENERGYCORP ingresó en operación el día 18.

Noviembre fue el mes en el cual se tuvieron los caudales más bajos del período y además desde el 18 de octubre salió de operación la Central Agoyán y no entró en operación todo el mes como medida de prevención ante la erupción del volcán Tungurahua. La generación hidroeléctrica constituyó el 43,6% de la generación total. Durante este mes el aporte de la generación térmica fue significativo, las unidades de vapor se mantuvieron operativas durante todo el mes como generación de base. La Interconexión con Colombia permaneció operativa durante todo el mes, con un aporte promedio diario de 250 MWh, lo que dio como resultado una producción mensual de 7.45 GWh. Las unidades que utilizan combustible bunker y las más económicas que utilizan diesel, operaron con un alto factor de planta.

En diciembre de 1999 continuó una baja afluencia hídrica al embalse de la Central Paute. Agoyán no operó durante todo el mes por lo que la producción térmica de vapor continuó siendo significativa, la generación hidroeléctrica constituyó el 65,5% de la generación total. Las unidades térmicas de bunker y gas operaron con un alto factor de planta. La Interconexión con Colombia permaneció operativa hasta el día 13, luego de lo cual fue abierta hasta fin de mes. La vigencia del contrato suscrito por Emelnorte y Empresas Públicas de Medellín, de Colombia, terminó el 31 de diciembre de 1999.

La hidrología presentada en el mes de enero de 2000 en la cuenca del embalse Amaluza tuvo un comportamiento típico de un mes de estiaje, la Central Agoyán ingresó a operar a partir del 5 de enero, la generación hidroeléctrica constituyó el 48,5% de la generación total. La Central Esmeraldas mantuvo su producción a plena carga durante todo el mes. La unidad turbo - vapor de la Central Aníbal Santos permaneció indisponible durante todo el mes, por lo que la operación de las unidades térmicas de bunker y gas fue muy importante.

El mes de febrero de 2000 se presentó como un período de transición entre las épocas de estiaje y lluviosa, la central Agoyán operó normalmente durante todo el mes, la generación hidroeléctrica constituyó el 58,9% de la generación total. Las centrales térmicas de vapor Esmeraldas, Trinitaria y Anibal Santos tuvieron una participación importante, razón por la cual, las unidades de bunker y gas operaron únicamente en la primera quincena en la que los caudales fueron bajos. En marzo de 2000, los caudales afluentes a las principales embalses del país fueron bastante altos e incluso existieron vertimientos significativos en la Central Paute. La alta hidrología presentada durante todo el mes, permitió que la generación hidráulica mensual representase el 87% de la generación total del Sistema. La generación térmica fue despachada para el cubrimiento de la demanda máxima, el levantamiento de las restricciones de la red y el soporte de los voltajes.

En abril de 2000 el excelente comportamiento hidrológico presentado durante el mes de abril, permitió que la generación térmica sea utilizada para el cubrimiento de la demanda máxima, el levantamiento de las restricciones de la red, el soporte de los voltajes y para mantener niveles mínimos de seguridad en el Sistema. La producción de la generación hidráulica representó el 86,9% de la generación total del Sistema. La Central Trinitaria salió de operación durante todo el mes por ejecución de su mantenimiento anual, razón por la cual se nota un ligero incremento en la generación de las unidades térmicas de bunker y gas.

En la figura 2.27 se observa la estructura energética para un día laborable típico de la estación seca.

Para este día típico de la estación seca, la energía hidroeléctrica en promedio representa el 46% de la generación total y la energía termoeléctrica representa el 54%, este porcentaje varía de acuerdo a las condiciones hidrológicas, las políticas de operación y dependiendo si el día es laborable o feriado, por esta razón en el período de estiaje la generación hidroeléctrica constituye en promedio el 62% de la generación total, demostrándose así que el parque generador en nuestro país es predominantemente hidroeléctrico.

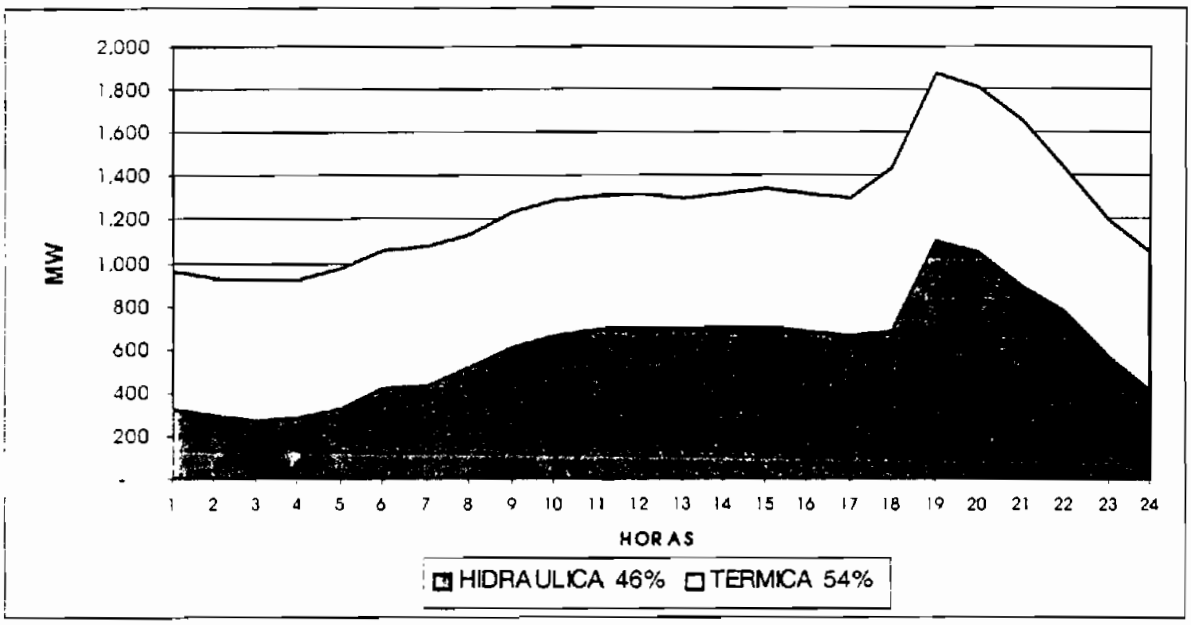


Figura 2.27: Estructura Energética para un Día Típico de la Estación Seca

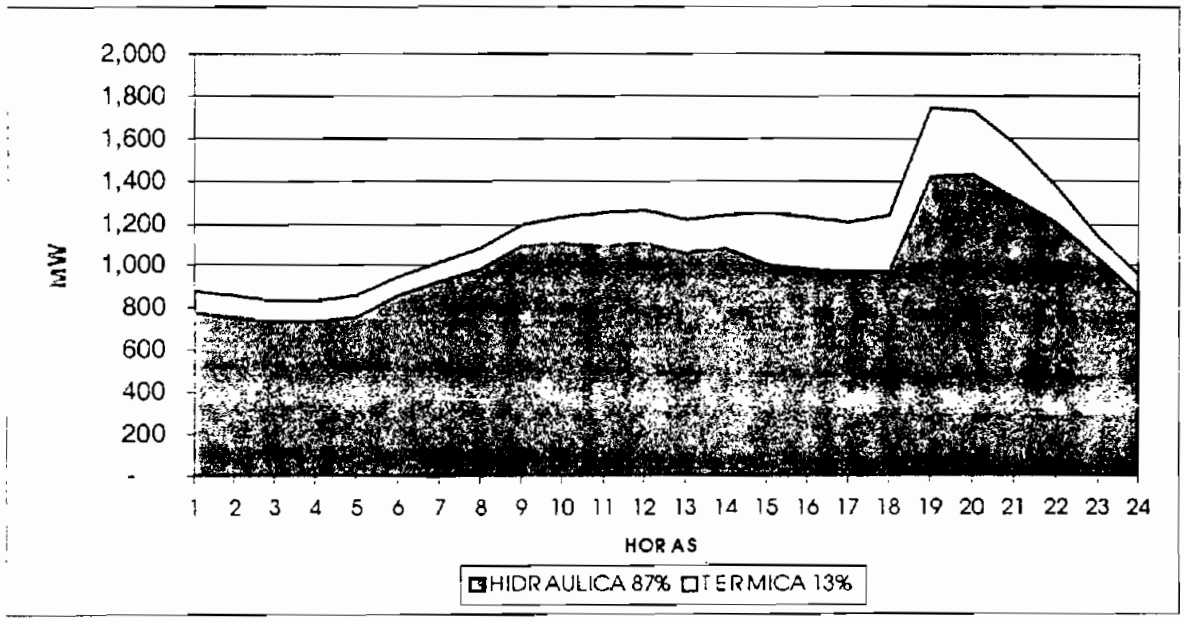


Figura 2.28: Estructura Energética para un Día Típico de la Estación Lluviosa

La línea superior de la figura 2.27 constituye la curva de carga diaria y representa la evolución de la demanda durante el transcurso del día, se nota la política de manejo de los embalses, guardando el agua para cubrir los requerimientos de

energía en las horas de demanda punta, por ello se va distribuyendo la generación hidroeléctrica proporcionalmente a la demanda. La energía termoeléctrica es casi constante durante todas las horas del día.

En la figura 2.28 se observa la estructura energética para un día laborable típico de la estación lluviosa, en el cual, la energía hidroeléctrica en promedio representa el 87% de la generación total y la energía termoeléctrica representa el 13%, este porcentaje varía de acuerdo a las condiciones hidrológicas, las políticas de operación y dependiendo si el día es laborable o feriado, por esta razón en el período lluvioso la generación hidroeléctrica constituye en promedio el 79% de la generación total.

La línea superior de la figura 2.28 constituye la curva de carga diaria y representa la evolución de la demanda durante el transcurso del día, en la época lluviosa se trata de cubrir el mayor porcentaje posible de la demanda con energía hidroeléctrica, ya que de no hacerlo así, se correría el riesgo de vertimientos de agua en los embalses cuando el volumen afluente supera su capacidad de almacenamiento, lo cual constituiría un desperdicio de energía.

Existe la presencia de generación termoeléctrica, con mayor magnitud en los períodos de demanda media y punta; y, constituye aquella energía necesaria para levantar restricciones operativas en el sistema de transmisión, especialmente en las áreas de Guayaquil y Manabí y para garantizar una adecuada calidad de servicio en la zona norte del país. Se puede concluir entonces que la energía para levantar las restricciones operativas aumenta considerablemente en el período de demanda punta.

2.5.2.3 Relación de la Generación Hidráulica y Térmica con el Precio de la Energía

En la figura 2.29 se observa la relación que existe entre el precio promedio marginal diario de energía y la demanda diaria de energía en un mes de la estación lluviosa, se ha tomado como ejemplo el mes de abril de 1999, en el cual

la alta hidrología permite que el precio de la energía sea proporcional al consumo de la misma en cada día.

En los días laborables el requerimiento de energía es superior, por lo cual, especialmente en horas de demanda punta marginan unidades térmicas costosas, en consecuencia el precio promedio diario de la energía es también alto. En cambio en los sábados, domingos y feriados la demanda de energía es menor y la hidrología de la estación lluviosa permite que centrales hidroeléctricas con un valor del agua bastante bajo marginen durante todo el día, en consecuencia el precio promedio diario de la energía es considerablemente bajo.

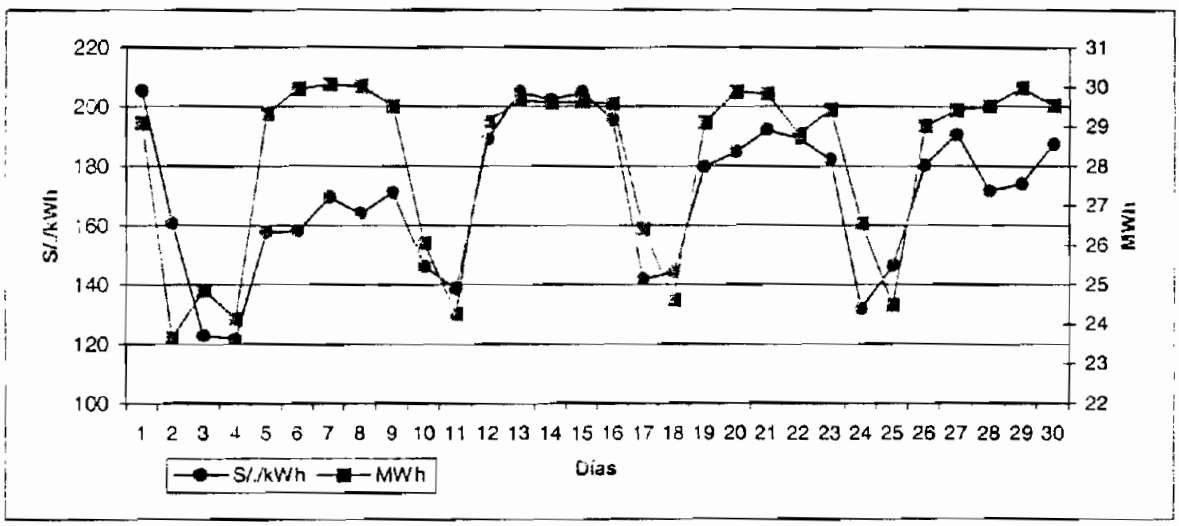


Figura 2.29: Relación entre la Energía en Días Laborables y Feriados y su Precio Promedio Diario en la Estación Lluviosa

En la figura 2.30 se observa que en un mes de la estación seca no existe una relación considerable entre el consumo de energía en los días laborables, fines de semana y feriados y el precio promedio diario en la Barra de Mercado.

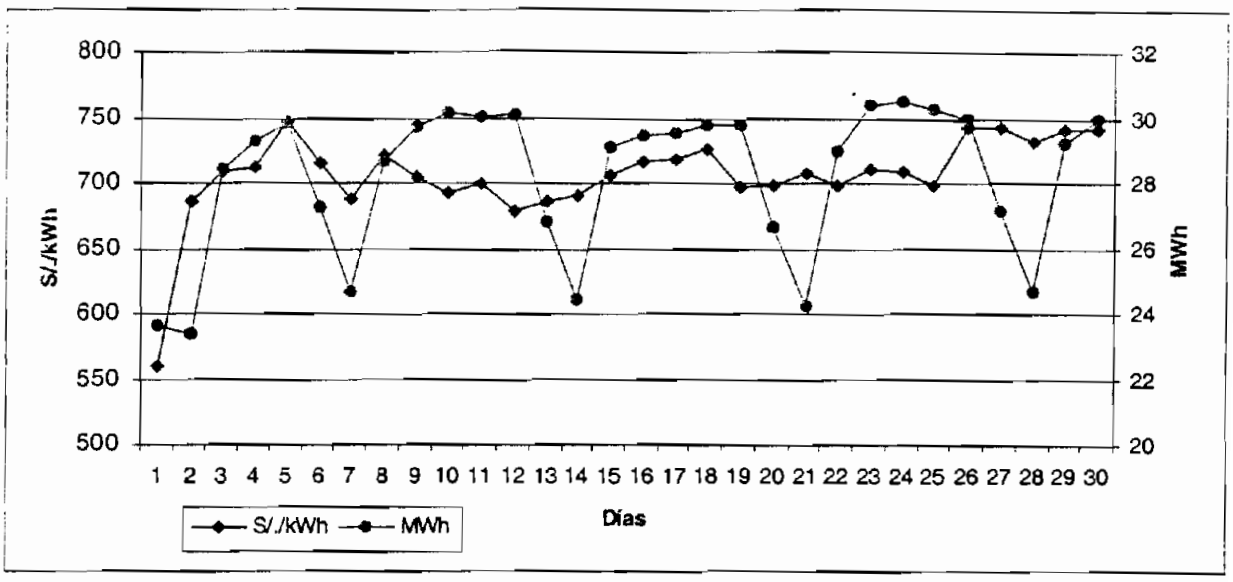


Figura 2.30: Relación entre la Energía en Días Laborables y Feriados y su Precio Promedio Diario en la Estación Seca

En la estación seca generalmente marginan unidades termoeléctricas costosas durante todo el día aunque la demanda de energía en ese día sea baja, puesto que debe administrarse adecuadamente el agua almacenada en los embalses, en consecuencia el precio promedio diario de la energía se mantiene alto con ligeras variaciones.

3 CAPITULO 3: ADMINISTRACIÓN Y LIQUIDACIÓN DE LAS TRANSACCIONES ECONÓMICAS DEL MEM

3.1 ADMINISTRACIÓN DE LA INFORMACIÓN DE LOS ACTORES DEL MEM

3.1.1 ATENCIÓN A LOS AGENTES DEL MEM

3.1.1.1 Marco Legal sobre el Manejo de la Información y Reclamos

Para el adecuado funcionamiento del MEM, es necesario el manejo transparente de un gran volumen de información entre los Agentes del MEM, CENACE y CONELEC. En los dos capítulos anteriores se trató acerca de la información orientada a la etapa de planeamiento operativo y de aquella que se intercambia durante la operación en tiempo real, en este capítulo se trata especialmente la información que surge luego del planeamiento y la operación y que es utilizada para liquidar las transacciones entre los Agentes del MEM.

Según la Ley de Régimen del Sector Eléctrico el CENACE es el encargado de administrar las transacciones técnicas y económicas entre los Agentes del MEM y por ende el flujo de información que este proceso involucra. En el artículo 24 de la citada iey, se encuentran las funciones específicas del CENACE. Los literales que se refieren a la administración de la información son los siguientes:

a) "Recabar de todos los actores del mercado eléctrico mayorista, sus planes de producción y mantenimiento así como sus pronósticos de la demanda de potencia y energía de corto plazo;

b) Informar del funcionamiento del mercado eléctrico mayorista y suministrar todos los datos que le requieran o que sean necesarios al Consejo Nacional de Electricidad;

f) Aportar con los datos que requiera el Director Ejecutivo del CONELEC para penalizar a los generadores, de conformidad a lo señalado en el reglamento respectivo, por el incumplimiento no justificado de las disposiciones de despacho impartidas;

g) Asegurar la transparencia y equidad de las decisiones que adopte".

3.1.1.1.1 Información Entregada por los Actores del MEM

La información que los Actores del MEM entregan al CENACE es la siguiente:

DISTRIBUIDORES:

- Energía activa y reactiva recibida, hora a hora, (especialmente en áreas desconectadas del CENACE o en condiciones de emergencia)

- Detalle de Generación horaria activa y reactiva de todas las centrales aún no escindidas

GENERADORES:

- Energía Neta/Bruta generada activa y reactiva, hora a hora, por todas las centrales/máquinas

- Tiempos de arranque y parada de las unidades

- Consumo de auxiliares de las centrales/máquinas que no han sido despachadas por el CENACE

TRANSMISOR:

- Consumo de energía hora a hora para servicios auxiliares de las S/E.

3.1.1.1.2 Reclamos por parte de los Agentes

El CENACE publica diariamente en su página Web, un reporte de las transacciones diarias de cada Agente para que sea revisado y posteriormente atender las observaciones y reclamos que surjan, de acuerdo al artículo 35 del Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista.

Artículo 35.- Reporte de transacciones comerciales

"Un reporte diario sobre la liquidación de transacciones de cada uno de los Agentes del MEM, será elaborado por el CENACE y puesto a conocimiento de los mismos en la base de datos del MEM en las siguientes 24 horas. Los Agentes del MEM podrán presentar observaciones en las siguientes 24 horas.

Solamente serán consideradas las observaciones justificadas por escrito que sean presentadas al CENACE dentro de 48 horas de emitida la información.

Las observaciones justificadas se comunicarán nuevamente a los Agentes del MEM dentro de las 48 horas siguientes a su recepción".

En el caso de existir reclamos, se les da solución de acuerdo al artículo 39 del Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista, que se presenta a continuación.

Artículo 39.- Resolución de controversias

"Los Agentes del MEM están facultados a observar e impugnar los resultados del despacho o la liquidación de transacciones que consideren contrarios a sus intereses en los plazos establecidos en el artículo 35 de este Reglamento; en tales casos:

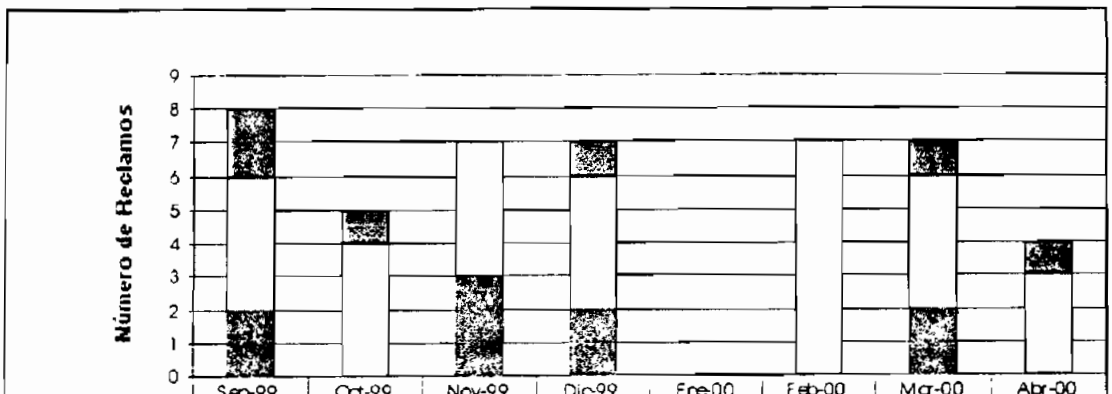
Las reclamaciones que a criterio de un Agente no hayan sido justificadas por el CENACE según lo establecido en el Artículo 35, serán puestas en conocimiento del Director Ejecutivo del CONELEC quien emitirá su resolución dentro de los

siguientes cinco días. El plazo podrá ampliarse por una sola vez y hasta por cinco días adicionales por falta de información del Agente o del CENACE;

En caso de que el Agente no esté de acuerdo con la Resolución del Director Ejecutivo del CONELEC, podrá apelar ante el Directorio de dicha entidad, el que tomará la resolución correspondiente, dentro de los siete días subsiguientes;

c) Los reclamos formulados por los Agentes del MEM ante el CENACE o ante el CONELEC no les eximen del cumplimiento de sus obligaciones comerciales en los plazos establecidos en este Reglamento. La diferencia proveniente de la reclamación será liquidada por el CENACE a favor o en contra de los Agentes del MEM dentro de los siguientes dos días de notificada la resolución acreditando o debitando de la siguiente factura".

En la figura 3.1 se observa el número de reclamos en cada mes. Las causas principales de estos reclamos y sus porcentajes correspondientes son: inconformidad con los valores de la facturación 27%, inconformidad con los componentes de la liquidación 22%, desacuerdo con el pago de los Distribuidores por los contratos de los Generadores Privados 13%, inconformidad con la energía liquidada 11%, inconformidad en el precio de la energía en el Mercado Ocasional 11%, otras causas 16%.



	Sep-99	Oct-99	Nov-99	Dic-99	Ene-00	Feb-00	Mar-00	Abr-00
TRANSELECTRIC	2	1	0	1	0	0	1	1
Distribuidores	4	4	4	4	0	7	4	3
Generadores	2	0	3	2	0	0	2	0
Total	8	5	7	7	0	7	7	4

Figura 3.1 : Número de Reclamos de los Actores del MEM en cada Mes

Debido al esquema antes explicado, en el que previo a la emisión de las facturas definitivas se les solicita a los Agentes su revisión y observaciones, existe tan solo una refacturación en todo el período abril 1999 – abril 2000, realizada en septiembre a un Agente Distribuidor por una inconsistencia en la valoración de la energía comprada en el Mercado Ocasional.

Se puede concluir que la mayoría de estos reclamos no han sido procedentes, pues casi la totalidad se deben a la falta de conocimiento del nuevo esquema del sector eléctrico y su normativa por parte de los Actores del MEM o a su desacuerdo con Disposiciones dadas por el CONELEC y Entidades Competentes del Gobierno Nacional; dichas disposiciones deben ser aplicadas por el CENACE, como es el caso del pago por parte de los Distribuidores de los contratos de los Generadores Privados. Los desacuerdos en la energía liquidada se debe a la falta de un Sistema de Medición Adecuado, de cuya implantación son responsables los propios Agentes.

3.1.1.2 Area de Atención a los Agentes

La liquidación de las transacciones entre Agentes del MEM, es aquella etapa en la cual el contacto con los clientes es más notable, por ello existe una Area encargada de la Atención a Agentes en el CENACE. El conocimiento de sus funcionarios debe abarcar todos los procesos técnico - comerciales que se llevan a cabo dentro de las diferentes Direcciones del CENACE en su interacción con los Actores del MEM.

Las funciones específicas del Area de Atención a Agentes son las siguientes:

- Disponer de medios y dar asesoramiento para facilitar el ingreso de nuevos Agentes al MEM.
- Participar con otras Direcciones en la elaboración de boletines, documentos e informes.

- Atender las necesidades y expectativas de los Agentes, a fin de facilitar las relaciones y comunicaciones mutuas.
- Atender los reclamos técnico - comerciales de los Agentes, asegurando el cumplimiento de los Reglamentos y Procedimientos vigentes y la coherencia de las respuestas.
- Efectuar el seguimiento de los reclamos en sus diversas etapas hasta su solución, analizando sus causas, a efectos de prevenir la generación de nuevos reclamos.
- Atender las consultas de los Agentes del MEM y el Transmisor sobre el Sistema de Medición Comercial.
- Evaluar la consistencia de los datos enviados por los Agentes mediante comparación con las mediciones del sistema de tiempo real.
- Despejar inquietudes por parte de los Agentes, relacionadas con los distintos procesos que se efectúan para el funcionamiento del MEM.

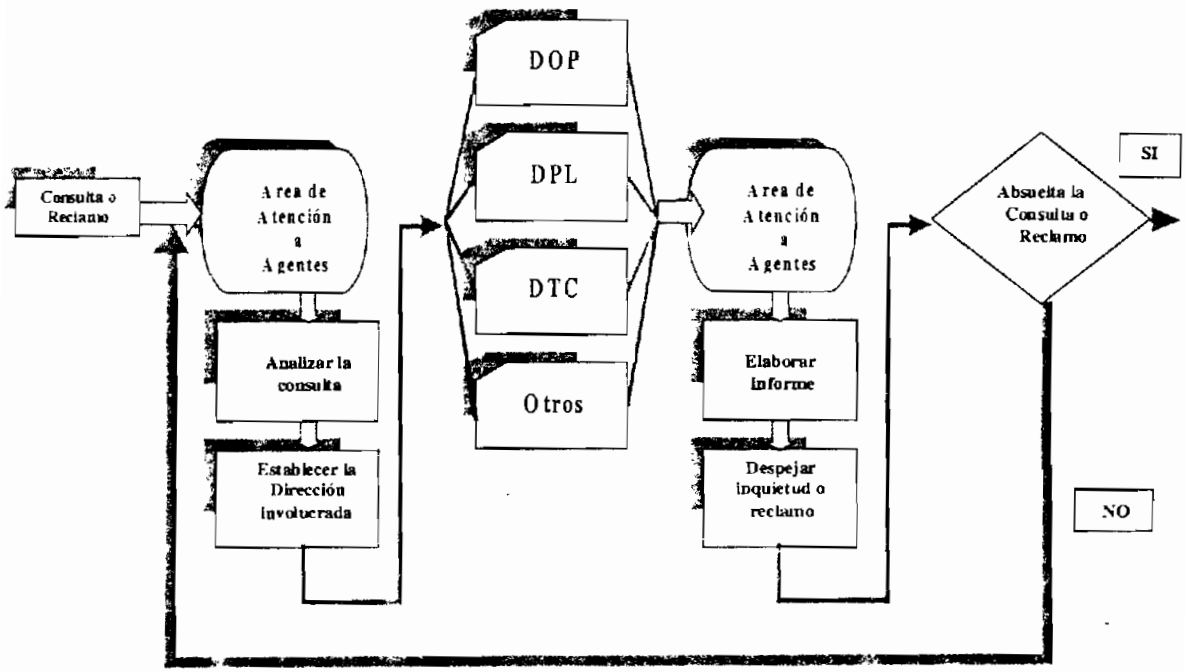


Figura 3.2: Diagrama Secuencial del Flujo de Información entre Agentes y CENACE

En la figura 3.2 se observa el diagrama secuencial del flujo de información entre Agentes y el CENACE. En esta figura DPL, DOP y DTC se refieren a las áreas operativas del CENACE: Dirección de Planeamiento, Dirección de Operaciones y Dirección de Transacciones Comerciales, respectivamente.

3.1.1.2.1 Medios de Comunicación Utilizados

Los medios de comunicación que el CENACE utiliza para la administración de la información son los siguientes:

- Atención vía telefónica.
- Envío y recepción oportuna de información a través de correo electrónico, fax y/o medios magnéticos.
- Atención personalizada a los Agentes en las Oficinas del CENACE.
- Publicación en la página Web de los resultados de los principales procedimientos efectuados en el CENACE.

Otros: Contrastación y pruebas a equipos de medición tanto en laboratorio como en sitio y una base de datos a fin de proporcionar al Agente información estadística completa y confiable.

3.1.1.2.2 Servicios Relacionados con el Manejo de la Información

Los servicios relacionados al manejo de la información que se entrega a los Agentes son los siguientes:

- Asesoría en Equipos de Medición.
- Asesoría en Sistemas de Comunicación para Medición.
- Contrastación y Calibración de Equipos de Medición.

- Programación y Habilitación de Equipos de Medición.

- Capacitación acerca del funcionamiento del MEM.

3.1.2 SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL

3.1.2.1 Características del Sistema de Medición Comercial

Las características generales que el Sistema de Medición Comercial SIMEC debe poseer para el cumplimiento óptimo de sus funciones son las siguientes:

- Ser un sistema confiable, lo cual se consigue mediante Redundancia, especialmente en lo concerniente al equipo de medición, considerando que si se presenta una falla y no existe un reemplazo, sería muy alto el perjuicio económico al no poder cuantificar la energía que un Agente Generador produce o que un Agente Distribuidor o Gran Consumidor recibe.

- La precisión en las mediciones debe ser menor o igual que 0,2

- Oportunidad en la comunicación de las mediciones

- Referencia única de tiempo para todos los equipos tomando como base el tiempo patrón del CENACE. Además contar con un número adecuado de canales de información, considerando que para una correcta administración de las transacciones comerciales son 11 los canales mínimos requeridos (4 para energía activa y reactiva de ida y retorno, 3 para voltaje, 3 para corriente y 1 para la frecuencia) pero los equipos de medición estándares tienen 12, 16, 32 canales, por lo que se requiere mínimo uno de 12 canales.

- Capacidad, flexibilidad y tecnología suficientes para atender requerimientos futuros, derivados del crecimiento y evolución del MEM que paulatinamente requerirá de un monitoreo frecuente del mayor número de variables comerciales posible, es decir se deberá manejar un volumen inmenso de información con un grado de confiabilidad bastante alto.

3.1.2.2 Situación Actual del SIMEC

3.1.2.2.1 Implementación del SIMEC

Con el propósito de que los Agentes del MEM implementen los sistemas de medición, en los puntos de intercambio, el CONELEC emitió la Regulación 013/99, cuyo contenido es el siguiente:

- Puntos en los cuales se debe instalar los sistemas de medición:
  - Centrales Hidroeléctricas: Nodo de Intercambio
  - Centrales Térmicas: Nodo de Intercambio (energía neta) y Bornes del Generador (energía bruta), medición del consumo de auxiliares.
  - Distribuidores, Grandes Consumidores e Importación - Exportación: Nodo de Intercambio
- Especificaciones técnicas que deben cumplir los medidores - registradores
- Especificaciones técnicas que deben cumplir el equipamiento primario.
- Requerimiento de comunicación (Comunicación por Onda Portadora PLC, Telefonía Urbana, Telefonía Celular, etc.)

- Pruebas de los equipos a ser instalados

Los plazos para el cumplimiento de lo establecido en la Regulación contados a partir de la emisión de la Regulación, es decir el 12 de octubre de 1999, son los siguientes:

Sesenta días para la instalación de los medidores - registradores y equipo de comunicación, es decir desde el 13 de diciembre de 1999.

Ciento ochenta días para instalación de equipo primario, es decir desde el 13 de abril de 1999

Tabla 3.1: Listado de Agentes el MEM que cumplen la Regulación 013/99 Emitida por el CONELEC

EMPRESA:	MEDIDOR	COMUNICACIONES	EQUIPO PRIMARIO
Empresa Eléctrica Esmeraldas			
Distribuidora	NO	NO	NO
Generadora	NO	NO	NO
Empresa Eléctrica Regional Manabí			
Distribuidora	NO	NO	NO
Generadora	NO	NO	NO
Empresa Eléctrica Sto. Domingo			
Distribuidora	NO	NO	NO
Generadora	NO	NO	NO
Empresa Eléctrica Los Ríos	NO	NO	NO
Empresa Eléctrica Guayas – Los Ríos	SI	PARCIAL	NO
Empresa Eléctrica del Ecuador Inc.	SI	NO	NO
ELECTROECUADOR	SI	NO	NO
Empresa Eléctrica El Oro			
Distribuidora	NO	NO	NO
Generadora	NO	NO	NO
Empresa Eléctrica Regional Norte			
Distribuidora	NO	NO	NO
Generadora	NO	NO	NO

Tabla 3.1: Listado de Agentes el MEM que cumplen
la Regulación 013/99 Emitida por el CONELEC (continuación)

EMPRESA:	MEDIDOR	COMUNICACIONES	EQUIPO PRIMARIO
Empresa Eléctrica Quito S.A.			
Distribuidora	PARCIAL	PARCIAL	NO
Generadora	NO	NO	NO
Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi			
Distribuidora	NO	NO	NO
Generadora	NO	NO	NO
Empresa Eléctrica Regional Centro Norte			
Distribuidora	SI	NO	NO
Generadora	SI	NO	NO
Empresa Eléctrica Riobamba			
Distribuidora	NO	NO	NO
Generadora	NO	NO	NO
Empresa Eléctrica Bolívar			
Distribuidora	NO	NO	NO
Generadora	NO	NO	NO
Empresa Eléctrica Azogues	NO	NO	NO
Empresa Eléctrica Regional Centro Sur			
Distribuidora	SI	SI	NO
Generadora	NO	NO	NO
Empresa Eléctrica Regional Sur			
Distribuidora	NO	NO	NO
Generadora	NO	NO	NO
HIDRONACION	NO	NO	NO
HIDROPAUTE	SI	SI	NO
HIDROPUCARA	NO	NO	NO
HIDROAGOYAN	PARCIAL	SI	NO
ELECTROPICHINCHA	SI	SI	NO
ELECTROGUAYAS	SI	PARCIAL	NO
ELECTROQUIL	SI	NO	NO
ENERGYCORP	SI	NO	NO

En la tabla 3.1 se observa el nivel cumplimiento que los Agentes han dado a la Regulación 013/99, que refleja el estado de implementación del Sistema de Medición Comercial.

Aunque los requerimientos técnicos de la Regulación 013/99 son básicos, se nota que el nivel de incumplimiento es bastante alto, el cual se debe a dos causas principales, la primera es la falta de concientización de los Agentes acerca del beneficio de contar con un adecuado Sistema de Medición Comercial, que les permita precisión y confiabilidad al cuantificar su energía entregada o recibida. La segunda constituye la mala situación financiera de los Distribuidores y Generadores del MEM que no les permite la compra del equipamiento requerido.

3.1.2.2.2 Situación Actual de los Medidores

- Existen Medidores PSI, ABB y Schlumberger en los puntos de entrega a Distribuidores

- Existen Medidores ABB, Schlumberger y Scientific Columbus en los puntos de intercambio de los Generadores ex INECEL y Privados

- No se dispone de medición remota accesible desde el CENACE, en el 90% de Generadores que no están excindidos de las Empresas de Distribución, sólo los Generadores de las Empresas de Distribución Ambato, Santo Domingo y EMELEC cuentan con el equipamiento requerido.

- Alto porcentaje de la medición en los puntos de entrega se la realiza con medidores unidireccionales y con tres canales de almacenamiento de datos (energía activa P, energía reactiva Q y voltaje integrado en el tiempo V^2h).

- El nuevo equipamiento en puntos de entrega a Distribuidores posee cuatro canales de almacenamiento de datos (P,Q en dos direcciones), lo

cual no permite monitorear la calidad del servicio (voltaje y frecuencia), por lo cual no cumplen con la regulación 013/99 que exige mínimo 8 canales de almacenamiento de datos.

- Algunos Agentes cumplen con la regulación 013/99 en lo concerniente a medidor – registrador, pero no con lo relacionado a Equipamiento Primario (Transformadores de Corriente TC y de Potencial TP), ya que no se utiliza equipamiento exclusivo para medición o su precisión es diferente a la exigida por dicha Regulación que especifica un valor de 0,2% o menor.

- Los registradores cuentan con relés repetidores de pulsos de energía activa y reactiva, los mismos que son transportados a través de UTRs a la computadora frontal FE 200 del sistema en tiempo real del CENACE.

- No todos los puntos de intercambio entre los Agentes del MEM envían sus señales a través de las UTRs al sistema en tiempo real, por no disponer del equipamiento necesario, que básicamente consiste en: UTRs, Traductores y relés de comandos, cableado, equipos seriales y equipos de comunicaciones. Este sistema provee de información de respaldo para la liquidación de las transacciones comerciales.

Para que se haga efectivo el cumplimiento de la regulación 013/99, se recomienda plantear un nuevo plazo y junto a ello establecer una penalización económica comparable con la instalación de los equipos requeridos, que se aplicará si no se cumple con el nuevo plazo.

3.1.2.2.3 Situación Actual de las Comunicaciones

Los medios de comunicación que utilizan los Agentes para enviar los datos correspondientes a sus mediciones son los siguientes:

- Línea Telefónica Pública que en un alto porcentaje no está dedicada exclusivamente a enviar los datos de medición.

- Onda Portadora (PLC), gran cantidad de estas líneas deber ser solicitadas para adquisición de datos por períodos cortos, ya que la mayoría no son dedicadas a este fin, sino también para telecomunicaciones. La totalidad de estas líneas pertenecen a TRANSELECTRIC.

- Telefonía Celular con limitación a 1200 baudios, la velocidad de transmisión de información se mide en baudios (bit/s) y la operación óptima de los canales de telefonía celular se la obtiene dentro del límite establecido.

3.1.2.2.4 Adquisición de Datos

Las mediciones comerciales deben llegar hasta la Dirección de Transacciones Comerciales del CENACE. El proceso de adquisición de los datos correspondientes a las mediciones de energía, varía en cada caso dependiendo de la tecnología que se utilice, como se describe a continuación:

- Descarga Remota de la información de los medidores a través de líneas de PLC, telefonía urbana y telefonía celular, mediante la utilización de una tarjeta módem y un programa que permite obtener un archivo plano con todas la mediciones (QuickLogic's Data Interchange Format QDIF).

- Descarga local a un PC de los medidores mediante la utilización de una Unidad Optica.

- Mediante correo electrónico es enviado el archivo con las mediciones obtenido de forma local.

- Datos de medidores a través de Fax.

- Datos de medidores a través de teléfono.

- Debe señalarse que la transmisión de la información a través de fax y de teléfono no son confiables y requieren un tiempo mayor para su procesamiento.

3.1.2.2.5 Verificación de Datos

Cuando los datos no provienen de archivos generados a través del software de los medidores, se realiza la verificación de los mismos mediante la comparación con:

- Información disponible en los reportes provenientes de la operación en tiempo real, realizados por la Dirección de Operaciones del CENACE.

- Información contenida en el Programa de Información Comercial PIC, el cual toma los datos de energía de la base de datos del Sistema de Control en Tiempo Real del CENACE.

- Análisis de la coherencia de la información

3.1.2.2.6 Equipamiento Primario

Transformadores de corriente TC y transformadores de potencial TP

Con el objeto de identificar las características fundamentales de los TC y TP (equipamiento primario) necesarios para cumplir con la regulación 013/99, se procede a realizar un levantamiento de las características del equipamiento existente o las especificaciones requeridas.

TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

I) Especificaciones Generales:

- Ubicación (Altitud de trabajo m.s.n.m.)
- Tipo

- Burden
- Montaje (exterior, interior)
- Número de núcleos
- Tipo de aislamiento
- Voltaje nominal
- Corriente nominal primaria
- Corriente nominal secundaria
- Corriente primaria máxima de trabajo
- Corriente dinámica nominal (valor cresta)
- Frecuencia nominal
- Corriente térmica nominal (en un segundo)
- Corriente térmica continua nominal
- Voltaje máxima de servicio
- Rigidez dieléctrica nominal (a 60 Hz, 1 minuto)
- Norma a la cual responde el aislamiento
- Temperatura ambiente mínima y máxima
- Distancia de contorneo en cm
- Niveles nominales de aislamiento: a) BIL(kVp), b) Frecuencia Industrial
- (1 min kVrms)
- Límite térmico de carga (VA)
- Años de vida útil
- Humedad relativa (del sitio)

II) Características de los Arrollamientos Secundarios:

- Potencia de exactitud (VA)
- Clase de exactitud (IEC, ANSI)
- Carga nominal y factor de potencia correspondiente
- Voltaje de codo de magnetización
- Respuesta en régimen transitorio de los núcleos de protección
- Valor máximo de descargas parciales
- Valor máximo de nivel de radiofrecuencias

TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

I) Especificaciones Generales

- Ubicación (altitud de trabajo m.s.n.m.)
- Norma de fabricación
- Años de vida útil
- Tipo
- Burden
- Montaje (exterior – interior)
- Número de núcleos
- Tipo de aislamiento
- Voltaje nominal primario y secundario (taps)
- Frecuencia nominal
- Voltaje máximo de servicio
- Distancia de contorneo en cm
- Rigidez dieléctrica nominal a 60 Hz, 1 minuto, bajo lluvia
- Rigidez dieléctrica de los arrollamientos secundarios a 60 Hz, 1 minuto
- Norma a la que responde el aislamiento
- Niveles nominales de aislamiento: a) BIL (kVp), b) Frecuencia Industrial
- (1 minuto kVrms)

II) Características de los Arrollamientos Secundarios:

- Potencia de exactitud
- Clase de exactitud
- Valor máximo de descargas parciales
- Valor máximo de nivel de radiofrecuencias
- Tipo de sellado
- Carga de rotura del borne
- Carga de rotura de aislamiento
- Tomas en el arrollamiento secundario

3.1.2.2.7 Selección y Reubicación del Equipamiento Primario

El proceso de reubicación está orientado a optimizar la utilización del equipamiento primario existente y es posible hacerlo porque en la etapa de transición su único dueño es TRANSELECTRIC.

- El objetivo principal es optimizar la utilización del equipamiento existente,

- Una vez que se cuente con la información requerida sobre el equipamiento necesario, se debe establecer si se cumple con las características especificadas.

- Los transformadores de corriente que cumplan con las especificaciones y cuya corriente de trabajo sea superior a la corriente primaria máxima de trabajo (sobrecarga), deberán ser reubicados en los puntos en los cuales no se cuente con equipamiento primario que cumpla con lo especificado.

- Los transformadores de corriente y voltaje, deber ser de uso exclusivo para medición

3.1.2.3 Acceso a la Información

Actualmente se tiene el 80,48% de acceso remoto a datos de entrega de los Distribuidores y el 19,52% de acceso por otros medios (correo electrónico, fax, teléfono).

En el caso de los Generadores se tiene el 46% de acceso remoto a datos de su producción de energía y el 54% de acceso por otros medios (correo electrónico, fax, teléfono).

Si se clasifica los accesos a la información en base al medio de comunicación utilizado se tienen los porcentajes mostrados en las figuras 3.3 y 3.4 para la información de energía entregada a los Distribuidores y producida por los Generadores respectivamente.

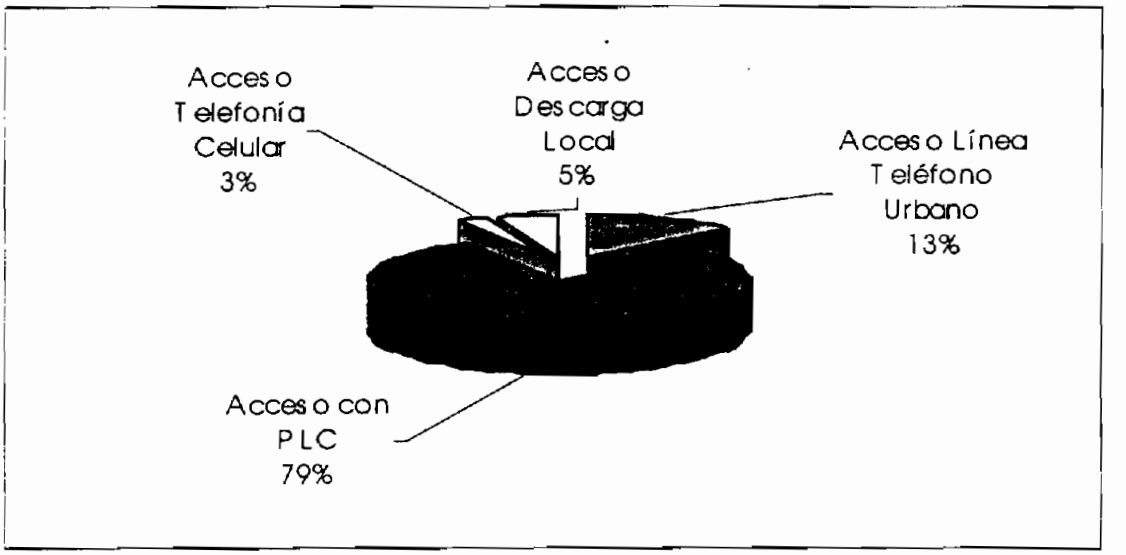


Figura 3.3: Acceso a la Información de la Entrega de Energía a los Distribuidores

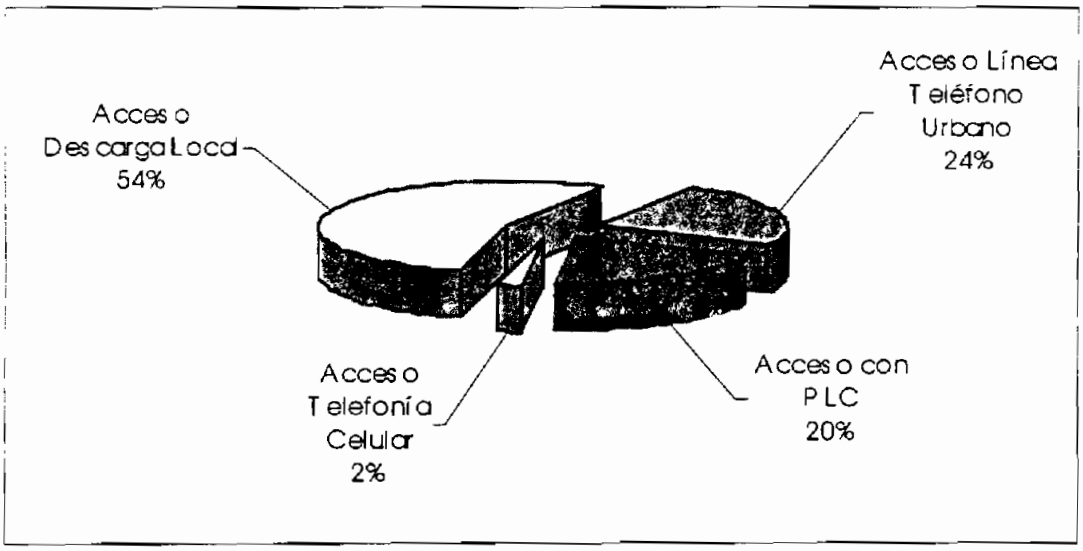


Figura 3.4: Acceso a la Información de la Producción de Energía de los Generadores

3.2 Liquidación de las Transacciones en el MEM

3.2.1 LIQUIDACIÓN DE ENERGÍA EN EL MEM

Los ámbitos en los que se realizan las transacciones en el MEM son: el Mercado Ocasional, el Mercado de Contratos a Plazos y la Exportación e Importación de Energía. Debe anotarse que durante el período de estudio, no se ha realizado ningún contrato a plazo ni se han realizado las obras necesarias para la exportación de energía, existiendo solamente la Interconexión con Colombia como una importación local de energía por parte de la Empresa Regional Norte.

Las transacciones que deben ser liquidadas por el CENACE son aquellas efectuadas en el Mercado Ocasional y aquellas transacciones del Mercado de Contratos que se hubiesen cumplido en el Mercado Ocasional. En el período de estudio no existieron contratos a plazo y la totalidad de las transacciones se desarrollaron en el Mercado Ocasional. Los primeros contratos de compra venta de energía se suscribieron en el mes de agosto de 2000 y son aplicables desde octubre de 2000.

3.2.1.1 Requerimientos de Información

La información requerida para la liquidación de las transacciones de energía es la siguiente:

INFORMACIÓN OPERATIVA

- SPIDER, mediante los relés KYZ que cumplen la función de contadores de energía
- SADYR, Sistema de Adquisición de Datos y Registros que es administrado por el personal del Centro de Operaciones del CENACE

INFORMACIÓN POST – OPERATIVA

Se trata de aquella información proveniente del Análisis Post – Operativo realizado en la Dirección de Operaciones del CENACE y descrita en el capítulo 2, cuyo contenido es:

- Costo de Energía en la Barra de Mercado

- Sanción de la Generación Obligada, Generación Forzada, Generación Inflexible y Generación No Solicitada

- Cumplimiento de Regulación Primaria de Frecuencia, Regulación Secundaria de Frecuencia y Esquema de Alivio de Carga.

INFORMACION PROVENIENTE DEL SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL

- Energía Entregada por los Generadores en los nodos de entrega

- Energía Recibida por los Distribuidores y Grandes Consumidores en los nodos de recepción

- Variables adicionales, como son voltaje y frecuencia que permiten evaluar la calidad de servicio y establecer responsabilidades luego de una contingencia para realizar las penalizaciones respectivas.

INFORMACIÓN DE LOS AGENTES

- Mercado de Contratos

- Información Complementaria al Sistema de Medición Comercial

3.2.1.2 Precio de la Energía en el Mercado Ocasional

Como consecuencia de la aplicación del Modelo Marginalista en el Mercado Ocasional, el precio de la energía en cada nodo del S.N.I. varía en el tiempo hora

a hora y en el espacio dependiendo de su ubicación respecto a la Barra de Mercado..

El precio de la energía en la Barra de Mercado en cada hora corresponde al costo marginal, que es el costo variable de aquel generador que cubrió el último kWh de la demanda al final de cada hora.

El precio de la energía en un nodo de la red, para una hora dada corresponde al producto de su Factor de Nodo horario multiplicado por el Precio de la Energía en la Barra de Mercado a esa hora:

$$PEb_h = FNb_h * PEM_h \qquad (3.1)$$

Donde:

PEb_h = Precio de la energía en una barra o nodo del sistema a una hora h.
FNb_h = Factor de nodo en una barra o nodo del sistema a una hora h.
PEM_h = Precio de la Energía en la Barra de Mercado a la hora h.

CALCULO DE LOS FACTORES DE NODO

- Los Factores de Nodo son determinados para cada hora.
- En la determinación de los Factores de Nodo se utilizan flujos de potencia AC.
- Se utilizan datos reales de energía activa generada.
- El sistema está modelado hasta los puntos de entrega / recepción de energía de los Agentes Distribuidores y Generadores.

3.2.1.3 Liquidación de las Transacciones de Energía de los Distribuidores Y Grandes Consumidores

Los Distribuidores pagan por la energía recibida en el Mercado Ocasional su precio nodal horario. El precio nodal horario para cualquier punto de la red resulta de la multiplicación del costo marginal horario en la Barra de Mercado por el factor de nodo respectivo.

El CENACE es el encargado de registrar los contratos a plazo de los Distribuidores y por tanto conoce los datos de la curva de carga horaria de contratos a considerarse para la evaluación de las transacciones.

La cantidad de energía horaria recibida por cada Distribuidor en su nodo de intercambio con el MEM se determina como resultado del Sistema de Medición Comercial.

Entonces la energía que un Distribuidor ha recibido del Mercado Ocasional, se determina restando de la energía horaria recibida por el Distribuidor en su nodo de intercambio la energía transada en el Mercado de Contratos.

Para una hora dada:

$$ERMODj_h = ERDj_h - EcDj_h \qquad (3.2)$$

donde:

$ERMODj_h$ = Energía recibida del Mercado Ocasional por el Distribuidor j, durante la hora h (kWh) en su nodo.

$ERDj_h$ = Energía recibida por el Distribuidor j durante la hora h (kWh) en su nodo.

$EcDj_h$ = Energía total efectiva de contratos que el Distribuidor j debe recibir durante la hora h.

El CENACE evalúa en cada hora el pago por compra de energía de los Distribuidores y Grandes Consumidores en el Mercado Ocasional como la multiplicación entre el precio nodal y la cantidad de energía comprada.

$$PERMODj_h = FNDj_h \times PEM_h \times ERMODj_h \quad (3.3)$$

donde:

$PERMODj_h$ = Pago del Distribuidor j por compra de energía en el Mercado Ocasional a la hora h.

$FNDj_h$ = Factor de Nodo del Distribuidor j a la hora h.

PEM_h = Precio de la Energía en la barra de Mercado a la hora h (S/./kWh).

$ERMODj_h$ = Cantidad de energía recibida por el Distribuidor j del Mercado Ocasional a la hora h (kWh).

El excedente resultante de la energía contratada por un Distribuidor o Grande Consumidor y su consumo real de energía, puede ser liquidado en el Mercado Ocasional, en la Barra de Mercado y al precio marginal horario, de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$PEVDMODj_h = FNDj_h * PEM_h * EVDMOD_{j_h} \quad (3.4)$$

donde:

$PEVDMODj_h$ = Remuneración por la energía vendida por un Distribuidor j en el Mercado Ocasional a la hora h

$FNDj_h$ = Factor de Nodo del Distribuidor j a la hora h

$EVDMODj_h$ = Cantidad de energía vendida por un Distribuidor j en el Mercado Ocasional a la hora h (kWh)

PEM_h = Precio de la Energía en la barra de Mercado a la hora h (S/. / kWh)

Esta ecuación permite inferir que un Distribuidor no pierde al contratar más energía que la que consume siempre que el precio al que contrató sea inferior a su precio nodal.

En la tabla 3.2 se observa la energía global recibida en el Mercado Ocasional por los Distribuidores, el precio nodal promedio y su liquidación por este concepto mes a mes.

Es conveniente tener una referencia de estos valores en US$, por lo que en la tabla 3.25 se presenta la paridad cambiaria promedio mensual (S/. vs US$) en el período de estudio.

Tabla 3.2: Liquidación mensual de la energía recibida por los Distribuidores en el Mercado ocasional

	Abr-99	May-99	Jun-99	Jul-99	Ago-99	Sep-99	Oct-99
Energía Recibida GWh	796.4	813.4	779.5	787.4	782.5	784.7	818.1
Precio Nodal Promedio S/./kWh	135.8	90.8	61.6	111.8	173.1	513.2	342.3
Liquidación Millones de sucres	108127	73817	48025	88000	135459	402719	279998
	Nov-99	**Dic-99**	**Ene-00**	**Feb-00**	**Mar-00**	**Abr-00**	**Promedio**
Energía Recibida GWh	800.1	839.3	822.7	796.3	849.8	828.6	807.6
Precio Nodal Promedio S/./kWh	720.5	407.8	542.4	521.3	119.1	113.7	296.4
Liquidación Millones de sucres	576436.7	342244.6	446256.7	415109.9	101197.7	94240.8	239356.2

3.2.1.3.1 Factores de Nodo Ponderados

Para los Distribuidores que poseen más de un nodo de recepción, se calcula un factor de nodo ponderado que permite realizar los cálculos necesarios para

liquidar las transacciones comerciales de ese Distribuidor, mediante la aplicación de la siguiente ecuación:

$$FNPDj_h = \frac{\sum_{p=1}^{k} (FNDj_{p,h} \times ERDj_{p,h})}{\sum_{p=1}^{k} ERDj_{p,h}} \qquad (3.5)$$

donde:

$FNDPj_{p,h}$ = Factor de Nodo ponderado del Distribuidor j a la hora h

$FNDj_{p,h}$ = Factores de Nodo en la hora h de los p puntos de recepción de energía del Distribuidor j

k = Número de puntos de recepción del Distribuidor j

$ERDj_{p,h}$ = Energía Recibida por el Distribuidor j a la hora h por los puntos de recepción p (kWh)

3.2.1.3.2 Pago por Inflexibilidades Operativas

En la Disposición Transitoria Tercera del Reglamento de Funcionamiento del MEM, se establece que los sobrecostos producidos por inflexibilidades operativas serán cubiertos por todos los Agentes que retiren energía del Mercado en las horas en las que estuvieron operando las unidades inflexibles, de una manera proporcional a la cantidad de energía retirada. Entonces, es claro que los Agentes que pagan casi la totalidad de los sobrecostos por inflexibilidades son los Distribuidores y en un porcentaje bastante menor los Generadores que consumen energía par sus servicios auxiliares. Esta regulación se mantuvo vigente durante todo el período objeto de estudio de este trabajo. Se considera que es necesario mantener aún esta metodología para la liquidación de inflexibilidades hasta que los Distribuidores paguen sus obligaciones a los Generadores y les sea posible levantar sus inflexibilidades operativas. En la tabla 3.3 se observa la liquidación mensual a los Distribuidores por Inflexibilidades Operativas.

Tabla 3.3: Liquidación mensual a los Distribuidores por Inflexibilidades Operativas

	Abr-99	May-99	Jun-99	Jul-99	Ago-99	Sep-99	Oct-99
Millones de sucres	11390	11924	12077	12757	13610	4470	9086
	Nov-99	**Dic-99**	**Ene-00**	**Feb-00**	**Mar-00**	**Abr-00**	**Promedio**
Millones de sucres	3	3242	6	659	11871	6941	7541.4

3.2.1.3.3 Pago por Restricciones Operativas

En el Reglamento de funcionamiento del MEM, se indica que los sobrecostos por Restricciones Operativas, que impliquen la entrada en funcionamiento de unidades de generación no previstas en el despacho económico, deben ser pagados por los Agentes causantes de dichas restricciones. El responsable de la totalidad de las restricciones operativas en el sistema de transmisión es TRANSELECTRIC, mientras que un Distribuidor puede ser el responsable de impedir la ejecución del despacho económico por requerimientos de calidad de servicio local: al responsable de una restricción operativa, se le asignarán los sobrecostos que se derivan de remunerar al costo variable, superior al costo marginal, al generador que ingresó para levantar la restricción. En la tabla 3.4 se observa la liquidación mensual a los Distribuidores por Restricciones Operativas.

Tabla 3.4: Liquidación mensual a los Distribuidores por Restricciones Operativas

	Abr-99	May-99	Jun-99	Jul-99	Ago-99	Sep-99	Oct-99
Millones de sucres	503	2142	915	213	493	42	253
	Nov-99	**Dic-99**	**Ene-00**	**Feb-00**	**Mar-00**	**Abr-00**	**Promedio**
Millones de sucres	7	613	117	101	526	4519	803.4

3.2.1.4 Liquidación de las Transacciones de Energía de los Generadores

3.2.1.4.1 Remuneración de Energía a los Generadores al Precio de Mercado

La energía liquidada a los Generadores es aquella energía neta, descontando su consumo de auxiliares, entregada al Mercado Ocasional en su punto frontera.

El CENACE al ser el encargado de registrar los contratos a plazo, conoce la curva de carga horaria de contratos. Mediante el Sistema de Medición Comercial, se determina la energía total entregada al S.N.I.

La energía a ser liquidada por el CENACE, resulta de restar la energía neta total entregada en el punto de frontera del Generador y la energía pactada en contratos a plazo.

Cada hora el CENACE evalúa, al precio marginal horario, la remuneración a los Generadores por concepto de energía neta entregada al sistema en su punto de frontera, la cual resulta de la multiplicación del precio marginal horario en la Barra de Mercado por el factor de nodo del Generador y por la energía neta entregada, como se observa en la ecuación siguiente:

$$PENEMOGi_h = FNGi_h \times PEM_h \times ENEMOGi_h \qquad (3.6)$$

donde:

$PENEMOGi_h$= Remuneración al Generador i por venta de energía neta a la hora h

$FNGi_h$ = Factor de Nodo del Generador i a la hora h

PEM_h = Precio de la Energía en la barra de Mercado a la hora h (S/. / kWh)

$ENEMOGi_h$ = Cantidad de energía neta entregada por el Generador i en el Mercado Ocasional a la a la hora h (kWh).

Dado que no se hicieron Contratos a Plazo durante el período de estudio, toda la energía ha sido comercializada en el Mercado Ocasional.

Tabla 3.5: Liquidación mensual de la energía vendida por los Generadores en el Mercado ocasional

	Abr-99	May-99	Jun-99	Jul-99	Ago-99	Sep-99	Oct-99
Energía Recibida GWh	836.9	850.1	809.6	819.9	815.9	813.5	849.3
Precio Nodal Promedio S/./kWh	123.8	82.9	57.7	104.6	161.4	486.5	324.1
Liquidación Millones de sucres	103578	70498	46735	85726	131695	395798	275241

Tabla 3.5: Liquidación mensual de la energía vendida por los Generadores en el Mercado ocasional (continuación)

	Nov-99	Dic-99	Ene-00	Feb-00	Mar-00	Abr-00	Promedio
Energía Recibida GWh	827.6	871.9	851.1	823.2	888.1	864.9	840.1
Precio Nodal Promedio S/./kWh	690.9	387.4	520.2	498.6	110.5	105.3	281.1
Liquidación Millones de sucres	571765	337825	442714	410416	98113	91082	235476

En la tabla 3.5 se observa la energía global vendida en el Mercado Ocasional por los Generadores, el precio nodal promedio y su liquidación por este concepto mes a mes.

3.2.1.4.2 Remuneración de Energía a Generadores a Precio Distinto al de Mercado

Todos los Generadores que ingresan a operar como resultado del despacho económico diario programado, son remunerados al precio marginal horario, pero si a causa de una restricción operativa ingresa un generador no considerado en el despacho económico o algún generador debe mantenerse operando debido a una inflexibilidad en períodos que no es requerido por el sistema, a estos generadores se les remunera a su costo variable declarado siempre y cuando éste no sea inferior al precio marginal, lo dicho se expresa en la siguiente ecuación:

$$PENEMOGk_h = FNGk_h \times CVGk_h \times EBMOGk_h \qquad (3.7)$$

donde:

$EBMOGi_h$ = Energía bruta destinada a cubrir la restricción o la inflexibilidad.
$PENEMOGk_h$ = Remuneración al Generador a precio distinto al de Mercado.
$CVGk_h$ = Costo variable declarado por el Generador antieconómico k.

Los sobrecostos debidos a la operación de generadores antieconómicos a causa de las restricciones operativas e inflexibilidades están dados básicamente por la diferencia entre el precio marginal y el costo variable declarado por dichos generadores como se muestra en la ecuación siguiente :

$$SCOGk_h = EBMOGk_h \times FNGk_h \times CVGk_h - ENEGk_h \times FNGk_h \times PEM_h \quad (3.8)$$

donde:

$SCOGk_h$ = Sobrecosto de la restricción o inflexibilidad operativa producido al ser despachado o permanecer funcionando el Generador antieconómico k a la hora h

$ENEGk_h$ = Energía neta entregada por el Generador antieconómico k a la hora h

$FNGk_h$ = Factor de Nodo del Generador antieconómico k a la hora h

$CVGk_h$ = Costo variable declarado por el Generador antieconómico k

PEM_h = Precio de la Energía en la Barra de Mercado a la hora h del Predespacho.

Los sobrecostos debidos a restricciones operativas son pagados por el o los Agentes responsables de dichas restricciones. En la tabla 3.6 se observa la liquidación mensual a los Generadores por restricciones operativas.

Tabla 3.6: Liquidación mensual a los Generadores por Restricciones Operativas

	Abr-99	May-99	Jun-99	Jul-99	Ago-99	Sep-99	Oct-99
Egresos millones de sucres	0	0	0	0	1	3	50
Ingresos millones de sucres	1244	8536	6417	5808	2959	675	2140
	Nov-99	**Dic-99**	**Ene-00**	**Feb-00**	**Mar-00**	**Abr-00**	**Promedio**
Egresos millones de sucres	0	0	0	0	0	0	4.1
Ingresos millones de sucres	27	1644	156	424	9352	22644	4771.2

Los sobrecostos debidos a inflexibilidades durante la Etapa de Transición, son pagados por todos los Agentes que retiren energía durante las horas que se mantenga operando el o los generadores inflexibles, proporcionalmente a la cantidad de energía retirada por cada Agente. En la tabla 3.7 se observa la liquidación mensual a los Generadores por inflexibilidades operativas.

Tabla 3.7: Liquidación mensual a los Generadores por Restricciones Operativas

	Abr-99	May-99	Jun-99	Jul-99	Ago-99	Sep-99	Oct-99
Egresos millones de sucres	47	40	16	23	18	9	21.8
Ingresos millones de sucres	11436	11965	12093	12780	13628	4479	9108
	Nov-99	**Dic-99**	**Ene-00**	**Feb-00**	**Mar-00**	**Abr-00**	**Promedio**
Egresos millones de sucres	0	16	0	2	31	23	19.0
Ingresos millones de sucres	3	3259	6	661	11902	6964	7560.5

Puesto que durante el período de análisis no han existido los contratos a plazo, no ha sido necesario que los Generadores compren energía en el Mercado Ocasional para cumplir con sus obligaciones contractuales.

3.2.1.4.3 Pago de los Generadores por Consumo de Auxiliares

Aquellos Generadores que no hayan sido considerados en el despacho económico y por ende no ingresan a operar, pero que consuman energía del sistema para alimentar sus sistemas secundarios (auxiliares), pagan por este consumo de energía al precio horario de la energía en la Barra de Mercado, como se muestra en la figura siguiente:

$$PECAGi_h = FNGi_h \times PEM_h \times ECAGi_h \qquad (3.9)$$

donde:

$PECAGi_h$ = Pago por la energía consumida en auxiliares por el Generador i a la hora h

$FNGi_h$ = Factor de Nodo del Generador i a la hora h.

PEM_h = Precio de la energía en la Barra de Mercado a la hora h (S/./kWh).

$ECAGi_h$ = Energía consumida en auxiliares por el Generador i a la hora h

Tabla 3.8: Liquidación mensual a los Generadores por Consumo de Energía para Servicios Auxiliares

	Abr-99	May-99	Jun-99	Jul-99	Ago-99	Sep-99	Oct-99
Energía por Consumo de auxiliares GWh	2.71	2.57	0.96	1.37	1.10	0.87	1.84
Millones de sucres	312	201	48	139	200	361	635
	Nov-99	**Dic-99**	**Ene-00**	**Feb-00**	**Mar-00**	**Abr-00**	**Promedio**
Energía por Consumo de auxiliares GWh	2.78	3.80	2.03	1.58	2.57	2.77	2.07
Millones de sucres	1994	1452	1072	761	348	321	603.4

En la tabla 3.8 se presenta la liquidación mensual a los Generadores por consumo de energía para servicios auxiliares.

3.2.1.5 Liquidación de Las Transacciones de Energía de la Empresa de Transmisión

3.2.1.5.1 Remuneración Variable al Transmisor

La remuneración variable al Transmisor representa, de alguna manera, las pérdidas de energía en el Sistema de Transmisión. Se evalúa en base a la diferencia entre la energía neta entregada por los Generadores y la neta recibida por los Distribuidores y Grandes Consumidores, afectando a cada nodo del sistema por su respectivo precio nodal de la energía como se observa en la ecuación siguiente:

$$RVT_h = \left[\sum_{i=1}^{n} EeGi_h \times Fni_h \times PEM_h\right] - \left[\sum_{j=1}^{m} ErDj_h \times Fnj_h \times PEM_h\right] \qquad (3.10)$$

donde :

RVT_h = Remuneración variable al Transmisor en una hora h

$EeGi_h$ = Energía entregada por el Generador i en su nodo a la hora h

$ErDj_h$ = Energía recibida por el Distribuidor j en su nodo a la hora h

Fni_h = Factor de Nodo del Generador i a la hora h

Fnj_h = Factor de Nodo del Distribuidor i a la hora h

En conclusión la Remuneración Variable al Transmisor puede ser determinada simplemente como la diferencia entre el pago total de los Agentes receptores de energía y el ingreso total de los Agentes que entregan la energía.

En el período de estudio no se tuvieron contratos a plazo y la totalidad de energía se transó en el Mercado Ocasional, por lo tanto la remuneración variable al transmisor se calculó utilizando la siguiente ecuación:

$$RVTMO_h = PREMO_h - IVEMO_k \qquad (3.11)$$

donde:

$RVTMO_h$ = Remuneración Variable al Transmisor en el Mercado Ocasional en una hora h

$PREMO_h$ = Suma de los pagos de los Agentes receptores de energía en el Mercado Ocasional

$IVEMO_h$ = Suma de los ingresos de los Agentes vendedores de energía en el Mercado Ocasional

En la tabla 3.9 se presenta el cálculo de la remuneración variable al Transmisor aplicando la ecuación antes citada.

Tabla 3.9: Cálculo de la Remuneración Variable al Transmisor
(Millones de Sucres)

	Abr-99	May-99	Jun-99	Jul-99	Ago-99	Sep-99	Oct-99
Egreso Global por Energía de los Agentes Consumidores	108439	74018	48073	88138	135659	403080	280633
Ingreso Global por Energía de los Agentes Productores	103578	70498	46735	85726	131695	395798	275241
Remuneración Variable al Transmisor	4861	3520	1338	2412	3964	7282	5392

Tabla 3.9: Cálculo de la Remuneración Variable al Transmisor
. Millones de Sucres (continuación)

	Nov-99	Dic-99	Ene-00	Feb-00	Mar-00	Abr-00	Promedio
Egreso Global por Energía de los Agentes Consumidores	578431	343697	447329	415871	101545	94562	239960
Ingreso Global por Energía de los Agentes Productores	571765	337825	442714	410416	98113	91082	235476
Remuneración Variable al Transmisor	6666	5872	4614	5456	3433	3480	4484

3.2.1.5.2 Pago por Restricciones Operativas

Uno de los componentes más críticos del S.N.I. es el Sistema de Transmisión, la topología de la red y la capacidad, de algunos de sus elementos inferior, a la requerida por la demanda actual, son las causas principales de varias restricciones operativas que hacen necesario el ingreso de generadores no considerados en el despacho económico programado, para mejorar el perfil de voltaje de ciertas zonas o para aliviar la sobrecarga de algunos elementos del Sistema de Transmisión, especialmente transformadores. Los sobrecostos resultantes deben ser cubiertos por la Empresa de Transmisión. El pago de estos sobrecostos constituyen una señal para superar las restricciones operativas, pero no muy eficaz por ser bastante bajo, constituyendo en promedio el 0,8% de los egresos de los Actores del MEM y frente a sus ingresos esta penalización representa en promedio el 6,2%, entonces aparentemente al Transmisor le resulta más conveniente pagar la penalización que levantar las restricciones.

Las principales restricciones operativas del sistema de Transmisión, corresponden a las restricciones de transferencia por las subestaciones Pascuales y Salitral.

En la tabla 3.10 se observa la liquidación mensual al Transmisor por Restricciones Operativas.

Tabla 3.10: Liquidación mensual al Transmisor por Restricciones Operativas

	Abr-99	May-99	Jun-99	Jul-99	Ago-99	Sep-99	Oct-99
Millones de sucres	741	6394	5502	5595	2465	737	1836
	Nov-99	**Dic-99**	**Ene-00**	**Feb-00**	**Mar-00**	**Abr-00**	**Promedio**
Millones de sucres	420	1237	179	476	8998	18467	4081

3.2.1.6 Regulación No. CONELEC – 002/00 Restricciones e Inflexibilidades Operativas

La regulación CONELEC-002/00 aprobada el 17 de abril de 2000, tiene como objetivo determinar y asignar los sobrecostos de producción de las unidades de generación e importaciones, que por sus características técnicas deben permanecer en operación durante períodos en los cuales su costo variable de producción es superior al costo marginal en la Barra de Mercado.

Esta generación, incluida las importaciones, será calificada, en operación normal, como: obligatoria, forzada, inflexible o no solicitada, dependiendo de las condiciones bajo las cuales ingresan a la operación y cuyas definiciones se expresan en dicha regulación.

Los términos antes citados, comienzan a ser aplicados a partir de mayo de 2000, en las liquidaciones de energía realizadas por el CENACE, por lo que no influyen en el análisis que se realiza en el presente trabajo, enfocado al período abril 1999 – abril 2000.

3.2.2 LIQUIDACIÓN DE POTENCIA EN EL MEM

3.2.2.1 Liquidación a los Generadores

3.2.2.1.1 Liquidación de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición

En la etapa de Planeamiento Operativo se establece la Potencia Remunerable puesta a disposición PR, como la cantidad de potencia a ser considerada para cada central hidroeléctrica o unidad termoeléctrica en la liquidación de potencia.
No todos los generadores cumplen exactamente con su Potencia Remunerable puesta a disposición. A la potencia real disponible durante un mes se le denomina Potencia Media Puesta a Disposición PMPAD y es igual a la PR multiplicada por un factor de disponibilidad, como se observa en la siguiente ecuación:

$$PMPAD_{i,m} = PR_i * FD_{i,m} \qquad (3.12)$$

Además:

$$FD_{i,m} = \frac{HDIS_{i,m}}{HTOT} \qquad (3.13)$$

donde:

$PMPAD_{i,m}$	=	Potencia media puesta a disposición del generador i en el mes m.
$FD_{i,m}$	=	Factor de disponibilidad del generador g en el mes m.
$HDIS_{i,m}$	=	Horas de disponibilidad real de la unidad termoeléctrica o planta hidroeléctrica i en el mes m.
HTOT	=	Horas totales del mes.

La remuneración por potencia de un generador se obtiene mediante la siguiente ecuación:

REMGENPR = min(PR, PMPAD) * $Pp (3.14)

Donde:

$Pp es el precio unitario de la potencia, el cual es un valor definido por el CONELEC y puede cambiar mediante una fórmula de ajuste aprobada también por el CONELEC.

La PR es la potencia planificada y la PMPAD es la Potencia Media Puesta a Disposición resultante de la operación real. Si el generador está disponible durante todas las horas del mes, el factor de disponibilidad es igual a uno y PR es igual a PMPAD.

En la tabla 3.11 se presenta la Potencia Remunerable real, el precio unitario de la potencia y la liquidación mensual de la PR a los Generadores

Tabla 3.11: Liquidación mensual de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición

	Abr-99	May-99	Jun-99	Jul-99	Ago-99	Sep-99	Oct-99
PR a remunerar MW	1137	1144	1059	1024	940	1067	1346
Precio Unitario de Potencia S/./kW/mes	46124	46124	55366	59947	58124	59613	77189
Remuneración por PRPD	52443	52766	58633	61386	54637	63607	103920
	Nov-99	**Dic-99**	**Ene-00**	**Feb-00**	**Mar-00**	**Abr-00**	**Promedio**
PR a remunerar MW	1285	1292	2089	1917	1956	1867	1394
Precio Unitario de Potencia S/./kW/mes	65809	78678	88107	105491	105491	105491	73196
Remuneración por PRPD	84545	101683	184020	202220	206340	196951	109473

Se nota que la PRPD aumentó a partir de enero de 2000 por la aplicación de la Regulación 001/00, las unidades termoeléctricas son las que se han beneficiado

en mayor proporción del aumento y distribución de la PRPD, lo cual es conveniente desde el punto de vista de asegurar el abastecimiento de la demanda.

3.2.2.1.2 Precio Unitario de la Potencia

El precio unitario de la potencia puede cambiar en base a la siguiente ecuación de ajuste aprobada por el CONELEC:

$$\$Pp_N = \$Pp_A * FRm$$

Donde:
$\$Pp_N$ = Precio de la potencia nuevo
$\$Pp_N$ = Precio de la potencia del mes anterior
FRm = Factor de reajuste

$$FRm = TCm / Tco$$

Donde:
TCm = Es el precio promedio de venta del dólar americano correspondiente al mes de evaluación
TCo = Es el precio promedio de venta del dólar americano correspondiente al mes inmediatamente anterior

Tabla 3.12: Evolución del Precio Unitario de Potencia

S/./kW/mes						
Abr-99	**May-99**	**Jun-99**	**Jul-99**	**Ago-99**	**Sep-99**	**Oct-99**
46124	46124	55366	59947	58124	59613	77189
S/./kW/mes						
Nov-99	**Dic-99**	**Ene-00**	**Feb-00**	**Mar-00**	**Abr-00**	**May-00**
65809	78678	88107	105491	105491	105491	105491

3.2.2.1.3 Liquidación de la Reserva Adicional de Potencia

El CENACE define semanalmente el monto de potencia para reserva, de una lista de mérito proveniente de una licitación de generadores que no fueron considerados en la programación semanal.

El precio al que se remunera la Reserva Adicional de Potencia es aquel que resulte de la lista de mérito de los generadores calificados para reserva pero nunca es mayor que el precio unitario de potencia $Pp, al que se remunera la PR.

La remuneración a los generadores por Reserva Adicional de Potencia, se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$REMGENRAP = PRAP * \$Prap \qquad (3.15)$$

Donde la PRAP es la potencia considerada para la reserva de potencia y $Prap es el precio de la potencia en reserva cuyo valor debe ser menor o igual al precio de la potencia $Pp.

Son remunerados por Reserva Adicional de Potencia los generadores dentro de la lista de mérito, que no se les ha asignado Potencia Remunerable Puesta a Disposición.

3.2.2.1.4 Liquidación de la Regulación de Frecuencia

a) Liquidación de la Reserva para Regulación Primaria de Frecuencia

De acuerdo a la legislación vigente todos los generadores deben aportar reserva para Regulación Primaria de Frecuencia (RPF), por lo tanto no existe transacciones entre generadores y existe únicamente un pago o una remuneración cuando los generadores no cumplen con los requerimientos de potencia de reserva para RPF. Durante el período de estudio el CENACE ha definido como porcentaje óptimo de reserva de para RPF, 4% de la potencia

efectiva de cada unidad generadora en estación lluviosa y 3% para el período de estiaje.

La metodología para determinar el cumplimiento de la reserva y que se ejecute efectivamente la RPF, es la siguiente:

En operación normal se compara la Reserva Programada con la Reserva Real, con una tolerancia del 1% de su potencia efectiva; si se supera dicha tolerancia se considera que la unidad no reguló.

Las curvas de 10 s del sistema SPIDER, que si bien no son las más adecuadas, permiten determinar si la potencia de una unidad luego de una contingencia es diferente a la inicial en cuyo caso se evidencia su regulación.

Los registros que entregan los Agentes acerca de su participación en la regulación primaria de frecuencia, luego de situaciones anormales de operación y de emergencia.

Son remunerados al precio unitario de potencia SPp, al que se remunera la PR, los generadores que tienen exceso de potencia utilizable como reserva para RPF y cubren los déficit causados por los generadores que técnicamente no pueden cumplir con el porcentaje de potencia establecido por el CENACE para la regulación primaria de frecuencia.

Un Agente podría tender a no contribuir en la RPF para recibir una mayor remuneración por energía, aunque por ley deben operar con el regulador de velocidad libre, por lo cual es importante que el CENACE ejecute en períodos razonables auditorías técnicas a los Agentes.

Los generadores que no aportaron con el porcentaje de reserva regulante, deben pagar el monto a remunerar a los generadores que aportaron con un exceso de potencia para reserva regulante que cubrió su déficit.

b) Liquidación de la Regulación Secundaria de Frecuencia

El porcentaje de potencia asignado a la reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia RSF y los generadores que participan en ella son determinados por el CENACE. Durante todo el período objeto de análisis de este trabajo, la central hidroeléctrica Paute realizó la Regulación Secundaria de Frecuencia.

Durante el período de estudio, la potencia a ser remunerada por concepto de reserva para RSF, se determina como un porcentaje de la demanda horaria del sistema, se obtiene un promedio mensual de estos valores horarios y se liquida mensualmente al precio unitario de potencia. El porcentaje óptimo de reserva para RSF es 3% de la demanda del sistema en la estación seca y 3,2% en la estación lluviosa.

La remuneración por RSF se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$REMGENRSF = PRSF * \$Pp \qquad (3.16)$$

Donde la PRSF es la potencia considerada para Regulación Secundaria de Frecuencia y $Pp es el precio unitario de potencia al cual se remunera la PR. El precio al que se remunera la RSF debe ser mucho mas alto que el precio al que se remunera la RPF, pues la RSF debe ser realizada por generadores que cuenten con Control Automático de Generación lo cual implica una inversión bastante alta, pero hasta el momento se viene realizando manualmente por lo tanto no se ha visto la necesidad de una diferencia entre el precio al que se remunera la RPF y RSF.

En la tabla 3.13 se presenta la Potencia considerada para RSF y mediante su multiplicación por el precio unitario de potencia, se calcula el monto que deben pagar los Distribuidores por RSF.

Tabla 3.13: Liquidación de la Potencia para RSF

	Abr-99	May-99	Jun-99	Jul-99	Ago-99	Sep-99	Oct-99
Potencia considerada para RSF MW	35.9	35.5	36.35	35.59	35.49	36.82	37.13
Precio Unitario de Potencia S/./kW/mes	46124	46124	55366	59947	58124	59613	77189
Remuneración por RSF millones de sucres	1658	1639	2013	2134	2063	2195	2866

	Nov-99	Dic-99	Ene-00	Feb-00	Mar-00	Abr-00	Promedio
Potenia considerada para RSF MW	36.7	38.2	37.5	38.8	38.6	38.8	37.0
Precio Unitario de Potencia S/./kW/mes	65809	78678	88107	105491	105491	105491	73196
Remuneración por RSF millones de sucres	2415	3005	3305	4093	4072	4093	2735

3.2.2.1.5 Liquidación de Arranque – Parada[191]

Son objeto de liquidación los arranques en frío de las unidades turbo – vapor cuando por causas operativas el CENACE ha visto la necesidad de parar este tipo de unidades y solicitar su arranque antes de 48 horas; si se solicita un arranque cuando la unidad ha permanecido parada por un período menor a 48 horas, se considera un arranque en caliente y no es objeto de remuneración. El costo de arranque – parada es declarado estacionalmente por el Agente Generador.

La remuneración a los generadores por concepto de arranque – parada, se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$REMGENA\&P = N * \$CAP \qquad (3.17)$$

Donde N es el número de arranques - paradas en frío de una unidad turbo-vapor y $CAP es el costo de arranque - parada declarado por el generador.

Tabla 3.14: Costos Pagados de Arranque y Parada de Unidades Turbo Vapor (Sucres)

	UNIDAD	OCTUBRE	DICIEMBRE	ENERO	MARZO
TRINITARIA					582,252,750
TERMOESMERALDAS	U1	180,515,712		63,085,112	
G. ZEVALLOS	U1		63,085,112		

Para todos los casos de la tabla 3.14, N es igual a la unidad.

3.2.2.1.6 Remuneración Total por Potencia a los Generadores

Con las remuneraciones anteriores se establece el valor total a remunerar por potencia REMPOT a los generadores i de la siguiente forma:

$$REMPOT = \sum_i REMGENPR_i + \sum_i REMGENRSF_i + \sum_i REMGENA\&P_i + \sum_i REMGENRAP_i \quad (3.18)$$

En el valor total a remunerar no se considera los cobros o pagos por concepto de RPF, ya que esta es una liquidación entre generadores.

3.2.2.2 Liquidación a los Distribuidores

Para determinar el pago de los diferentes valores por potencia, por los Distribuidores a los Generadores, se establece el Cargo Equivalente de Energía CEP, definido de la siguiente manera:

$$CEP = \frac{REMPOT}{ENERTODEM_{media,punta}} \ [S/./kWh] \quad (3.19)$$

Donde:

REMPOT es el valor total a remunerar por potencia a todos los generadores $ENERTODEM_{media,\ punta,}$ es la energía total demandada por los Agentes Distribuidores en horas de demanda media y punta en sus barras de recepción.

Para cada Distribuidor i el pago por potencia sería:

$$PAGODIS_i = ENERTODEM_{media,\ punta\ i} * CEP \qquad (3.20)$$

Donde:
$ENERTODEM_{media,\ punta\ i}$ es la energía total demandada por el Distribuidor i en horas de demanda media y punta en sus barras de recepción.

En la tabla 3.15 se presenta la remuneración total por potencia, la energía consumida en demanda media y punta y el cargo equivalente por potencia.

Tabla 3.15: Asignación del Pago por Potencia que los Distribuidores hacen a los Generadores

	Abr-99	May-99	Jun-99	Jul-99	Ago-99	Sep-99	Oct-99
Pago Total por Potencia millones de sucres	58274	54480	60650	63536	56680	65825	106966
Energía en Demanda media y punta GWh	472.5	458.0	465.3	460.6	451.2	469.2	471.5
Cargo Equivalente de Potencia S/./kWh	123.3	119.0	130.4	138.0	125.6	140.3	226.9
	Nov-99	**Dic-99**	**Ene-00**	**Feb-00**	**Mar-00**	**Abr-00**	**Promedio**
Pago Total por Potencia millones de sucres	87022	104754	187712	192652	210218	201996	111599.7
Energía en Demanda media y punta GWh	458.4	499.1	386.6	465.9	484.0	547.9	468.5
Cargo Equivalente de Potencia S/./kWh	189.8	209.9	485.5	413.5	434.4	368.7	238.9

En la figura 3.5 se observa un diagrama de flujo del proceso de Liquidación de Potencia en el MEM.

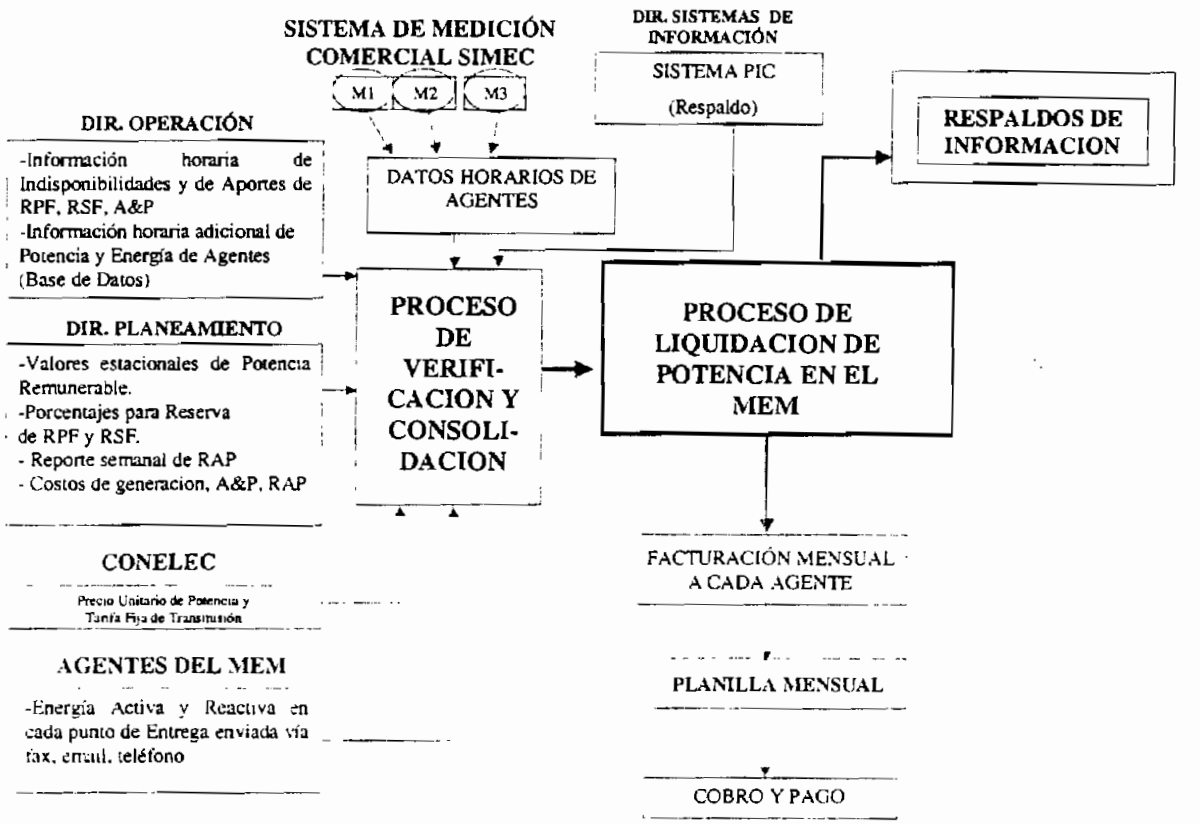


Figura 3.5 : Diagrama de Flujo del Proceso de Liquidación de Potencia en el MEM

3.2.2.3 Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM

En la Regulación del CONELEC 009/99 se establece que cada Agente del MEM debe suministrar potencia reactiva con su propios equipos de tal manera de cumplir con los niveles de voltaje requeridos. Si por alguna causa dichos equipos no operan o son insuficientes, el CENACE determinará la operación de equipos adicionales para cumplir con dicho voltaje. Los Agentes que aporten con potencia reactiva adicional serán remunerados y los costos serán asumidos por el Agente que no puede abastecer la potencia reactiva establecida.

Tabla 3.16: Costos Variables y Fijos de la Producción de Reactivos de Compensadores Síncronos

MES	CENTRAL	UNIDADES	COSTO VARIABLE	COSTO FIJO
			S/./kVARh	S/./kVAR/mes
SEPTIEMBRE-99	STA ROSA	U1	24.63	19,318
		U2	24.63	11,317
OCTUBRE-99	STA ROSA	U1	30.64	21,964
		U2	30.64	21,964
NOVIEMBRE-99	STA ROSA	U1	41.71	28,439
		U2	41.71	28,439
DICIEMBRE-99	STA ROSA	U1	51.28	32,793
		U2	51.28	32,793
ENERO-00	STA ROSA	U1	48.25	3,020
		U2	48.25	3,020
FEBRERO-00	STA ROSA	U1	51.85	4,037
		U2	51.85	4,037
	ECUAPOWER	STA ELENA	150.45	7,788
		SDU1	95.06	16,923
		SDU2	95.06	7,762
MARZO-00	STA ROSA	U1	52.99	4,170
		U2	52.99	4,170
	ECUAPOWER	STA ELENA	151.59	8,200
		SDU1	96.2	17,818
		SDU2	96.2	8,173

La magnitud de Potencia Reactiva Remunerable Disponible constituye aquella potencia reactiva, inductiva y capacitiva, puesta a disposición por cada Agente, una vez que haya cumplido con los parámetros o índices obligatorios de calidad y que posea un equipo exclusivo para el control de voltaje. La magnitud de potencia reactiva puesta a disposición por cada Agente a ser utilizada, la determinará el CENACE, dentro de la Planificación Operativa y Despacho Económico.

Los costos de producción de la potencia reactiva se calcularán en base a costos fijos y costos variables declarados por los Agentes propietarios; y, se muestran en la tabla 3.16.
Los costos fijos se representan por el precio unitario de la potencia reactiva que es declarado por el Agente propietario y corresponde al costo unitario mensual del capital y los costos fijos de operación y mantenimiento únicamente de los equipos que funcionan para producir potencia reactiva.

Se entiende por costos variables aquellos que cambian en función del período de operación u horas de funcionamiento de los equipos destinados exclusivamente para el control de voltaje.

En la tabla 3.17 se presenta la liquidación de potencia reactiva que inició en noviembre de 1999, de acuerdo a la Regulación 009/99.

Tabla 3.17: Liquidación de Potencia Reactiva a los Distribuidores y al Transmisor

	Nov-99	Dic-99	Ene-00	Feb-00	Mar-00	Abr-00
Pago del Transmisor por Reactivos, millones de sucres	2431	4442	426	1101	1484	2869
Pago del Distribuidor por Reactivos, millones de sucres	401	205	140	153	173	342

3.2.2.4 Remuneración por Tarifa Fija de Transmisión

Los Distribuidores deben saldar las obligaciones económicas que implica el transporte de la energía hasta sus puntos de recepción a través del Sistema de Transmisión.

Hasta octubre de 1999, la remuneración mensual al transmisor se calculó como la multiplicación entre la energía retirada por cada distribuidor en su barra de recepción y la Tarifa Fija de Transmisión fijada por el CONELEC para ese mes.
El cobro a cada distribuidor i por la Tarifa Fija de Transmisión se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$COBRODIS_i = Eentregada_i * TFT \quad (3.21)$$

Donde:

$Eentregada_i$ es la energía entregada a cada distribuidor i en su barra de recepción.
TFT, es la Tarifa Fija de Transmisión

La resolución del CONELEC No. 123 de octubre de 1998, en el literal 3, establece que la Tarifa de Transmisión será de S/.47,61/kWh transportado, independientemente de los puntos de entrega y recepción.

En el artículo 22 del Reglamento de Tarifas se establece que la Tarifa Fija de Transmisión será reajustada automáticamente en base a fórmulas aprobadas por el CONELEC. Los reajustes se harán efectivos siempre y cuando los resultados de dichas fórmulas reflejen una variación acumulada de costos superior al 5% en más o en menos[9].

La fórmula utilizada para el ajuste de la Tarifa Fija de Transmisión, es la siguiente:

$$TT_{NUEVA} = FRT_m * TT_{ANTERIOR} \quad (3.22)$$

Donde:

TT_{NUEVA} = Tarifa de Transmisión nueva
$TT_{ANTERIOR}$ = Tarifa de Transmisión del mes anterior
FRT_m = Factor de reajuste en el mes m

$$FRT_m = \alpha_1 * TC_m / Tc_0 + \alpha_2 * IPCU_m / IPCU_0 \quad (3.23)$$

Donde:

TC_m = Precio promedio de venta del dólar americano correspondiente al mes m.

TC_0 = Precio promedio de venta del dólar americano correspondiente al mes inmediatamente anterior

α_1, α_2 = Coeficientes de ponderación, $\alpha_1 + \alpha_2 = 1$

$IPCU_m$ = Indice general de precios al Consumidor para el mes m

$IPCU_0$ = Indice general de precios al Consumidor para el mes anterior

El CONELEC envió un oficio al CENACE en que solicita que en base al artículo 22 del Reglamento de Tarifas, la liquidación de los cargos por transporte y conexión sean calculados con base en la demanda máxima mensual no coincidente a una tarifa inicial para noviembre de S/.32 268/kW de demanda máxima no coincidente en cada Distribuidor. En la tabla 3.18 se observa la variación de la Tarifa Fija de Transmisión, la energía transportada, la demanda máxima no coincidente y el ingreso por cargos fijos del Transmisor.

Tabla 3.18: Remuneración por Tarifa Fija de Transmisión

	Abr-99	May-99	Jun-99	Jul-99	Ago-99	Sep-99	Oct-99
Energía Transportada GWh	677.3	693.4	688.0	690.2	689.8	651.7	704.6
S/./kWh por kWh Transportado	47.61	64.98	64.98	70.93	75.78	75.78	75.78
Ingreso por cargos fijos millones de sucres	32244	45056	44707	48954	52274	49386	53396
	Nov-99	**Dic-99**	**Ene-00**	**Feb-00**	**Mar-00**	**Abr-00**	**Promedio**
Demanda máxima no coincidente MW	1821.3	1842.9	1804.3	1793.0	1840.4	1840.9	1211
S/./kW de Demanda Máxima no Coincidente	32268	37620	41309	48840	48840	48840	19861
Ingreso por cargos fijos millones de sucres	58769	69330	74534	87570	89883	89910	61232

3.2.3 ANÁLISIS DE LA RECUPERACIÓN DE LA FACTURACIÓN DE LOS DISTRIBUIDORES Y PAGOS REALIZADOS A LOS GENERADORES Y TRANSELECTRIC

3.2.3.1 Facturación y Cobro de Transacciones en el MEM

En el artículo 36 del Reglamento de Funcionamiento del MEM se expresa que luego de concluido el proceso de liquidación y la elaboración y publicación de los reportes de transacciones comerciales correspondiente al mes anterior, el CENACE procederá a elaborar y emitir una factura a cada uno de los Agentes del MEM. Esta factura será entregada en los primeros diez días del mes correspondiente.

La factura contiene el reporte de todas las transacciones que hayan sido liquidadas en cada día del mes inmediatamente anterior, así como los pagos y saldos correspondientes, incluyendo los cargos del transmisor, de las facturas se deduce a cada Agente el aporte para el funcionamiento del CENACE y los cargos que el CONELEC hubiere determinado por incumplimiento de la calidad del servicio.

En la tabla 3.19 se observa la facturación a los Distribuidores mes a mes en el período abril 1999 – abril 2000. En esta facturación se ha descontado el monto que deben recibir los Generadores no escindidos de las Empresas de Distribución.

b) Acuerdos Internos Establecidos por el Fondo de Solidaridad

De acuerdo a las Actas del 25 de noviembre de 1999 y del 7 de febrero de 2000, los Agentes del MEM que pertenecen al Fondo de Solidaridad acordaron solicitar al CENACE una reliquidación de las transacciones de energía para el período septiembre 1999 – febrero de 2000 con el fin de reducir los montos a pagar por los Distribuidores, en vista de que su saldo por pagar al MEM era bastante alto.

Tabla 3.19: Facturación a los Distribuidores descontando su aporte como Generadores en el Período Abril 1999 - Abril 2000 (Millones de Sucres)

	EMPRESAS DISTRIBUIDORAS	Abr-99	May-99	Jun-99	Jul-99	Ago-99	Sep-99	Oct-99
1	AMBATO S.A.	5,860	5,534	5,302	6,390	7,837	11,457	12,583
2	AZOGUES C.A.	917	855	753	1,015	1,230	1,769	1,864
3	BOLIVAR S.A.	842	807	810	968	1,149	1,672	1,795
4	COTOPAXI S.A.	2,501	2,675	2,765	3,274	3,263	5,201	5,870
5	ESMERALDAS S.A.	4,506	4,494	4,186	5,751	6,640	8,847	9,687
6	LOS RIOS C.A.	4,298	4,419	4,000	4,981	5,870	8,489	9,664
7	REG. MANABI S.A.	13,814	12,879	11,642	15,374	19,177	26,382	30,175
8	MILAGRO C.A.	7,353	6,980	6,326	8,361	10,050	13,935	16,420
9	QUITO S.A.	39,310	36,429	35,838	46,701	54,303	81,124	89,444
10	REG. CENTRO SUR S.A.	4,569	4,967	5,872	6,058	6,668	4,928	14,593
11	REGIONAL SUR S.A.	2,594	2,714	2,402	3,156	3,753	4,949	6,371
12	EL ORO S.A.	8,584	7,706	6,683	8,497	10,204	14,356	17,083
13	RIOBAMBA S.A.	1,972	1,868	1,989	2,323	2,478	3,366	4,166
14	PEN. DE STA. ELENA C.	4,464	4,068	3,969	5,025	5,670	8,279	10,462
15	SANTO DOMINGO S.A.	4,675	4,457	4,146	5,528	6,668	9,310	10,519
16	EMELEC	62,275	54,350	53,805	60,533	73,644	126,801	129,549
17	EMELGUR S.A.	16,220	15,187	14,157	18,055	21,581	31,152	34,831
18	REG. NORTE S.A.	5,205	5,140	4,620	5,948	7,629	10,297	8,214
	TOTAL	189,958	175,527	169,264	207,938	247,813	372,314	413,291

	EMPRESAS DISTRIBUIDORAS	Nov-99	Dic-99	Ene-00	Feb-00	Mar-00	Abr-00	TOTAL
1	AMBATO S.A.	16,890	16,106	9,357	16,788	12,436	11,783	136,541
2	AZOGUES C.A.	2,589	2,641	3,120	2,693	1,935	1,881	21,381
3	BOLIVAR S.A.	2,567	2,654	3,052	2,403	2,012	1,828	20,732
4	COTOPAXI S.A.	3,637	7,686	9,804	9,824	7,129	7,144	68,629
5	ESMERALDAS S.A.	12,146	12,603	15,412	13,349	9,868	9,367	107,487
6	LOS RIOS C.A.	12,586	11,632	14,191	11,352	8,268	8,545	99,750
7	REG. MANABI S.A.	40,195	40,148	49,003	39,382	28,422	27,146	326,595
8	MILAGRO C.A.	21,842	20,333	24,019	19,564	13,185	12,842	168,369
9	QUITO S.A.	122,231	113,950	141,362	122,964	91,718	84,585	975,373
10	REG. CENTRO SUR S.A.	18,470	21,307	22,226	17,326	22,353	21,335	149,338
11	REGIONAL SUR S.A.	8,418	8,285	9,170	7,090	5,201	5,072	64,103
12	EL ORO S.A.	22,601	22,115	27,296	22,977	17,182	16,048	185,284
13	RIOBAMBA S.A.	7,151	7,427	10,091	8,203	6,902	6,171	57,938
14	PEN. DE STA. ELENA C.	13,697	13,955	17,096	16,064	11,339	10,451	114,088
15	SANTO DOMINGO S.A.	13,428	13,373	15,910	13,383	9,900	9,316	111,297
16	EMELEC	206,153	182,404	236,967	213,008	119,957	109,955	1,519,446
17	EMELGUR S.A.	45,224	43,124	53,260	43,597	31,617	31,200	368,005
18	REG. NORTE S.A.	11,297	13,122	18,484	15,128	12,058	11,653	117,141
	TOTAL	586,125	552,865	689,823	595,095	411,483	386,323	4,997,819

La metodología para la reliquidación consistió en establecer acuerdos, para que la totalidad de energía de los Generadores que son propiedad del fondo de Solidaridad, se venda proporcionalmente a los Distribuidores a un precio fijo de S/.288/kWh en el período septiembre 1999 – febrero de 2000. La energía vendida en el Mercado Ocasional corresponde a la producida por: ECUAPOWER, ELECAUSTRO, ELECTOECUADOR, ELECTROQUIL, ENERGYCORP e HIDRONACIÓN.

En promedio durante el período septiembre 1999 – febrero de 2000 el 84% de la energía recibida por los Distribuidores se consideró contratada al precio antes citado, mientras que el 16% fue energía comprada en el Mercado Ocasional liquidada mediante el proceso normal y explicado en este capítulo.

Tabla 3.20: Reliquidación por Acuerdos Internos Establecidos por el Fondo de Solidaridad (Millones de Sucres)

EMPRESAS DISTRIBUIDORAS	SEPTIEMBRE 99		OCTUBRE 99		NOVIEMBRE 99		DICIEMBRE 99		ENERO 00		FEBRERO 00	
	Valor facturado	Valor Refacturado	Valor facturado	Valor Refacturado	Valor facturado	Valor Refacturado	Valor facturado	Valor Refacturado	Valor facturado	Valor Refacturado	Valor facturado	Valor Refacturado
AMBATO S.A.	15,127	11,457	13,269	12,583	23,171	16,890	18,142	16,106	22,922	19,357	20,197	16,788
AZOGUES C.A.	2,352	1,769	1,923	1,864	3,550	2,589	2,931	2,641	3,739	3,120	3,289	2,693
BOLIVAR S.A.	2,172	1,672	1,863	1,795	3,394	2,567	2,913	2,654	3,556	3,052	2,829	2,403
COTOPAXI S.A.	8,829	5,201	6,169	5,870	11,546	8,637	8,486	7,696	11,298	9,804	11,649	9,824
ESMERALDAS S.A.	10,967	8,847	9,721	9,667	15,881	12,145	13,720	12,603	17,784	15,412	15,643	13,349
LOS RIOS C.A.	11,447	8,489	10,212	9,664	17,406	12,586	13,099	11,632	17,090	14,191	14,011	11,352
REG. MANABI S.A.	37,726	26,382	33,470	30,175	56,527	40,195	46,312	40,148	60,921	49,003	50,325	39,382
MILAGRO C.A.	18,720	13,935	17,411	16,420	30,238	21,842	22,968	20,333	29,171	24,019	24,307	19,564
QUITO S.A.	108,376	81,124	93,559	89,444	162,571	122,231	126,823	113,950	163,019	141,362	146,092	122,964
REG. CENTRO SUR S.A.	11,283	4,928	21,343	20,389	40,577	29,610	31,946	28,548	42,253	35,269	36,584	29,947
REGIONAL SUR S.A.	8,313	4,949	6,767	6,371	11,351	8,418	9,237	8,265	10,854	9,170	8,387	7,090
EL ORO S.A.	19,793	14,356	18,612	17,083	31,878	22,601	25,421	22,115	33,849	27,296	29,385	22,977
RIOBAMBA S.A.	3,855	3,366	4 161	4.166	8,901	7,151	8,006	7,427	11,266	10,091	9,313	8,203
PEN. DE STA. ELENA C.A.	11,202	9,279	11,105	10,462	18,852	13,697	15,695	13,955	20,626	17,096	19,819	16,064
SANTO DOMINGO S.A.	12,480	9,310	11,133	10,519	18,423	13,428	15,049	13,373	19,024	15,910	16,412	13,393
EMELEC	126,801	126,801	129,549	129,549	206,153	206,153	182,404	182,404	236,967	236,967	213,008	213,008
EMELGUR S.A.	41,643	31,152	36,533	34,831	62,073	45,224	48,232	43,124	63,937	53,260	53,771	43,597
REG. NORTE S.A.	14,268	10,297	7,996	9,214	13,943	11,297	14,164	13,122	21,457	18,484	17,966	15,128
TOTAL	461,353	372,314	434,797	419,086	736,437	597,263	605,550	560,105	789,733	702,865	692,987	607,715

En la tabla 3.20 se observan los resultados de la reliquidación realizada por los acuerdos internos entre Agentes establecidos por el Fondo de Solidaridad. En el período septiembre 1999 – febrero 2000 el monto facturado originalmente a los Distribuidores se redujo en 461,5 miles de millones de sucres que equivale al 12,4% de la facturación original en ese período.

En la tabla 3.21 se observa la Recuperación Acumulada de la Facturación a los Distribuidores, durante todo el período abril 1999 – abril 2000. Esta tabla incluye los pagos realizados hasta el 20 de Junio de 2000.

El monto facturado a los Distribuidores, descontando su aporte como Generadores, hasta abril de 2000 asciende a 4 997,8 miles de millones de sucres(199,2 millones de dólares) de los cuales se ha cancelado 1 553,5 miles de millones de sucres (62,1 millones de dólares) correspondientes al 31,1% de la facturación, con un saldo pendiente de 3 444,3 miles de millones de sucres (137,7 millones de dólares) equivalentes al 68,9% de la facturación. En la facturación se toma en cuenta la reliquidación realizada por acuerdos entre los Generadores y Distribuidores.

Tabla 3.21: Recuperación Acumulada de la Facturación a los Distribuidores, durante el período abril 1999 – abril 2000

	EMPRESAS DISTRIBUIDORAS	ACUMULADO		Pagos Acumulados			Saldo Acum por Pagar	% Acum por Pagar
		Valor a pagar	% participación.	Transelectric (2)	CENACE	TOTAL		
1	AMBATO S.A.	148,323,609,115	2.97	5,488,000,000	112,675,849,712	118,163,849,712	30,159,759,403	20.3%
2	AZOGUES C.A.	23,261,844,822	0.47	-	18,940,845,952	18,940,845,952	4,321,198,869	18.6%
3	BOLIVAR S.A.	22,560,003,612	0.45	-	5,167,958,108	5,167,958,108	17,392,045,504	77.1%
4	COTOPAXI S.A.	75,773,462,056	1.52	-	35,602,527,493	35,602,527,493	40,170,934,562	53.0%
5	ESMERALDAS S.A.	116,854,121,030	2.34	-	11,907,000,000	11,907,000,000	104,947,121,030	89.8%
6	LOS RIOS C.A.	108,294,991,318	2.17	-	6,507,766,727	6,507,766,727	101,787,224,591	94.0%
7	REG. MANABI S.A.	353,740,347,399	7.08	6,000,000,000	39,835,156,891	45,835,156,891	307,905,190,508	87.0%
8	MILAGRO C.A.	181,211,070,657	3.63	-	52,612,117,626	52,612,117,626	128,598,953,031	71.0%
9	QUITO S.A.	1,059,957,196,494	21.21	48,405,161,840	572,831,628,676	621,236,790,516	438,720,407,979	41.4%
10	REG. CENTRO SUR S.A.	170,672,996,563	3.41	-	138,630,999,657	138,630,999,657	32,041,996,906	18.8%
11	REGIONAL SUR S.A.	69,174,821,317	1.38	2,593,660,070	27,158,413,049	29,752,073,119	39,422,748,198	57.0%
12	E. ORO S.A.	201,332,586,115	4.03	-	41,174,543,586	41,174,543,586	160,158,042,529	79.5%
13	RIOBAMBA S.A.	64,109,039,033	1.28	-	20,908,675,255	20,908,675,255	43,200,363,779	67.4%
14	PEN. DE STA. ELENA C.A.	124,538,813,090	2.49	8,531,489,384	53,831,077,017	62,362,566,401	62,176,246,689	49.9%
15	SANTO DOMINGO S.A.	120,813,778,153	2.41	4,674,834,922	57,910,832,504	62,585,667,426	58,028,110,727	48.1%
16	EMELEC	1,629,400,906,586	32.60	-	156,000,000,000	156,000,000,000	1,474,400,906,586	90.5%
17	EMELGUR S.A.	399,205,279,437	7.99	-	83,199,830,092	83,199,830,092	316,005,449,345	79.2%
18	REG. NORTE S.A.	128,794,317,096	2.58	-	43,898,352,255	43,898,352,255	84,895,964,841	65.9%
	TOTAL	4,997,819,186,893	100.00	75,693,146,216	1,477,793,374,601	1,553,486,520,816	3,444,332,665,076	68.9%
Porcentajes de Pagos y Saldos Totales				1.5%	29.6%	31.1%	68.9%	

(1) Estos valores incluyen la refacturación realizada para el período septiembre 1999 - febrero 2000 a solicitud del Fondo de Solidaridad
(2) Abonos realizados a Transelectric por algunos Distribuidores, por consumo de energía en los meses de abril y mayo de 1 999

Se observa que el saldo por pagar de los Distribuidores es alto debido al desfase existente entre las tarifas a usuario final y el precio de la energía en el MEM. El costo de la electricidad a los Distribuidores promedio en el período abril 1999 – abril 2000, que incluye el valor de: energía, potencia, transmisión, restricciones operativas, el costo de los contratos que el Ex – INECEL suscribió con algunos Generadores Privados y el Valor Agregado de Distribución, es de US$ cents 5,73/kWh, mientras que la tarifa a usuario final fue en promedio US$ cents 3,12/kWh lo cual da como resultado un déficit promedio de US$ cents 2,61/kWh que al multiplicarlos por los 10 498 GWh que compraron los Distribuidores al MEM se obtiene un déficit de 274 millones de dólares.

Mediante el siguiente cálculo realizado en la Dirección de Transacciones Comerciales se puede determinar que en promedio los distribuidores pudieron pagar aproximadamente el 70% de su facturación en el MEM. Al multiplicar la energía entregada a cada distribuidor por su recuperación de cartera y su tarifa a usuario final se determina aproximadamente el dinero que recibieron del usuario final. Al multiplicar el VAD por la energía entregada a cada distribuidor se obtiene el monto con el cual debían quedarse. Al restar los dos montos anteriores se obtiene el monto que debían abonar a los Generadores y TRANSELECTRIC, que comparado con la facturación a los Distribuidores en el MEM se aproxima al 70% de la misma.

Durante los meses de abril y mayo de 1999, las transacciones económicas se canalizaron a través de TRANSELECTRIC, mientras el CENACE realiza la administración de los aspectos técnicos y de programación operativa del MEM, razón por la cual algunos Distribuidores realizaron sus pagos a esta entidad. A partir del 1 de julio de 1999 el CENACE asume plenamente la administración técnica y comercial del MEM a través del contrato de fideicomiso suscrito con la Corporación Financiera Nacional, que si bien no garantizó la recaudación, permitió viabilizar el sistema de cobros y pagos entre los Agentes del MEM.

En la figura 3.6 se observa el incremento mes a mes del monto facturado, los pagos y el saldo por parte de los Distribuidores en el MEM. El monto facturado mensual promedio es de 384,45 miles de millones de sucres, el mayor monto facturado corresponde al mes de enero de 2000 con un valor de 689,8 miles de millones de sucres, el menor monto facturado corresponde al mes de junio de 1999 con un valor de 169,3 miles de millones de sucres; debe anotarse que el 32,6% del monto facturado en el período corresponde a EMELEC y el 21,2% a la Empresa Eléctrica Quito, ya que son las empresas con mayor demanda de energía del país. El monto mensual promedio pagado por los Distribuidores es de 119,5 miles de millones de sucres, el mayor monto pagado corresponde al mes de noviembre de 1999 con un valor de 214,3 miles de millones de sucres.

A partir de septiembre de 1999 el monto mensual pagado por los Distribuidores es inferior al 50% de su facturación mensual, los Distribuidores que mejor han cumplido con sus obligaciones y sus respectivos porcentajes de pago, respecto a la facturación en el período de estudio son: Azogues C.A. 81,4%, Regional Centro Sur S.A. 81,2%, Ambato S.A. 79,7% y Quito S.A. 58,6%.
Los Distribuidores que no han cumplido con sus obligaciones y sus respectivos porcentajes de pago, respecto a la facturación en el período de estudio son: Los Ríos C.A. 6%, EMELEC 9,5% y Esmeraldas S.A. 10,2%.

En la figura 3.7 se observa el pago realizado a los Generadores y TRANSELECTRIC durante el período abril 1999 – abril 2000 hasta el 20 de junio de 2000; el monto mensual abonado por los Distribuidores, es repartido entre los Generadores y TRANSELECTRIC, por lo tanto, el monto global de pagos a los Generadores en el período de estudio tiene el comportamiento ya analizado anteriormente para los Distribuidores.

Los generadores con mayores porcentajes de participación en el valor total a cobrar son: HIDROPAUTE 26,1%, ELECTROGUAYAS 20,6%, ELECTROQUIL 11% e HIDRONACION 6,8%.

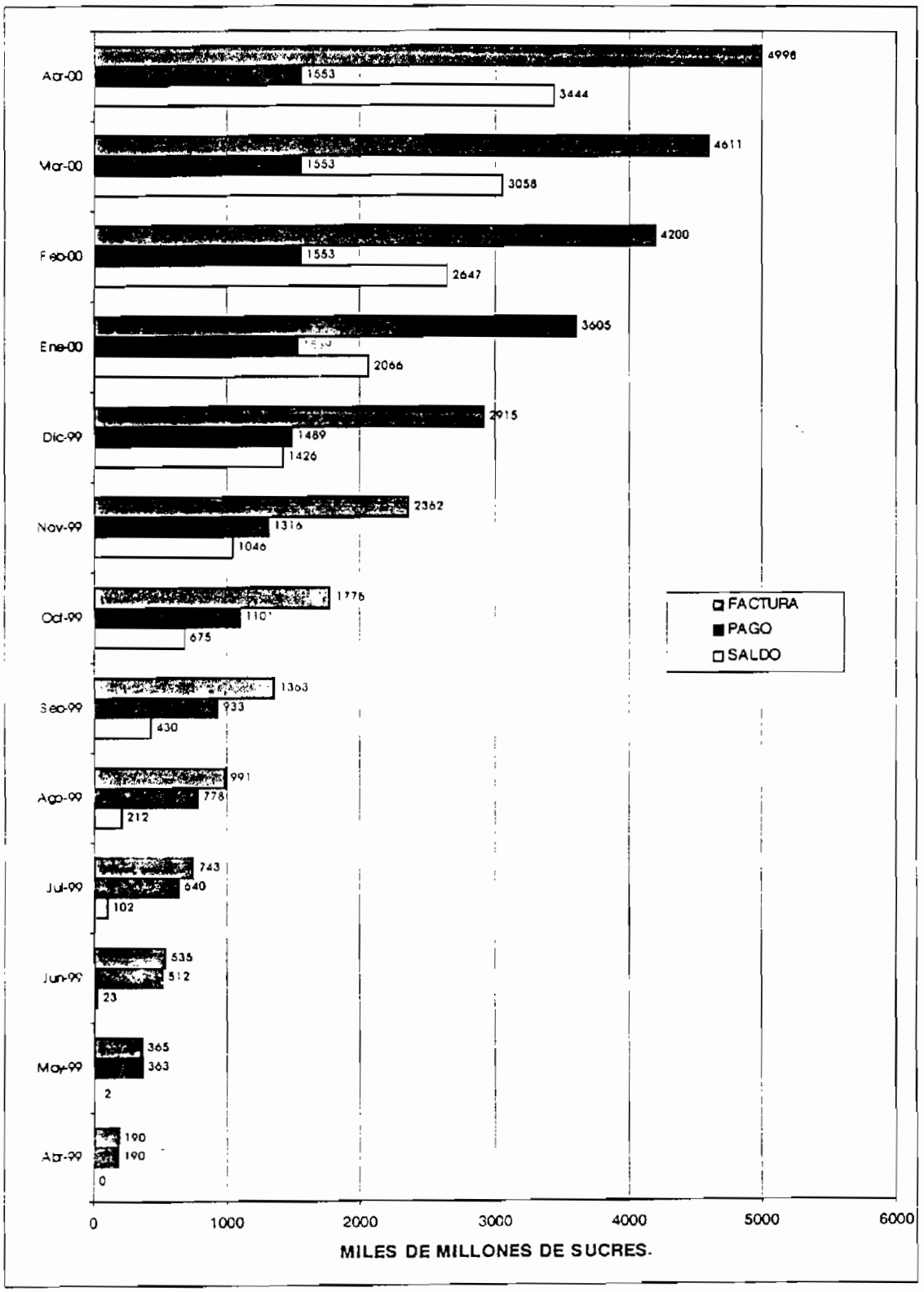


Figura 3.6: Recuperación Acumulada de la Facturación a los Distribuidores en el MEM en el Período Abril 1999 - Abril 2000 hasta el 20 de Junio de 2000

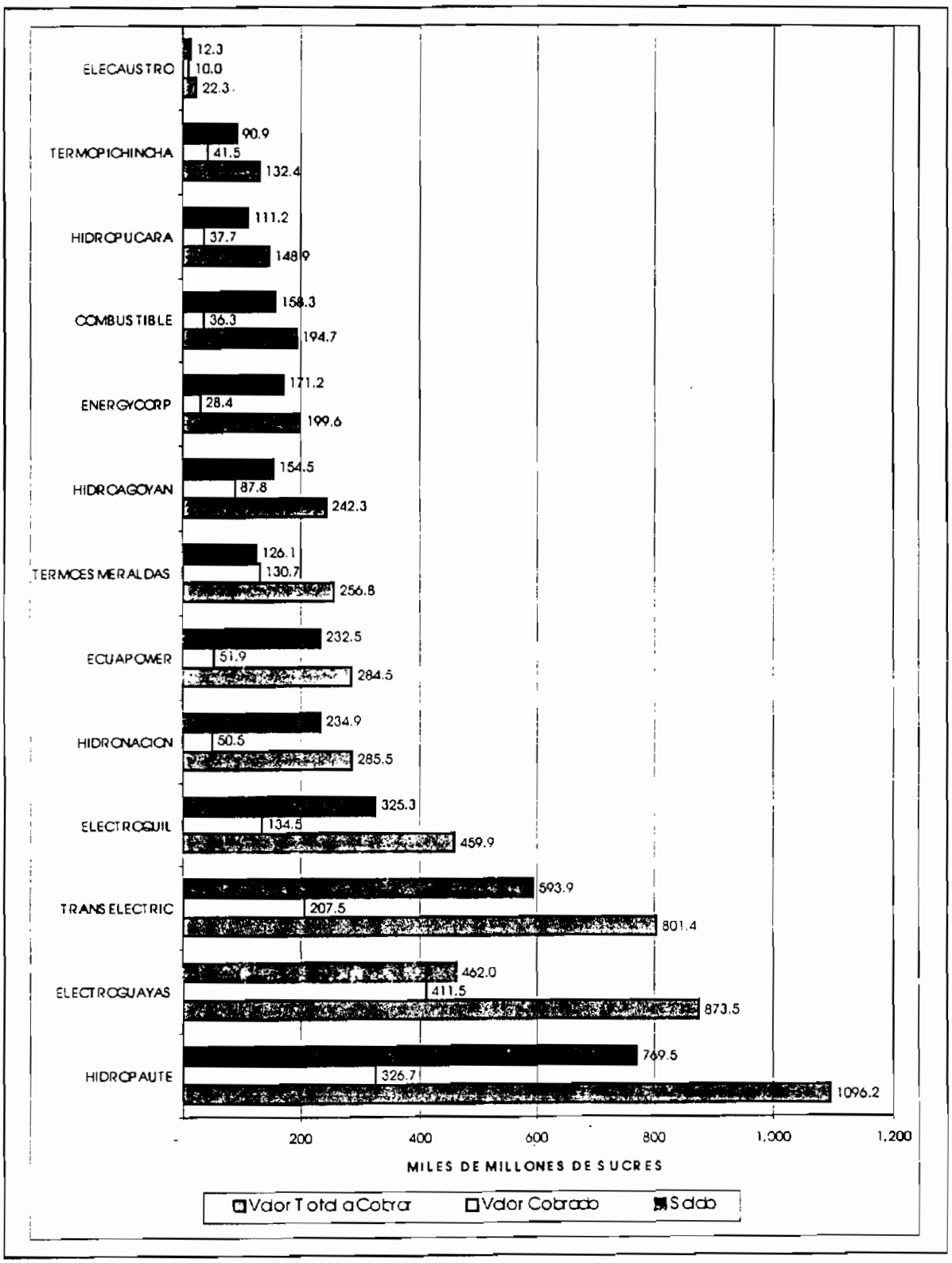


Figura 3.7: Pagos Acumulados a los Generadores y TRANSELECTRIC en el Período Abril 1999 - Abril 2000 hasta el 20 de Junio de 2000

Los generadores con menores porcentajes de participación en el valor total a cobrar son: ELECAUSTRO 0,5%, TERMOPICHINCHA 3,2% e HIDROPUCARA 3,5%.

Se nota que un rubro importante corresponde al combustible de los Generadores Privados, que según los contratos suscritos con ex INECEL se establece que el contratante debe pagar el combustible utilizado en la operación de estos generadores.

Tabla 3.22: Pagos Realizados a los Generadores y TRANSELECTRIC Durante el Período Abril 1999 - Abril 2000

MILES DE MILLONES DE SUCRES					
EMPRESAS	Valor Total a Cobrar	% de participación	Valor Cobrado	Porcentaje Cobrado	Saldo
HIDROPAUTE	1096.2	26.1%	326.7	30%	769.5
ELECTROGUAYAS	873.5	20.8%	411.5	47%	462.0
ELECTROQUIL	459.9	11.0%	134.5	29%	325.3
HIDRONACION	285.5	6.8%	50.5	18%	234.9
ECUAPOWER	284.5	6.8%	51.9	18%	232.5
TERMOESMERALDAS	256.8	6.1%	130.7	51%	126.1
HIDROAGOYAN	242.3	5.8%	87.8	36%	154.5
ENERGYCORP	199.6	4.8%	28.4	14%	171.2
COMBUSTIBLE	194.7	4.6%	36.3	19%	158.3
HIDROPUCARA	148.9	3.5%	37.7	25%	111.2
TERMOPICHINCHA	132.4	3.2%	41.5	31%	90.9
ELECAUSTRO	22.3	0.5%	10.0	45%	12.3
TOTAL	4196.5	100%	1347.6	32%	2848.9
TRANSELECTRIC	801.4		207.5	26%	593.9

En la tabla 3.22 se presenta en detalle los pagos realizados en la práctica a los Generadores y TRANSELECTRIC durante el período Abril 1999 - Abril 2000 que en promedio constituyen el 31% del valor que debían recibir y que no ha sido factible transferirles por la falta de pago de los Distribuidores. Se observa que los

Generadores con mayor porcentaje de cobro son: TERMOESMERALDAS 51%, ELECTROGUAYAS 47%, ELECAUSTRO 45% e HIDROAGOYAN 36%. Mientras que a los que menos se les ha pagado son: ENERGYCORP 14%, HIDRONACION 18% y ECUAPOWER 18%.

La primera causa del desfase en los pagos a los generadores, se ha dado en vista de que en ningún mes los Distribuidores han cancelado lo requerido por los generadores para su operación en el estiaje, ante esta situación, el CENACE, HIDROPAUTE y TRANSELECTRIC implantaron un acuerdo a partir de septiembre de 1999, para que los recursos económicos se repartan en mayor proporción a los generadores térmicos ex INECEL para que puedan proveerse de combustible.

La segunda causa del desfase en los pagos a los generadores, es la metodología para la repartición de los depósitos realizados cada mes por los Distribuidores, el depósito total de un mes se reparte entre todos los generadores que operaron en ese mes, por ejemplo ENERGYCORP operó desde octubre y los meses subsiguientes tienen un bajo nivel de pago de los Distribuidores, por ello su nivel de cobro es bajo. La causa del alto porcentaje de cobro de ELECAUSTRO se debe a que luego de escindido en octubre de 1999 de la empresa distribuidora Centro Sur, hasta marzo de 2000 recibía los pagos provenientes de dicha empresa de Distribución.

3.3 BALANCE COMERCIAL Y ENERGÉTICO Y ESTRUCTURA DE LOS PRECIOS DEL kWh PARA LOS ACTORES DEL MEM

3.3.1 BALANCE COMERCIAL DEL MEM

Al final de cada mes, el balance económico entre lo que deben pagar los Agentes Distribuidores y lo que deben cobrar los Generadores y el Transmisor por las transacciones comerciales en el MEM es cero, es decir los ingresos y egresos de los Actores del MEM son iguales. Este balance comercial no se cumple en la

realidad debido a la falta de cumplimiento de las obligaciones por parte de los Distribuidores.

En la tabla 3.23 se observa el Balance Comercial del MEM en el que constan cada uno de los rubros que significan un ingreso o egreso a cada uno de los Actores del MEM. En esta tabla se ha identificado a que Actores del MEM pertenece los diferentes ingresos o egresos mediante una letra entre paréntesis de la siguiente manera:

(G): Identifica un ingreso o egreso de Agentes Generadores
(D): Identifica un ingreso o egreso de Agentes Distribuidores
(T): Identifica un ingreso o egreso del Transmisor

Se puede considerar que los egresos de los Actores del MEM constituyen un ingreso al MEM y los ingresos a los Actores representan un egreso del MEM. Se nota que para todos los meses se cumple la condición básica que los ingresos igualan a los egresos.

En la figura 3.8 se observa el porcentaje que representa cada uno de los egresos de los Actores del MEM respecto al monto total que ingresó al MEM; mientras que en la figura 3.9 se observa el porcentaje que representa cada uno de los ingresos de los Actores del MEM respecto al monto total que egresó del MEM.

Desde abril de 1999 hasta abril de 2000, en el MEM se han negociado 6 313,6 miles de millones de sucres, el mes de enero de 2000 se negoció el mayor monto correspondiente a 890 miles de millones de sucres y el menor valor se negoció el mes de junio de 1999 correspondiente a 193 miles de millones de sucres. El máximo ingreso al mercado correspondió al pago de energía de los distribuidores por un monto de 3 111,6 miles de millones (49,3%). El pago por potencia de los distribuidores fue de 1 450,7 miles de millones (23,0%) y sus pagos por inflexibilidades y restricciones fueron de 98 y 10,4 miles de millones de sucres (1,6% y 0,2%) respectivamente. La Empresa de Transmisión tuvo ingresos de 796 miles de millones de sucres (12,6%) correspondientes a la tarifa de transmisión y

58,4 miles de millones de sucres por remuneración variable (0,9%). Finalmente los ingresos de los Generadores Privados fueron de 772,7 miles de millones de sucres (12,2%).

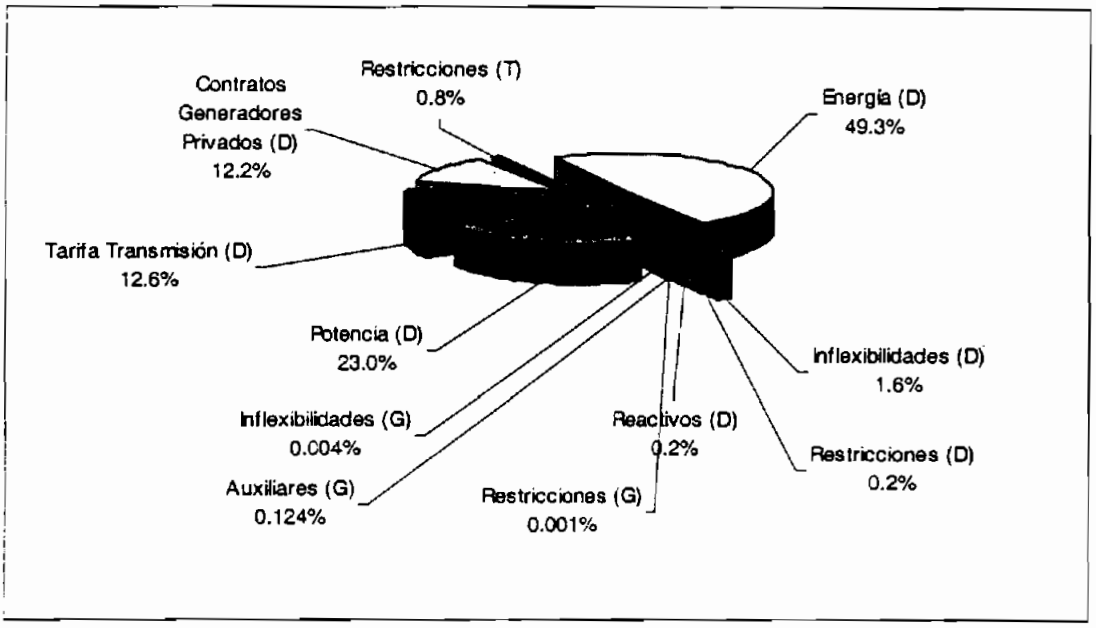


Figura 3.8: Egresos de los Actores del MEM en el Período Abril 1999 – Abril 2000

En la figura 3.10 se puede observar a cada uno de los Actores del MEM con sus ingresos y egresos y el monto total que ingresa al MEM y luego es repartido entre los Agentes y TRANSELECTRIC. En dicha figura se puede notar que no todo el monto liquidado a los Distribuidores ingresa al MEM sino que se entrega directamente a sus Generadores no escindidos. Se ha dividido a los Generadores en tres categorías: Generadores de las Empresas de Distribución, Generadores Ex – INECEL y los Generadores Privados que son ENERGYCORP, ELECTROQUIL y ECUAPOWER.

Tabla 3.23: Balance Comercial del MEM (Teórico). Continuación

	EGRESOS DE LOS ACTORES DEL MEM (millones de sucres)						
	Nov-99	Dic-99	Ene-00	Feb-00	Mar-00	Abr-00	TOTAL
Energía (D)	576,437	342,245	446,257	415,110	101,198	94,241	3,111,631
Inflexibilidades (D)	3	3,242	6	659	11,871	6,941	98,039
Restricciones (D)	7	613	117	101	526	4,519	10,444
Reactivos (D)	2,431	4,442	426	1,101	1,484	2,869	12,752
Auxiliares (G)	1,994	1,452	1,072	761	348	321	7,845
Inflexibilidades (G)	0	16	0	2	31	23	248
Restricciones (G)	-	-	-	-	-	-	54
Potencia (D)	87,022	104,754	187,712	192,652	210,218	201,996	1,450,796
Tarifa Transmisión (D)	58,769	69,330	74,534	87,570	89,883	89,910	796,015
Contratos Generadores Privados (D)	125,425	150,047	179,981	74,863	41,257	37,791	772,743
Restricciones (T)	420	1,237	179	476	8,998	18,467	53,048
Total	852,508	677,379	890,284	773,296	465,815	457,078	6,313,613
	INGRESOS DE LOS ACTORES DEL MEM (millones de sucres)						
	Nov-99	Dic-99	Ene-00	Feb-00	Mar-00	Abr-00	TOTAL
Energía (G)	571,765	337,825	442,714	410,416	98,113	91,082	3,061,185
Inflexibilidades (G)	3	3,259	6	661	11,902	6,964	98,286
Restricciones (G)	27	1,644	156	424	9,352	22,644	62,026
Potencia (G)	89,853	109,402	188,279	193,905	211,874	205,207	1,464,961
Tarifa Transmisión (T)	58,769	69,330	74,534	87,570	89,883	89,910	796,015
Remuneración Variable (T)	6,666	5,872	4,614	5,456	3,433	3,480	58,397
Generadores Privados (PPA)	125,425	150,047	179,981	74,863	41,257	37,791	772,743
Total	852,508	677,379	890,284	773,296	465,815	457,078	6,313,613
Variación respecto a Abr-99	286%	207%	303%	250%	111%	107%	

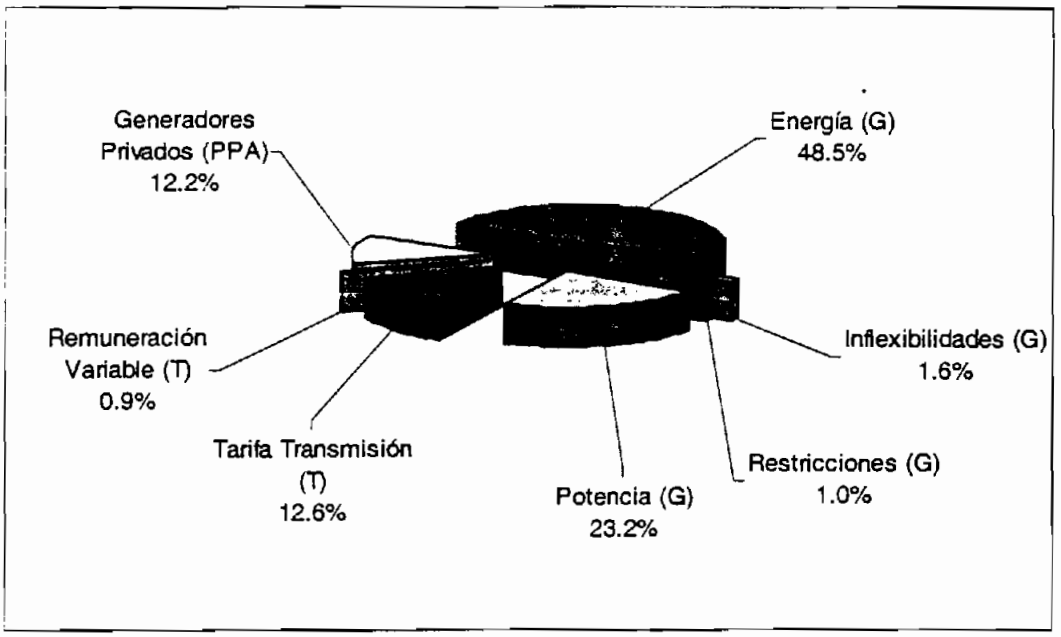


Figura 3.9: Ingresos de los Actores del MEM en el Período Abril 1999 – Abril 2000

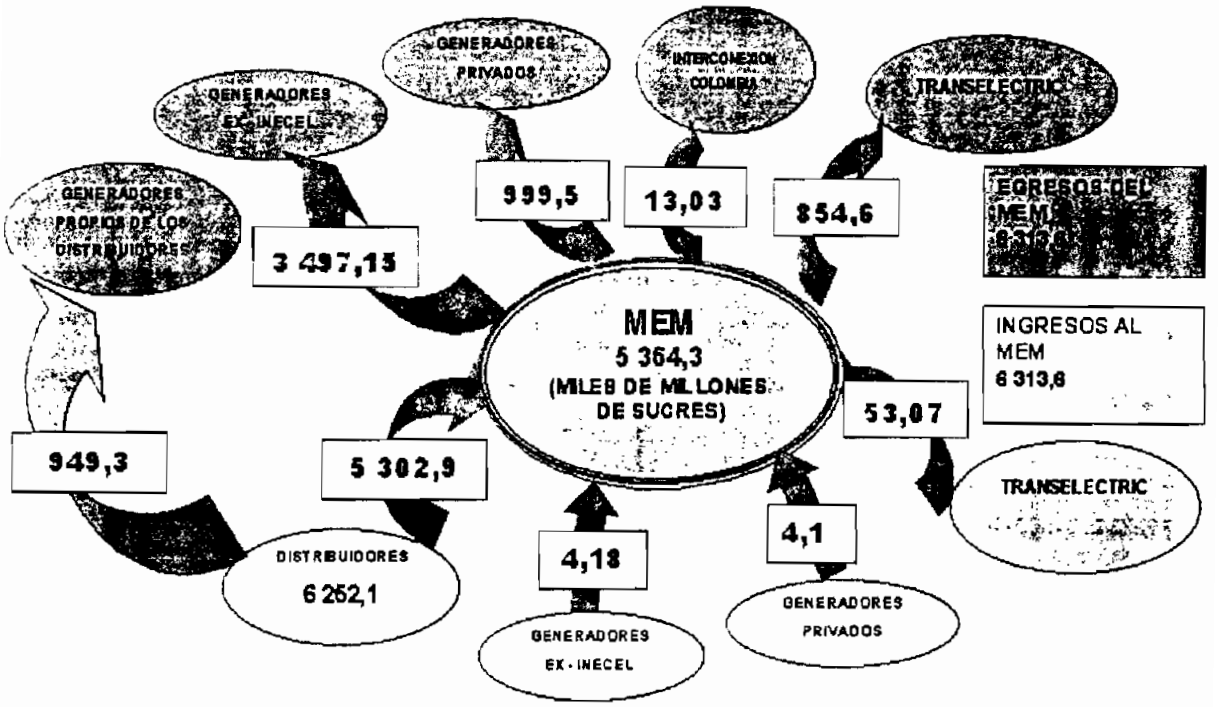


Figura 3.10: Balance Comercial (Teórico) del MEM en el Período Abril 1999 – Abril 2000

En el anexo 3.1 se observa un análisis de las transacciones comerciales del MEM en el período abril 199 – abril 2000, mediante matrices de contabilidad. En la primera matriz de la página 248, se observan los montos en millones de sucres, que deben constituir egresos para los Actores del MEM listados en la primera columna y a su vez deben constituir ingresos para los Actores del MEM listados en la primera fila. Esta matriz permite visualizar: los componentes de los ingresos que deben recibir ciertos Actores del MEM, cuales son los actores que deben pagarlos y el concepto al que se debe dicho egreso. En la segunda y tercera matrices de la página 248 se observa un resumen de los ingresos y egresos de cada uno de los Actores del MEM, en las filas están los egresos y en las columnas los ingresos, al sumar se obtiene un monto tanto para los ingresos y egresos con un valor de 6313,6 millones de sucres que constituye el monto total negociado en el período.

En la primera matriz de la página 249, las columnas representan los ingresos de aquellos Actores del MEM listados en la primera fila, se muestran los porcentajes que reciben de aquellos Actores del MEM listados en la primera columna, por ejemplo: los ingresos que los Generadores reciben por energía vendida en el Mercado Ocasional deben ser pagados el 3% por Generadores que consumieron energía para servicios auxiliares y el 99,7% por los distribuidores por concepto de compra de energía en el Mercado Ocasional. En la segunda y tercera matrices se observa un resumen de cómo los ingresos de los Actores listados en la primera fila deben ser pagados porcentualmente por los Actores listados en la primera columna.

En la primera matriz de la página 250, las filas representan los egresos de aquellos Actores del MEM listados en la primera columna, se muestran los porcentajes en los que son repartidos a aquellos Actores del MEM listados en la primera fila, por ejemplo: los egresos que los Generadores deben pagar por consumo de energía para servicios auxiliares, se reparten el 94,56% a los Generadores por concepto de energía vendida en el Mercado Ocasional y 1,8% a TRANSELECTRIC por concepto de remuneración variable y el egreso por

consumo de energía para servicios auxiliares constituye el 96% de los egresos totales de los Generadores. En la segunda y tercera matrices se observa un resumen de cómo los egresos de los Actores listados en la primera columna deben ser repartidos porcentualmente a los Actores listados en la primera fila.

3.3.2 BALANCE ENERGÉTICO DEL MEM

En la Tabla 3.24 se observa el Balance entre la oferta de energía de los Agentes Generadores y la demanda de energía de los Distribuidores, considerándose además que existen pérdidas en el sistema de Transmisión.

Se puede notar que las pérdidas en el sistema de transmisión constituyen en promedio el 4% de la demanda total del sistema. El consumo de energía en este período asciende a 10 921,9 GWh, el 73% de esta demanda se ha cubierto con generación hidroeléctrica, el 19,9% con generación termoeléctrica de vapor, el 6,9% con generación termoeléctrica de bunker y gas; y, la Interconexión con Colombia aportó el 0,2% en el abastecimiento de la demanda.

Tabla 3.24: Balance Energético del MEM en el Período Abril 1999 – Abril 2000

OFERTA GWh						DEMANDA GWh		
MESES	GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA	GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA		INTER. COLOMBIA	OFERTA TOTAL	DEMANDA DISTRIBUIDORES	PÉRDIDAS TRANSMISIÓN	DEMANDA TOTAL
		VAPOR	BUNKER + GAS					
Abr-99	674.3	143.7	18.8	0.0	836.9	796.4	40.5	836.9
May-99	719.4	83.1	47.5	0.0	850.1	813.4	36.7	850.1
Jun-99	699.3	103.0	7.3	0.0	809.6	779.5	30.1	809.6
Jul-99	717.4	92.5	10.0	0.0	819.9	787.4	32.5	819.9
Ago-99	687.2	113.2	15.5	0.0	815.9	782.5	33.4	815.9
Sep-99	509.4	234.0	70.1	0.0	813.5	784.7	28.8	813.5
Oct-99	586.6	207.0	49.9	5.8	849.3	818.1	31.2	849.3
Nov-99	362.3	293.0	164.8	7.5	827.6	800.1	27.4	827.6
Dic-99	576.4	219.2	73.6	2.7	871.9	839.3	32.7	871.9
Ene-00	419.2	272.3	159.6	0.0	851.1	822.7	28.4	851.1
Feb-00	492.8	231.7	98.6	0.0	823.1	796.3	26.9	823.2
Mar-00	778.8	102.2	7.1	0.0	888.1	849.8	38.3	888.1
Abr-00	754.7	74.5	35.7	0.0	864.9	828.6	36.3	864.9
TOTAL	**7977.8**	**2159.6**	**758.5**	**16.0**	**10921.9**	**10498.8**	**423.2**	**10921.9**
PROMEDIO	**613.7**	**166.9**	**58.3**	**1.2**	**840.1**	**807.6**	**32.6**	**840.1**

En la figura 3.11 se observa la participación de los Distribuidores en el consumo de energía durante todo el período de estudio.

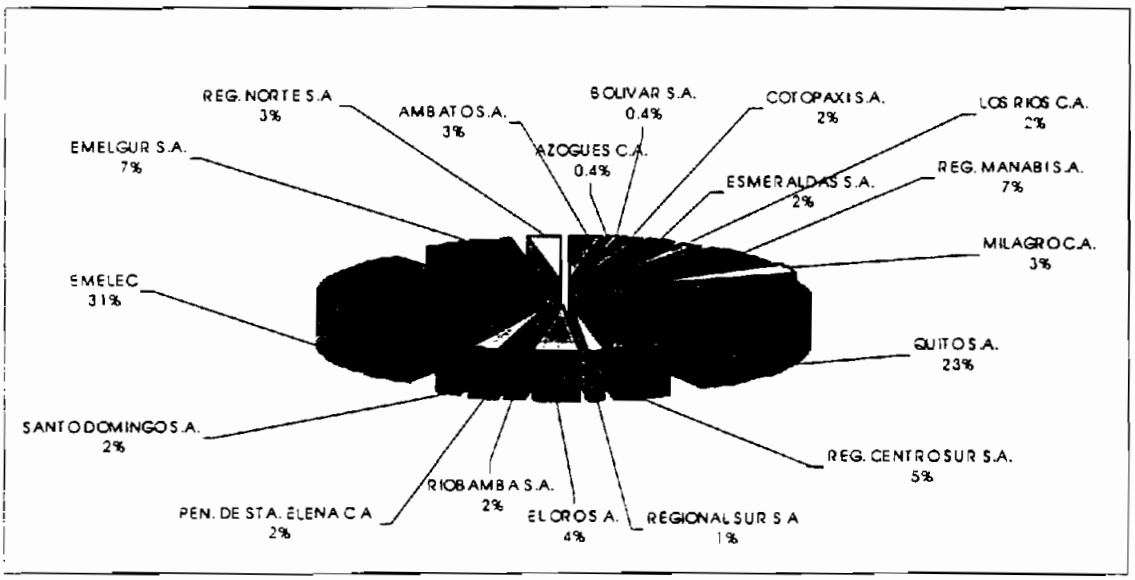


Figura 3.11: Participación en el Consumo Energético de los Distribuidores en el Período Abril 1999 – Abril 2000

3.3.3 ESTRUCTURA DEL PRECIO DEL kWh PARA EL DISTRIBUIDOR

El precio del kWh para los Distribuidores se lo ha obtenido dividiendo el pago mensual que deben hacer los Distribuidores al MEM para la energía total consumida en cada mes.

El precio promedio por kWh en el período abril 1999 – abril 2000 para el Distribuidor fue de 593,33 sucres (US$0,02). En la figura 3.12 se observa que la componente máxima de este precio fue la correspondiente a la energía 296,41 sucres (49,96%), seguida por la componente de potencia 136,97 sucres (23,09%), la componente por Contratos con los Generadores Privados 77,76 sucres (13,1%), la de transmisión 70,65 sucres (11,91%) y los cargos por inflexibilidades, restricciones y reactivos fueron de 11,6 sucres (1,95%).

En el transcurso del año el menor precio promedio ocurrió en junio con 240,81 sucres por kWh, este valor se debió a que las unidades de Hidronación entraron en pruebas y se les reconoció un valor menor que el precio marginal, según la

Regulación 04/99 del CONELEC. El precio promedio máximo fue el de enero de 2000 con S/.1080,66/kWh. El incremento en este mes se debió al aumento del precio de la potencia, que experimentó una variación del 11,98% y al aumento de la tarifa fija de transmisión, de 9,81%. Noviembre 1999 fue también un mes con un precio promedio alto S/.1062,48/kWh este precio se debió a la disminución en noviembre de los caudales al embalse Amaluza en 102.7% con relación a octubre, a la salida de operación de la Central Agoyán debido a la alerta naranja por erupción del volcán Tungurahua y al incremento substancial de los costos variables de producción de las unidades térmicas debido al fuerte incremento de la cotización del dólar americano.

En la figura 3.13 se presenta la evolución del precio mensual del kWh para el Distribuidor, se observa que la mayor componente en este precio corresponde a energía comprada en el Mercado Ocasional y alcanzó su valor máximo S/.720,45/kWh en noviembre de 1999, mientras que su mínimo valor S/.61,61/kWh se tiene en junio de 1999. La componente de potencia alcanzó su máximo valor S/.247,36/kWh en febrero de 2000 y su mínimo valor S/.66,98/kWh en mayo de 1999. La componente correspondiente al pago de los contratos de los generadores privados alcanzó su máximo valor S/.218,78/kWh en enero de 2000 y su mínimo valor S/.11,74/kWh en abril de 1999. La componente correspondiente a al pago de la remuneración fija al Transmisor alcanzó su máximo valor S/.109,98/kWh en febrero de 2000 y su mínimo valor S/.40,49/kWh en abril de 1999. La componente correspondiente a al pago inflexibilidades alcanzó su máximo valor S/.17,39/kWh en agosto de 1999 y su mínimo valor S/.0,004/kWh en noviembre de 1999. La componente correspondiente al pago de restricciones operativas alcanzó su máximo valor S/.5,45/kWh en abril de 2000 y su mínimo valor S/.0,01/kWh en noviembre de 1999. A partir de noviembre de 1999 se inició la liquidación de la potencia reactiva conforme a lo establecido en la Regulación 009/99.

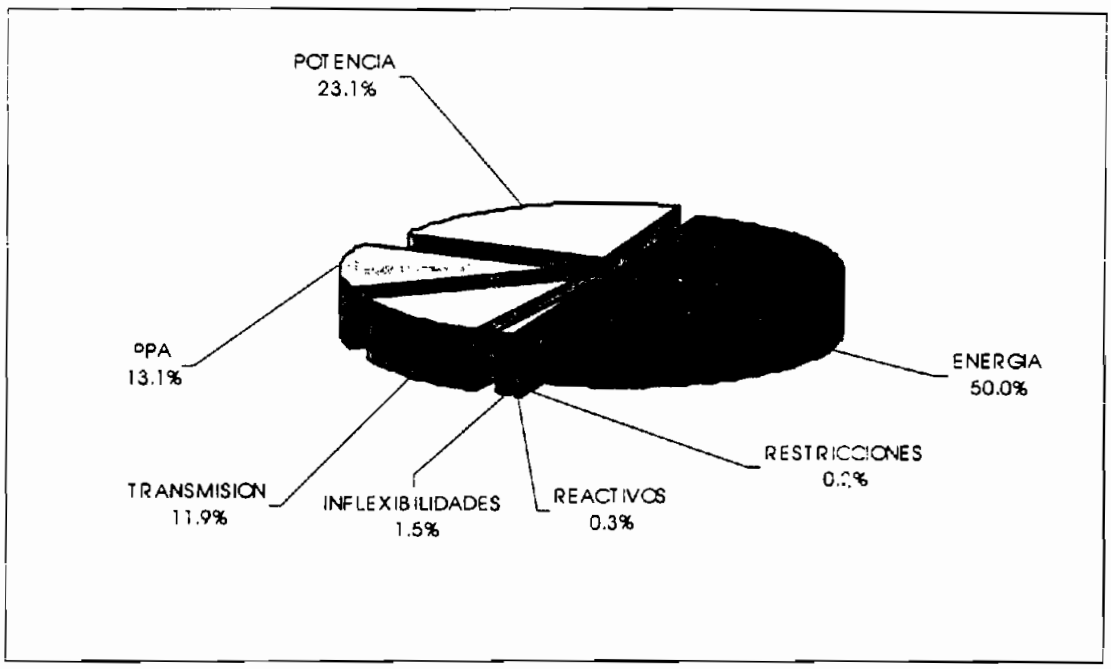


Figura 3.12: Estructura del Precio Promedio del kWh para el Distribuidor

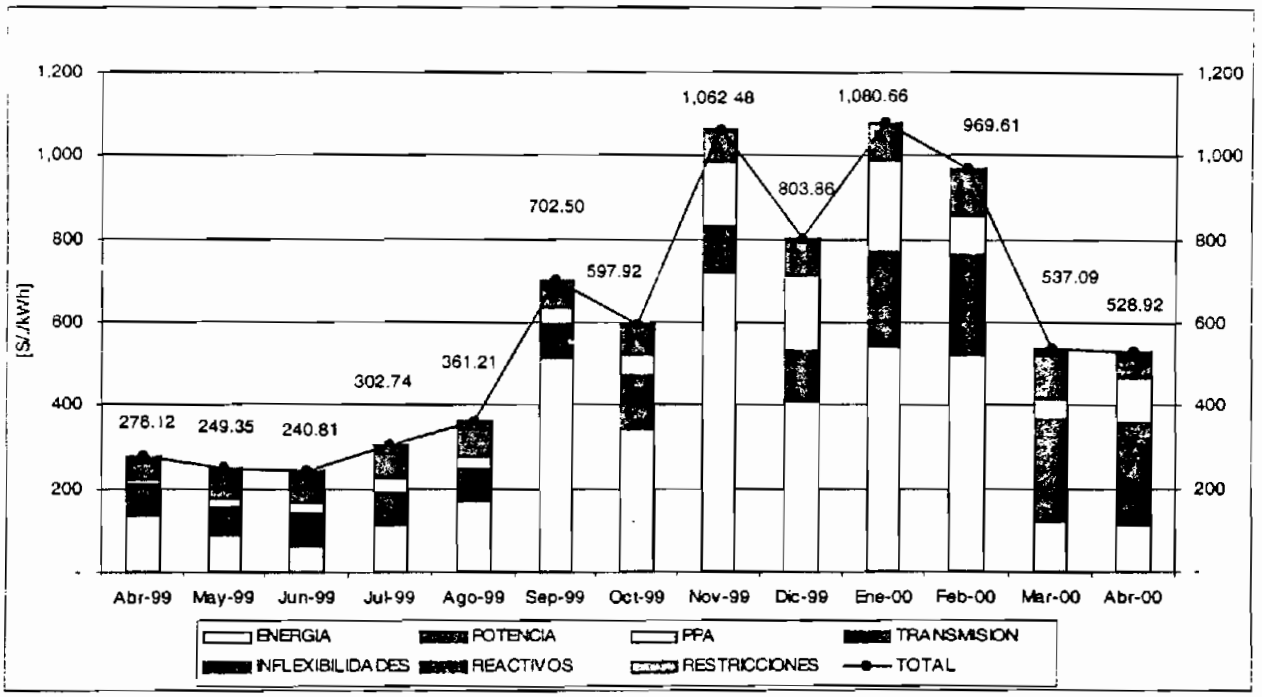


Figura 3.13: Evolución de la Estructura del Precio Promedio del kWh para el Distribuidor

3.3.4 ESTRUCTURA DEL PRECIO DEL kWh PARA EL GENERADOR

El precio del kWh para los Generadores se lo ha obtenido dividiendo el monto mensual que deben cobrar estos Agentes, para la energía neta total generada en cada mes. Se considera que algunos Generadores pagan al MEM por concepto de consumo de auxiliares, inflexibilidades y restricciones operativas.

En el período de abril 1999 – abril 2000, el precio promedio por kWh para el Generador fue de 428,9 sucres (US$0,017). En la figura 3.14 se observa que la componente máxima fue la correspondiente a energía vendida en el mercado ocasional 281,71 sucres (65,68%), los ingresos por potencia y reactivos fueron 133,32 sucres (31,08%), el ingreso por restricciones e inflexibilidades fue 14,59 sucres (3,4%) y el cargo por consumo de auxiliares fue 0,72 sucres (0,17%).

El precio promedio mínimo se obtuvo en junio y fue 155,9 sucres por kWh, el máximo precio se obtuvo en noviembre y correspondió a 799,80 sucres por kWh. Las causas de estas variaciones fueron ya mencionadas en el análisis hecho para el precio del kWh para el distribuidor.

En la figura 3.15 se presenta la evolución del precio mensual del kWh para el Generador, se observa que la mayor componente en este precio corresponde a energía vendida en el Mercado Ocasional y alcanzó su valor máximo S/.693,24/kWh en noviembre de 1999, mientras que su mínimo valor S/.57,86/kWh se tiene en junio de 1999. La componente de ingreso por potencia alcanzó su máximo valor S/.239,26/kWh en marzo de 2000 y su mínimo valor S/.64,48/kWh en mayo de 1999. La componente correspondiente a al ingreso por inflexibilidades alcanzó su máximo valor S/.16,7/kWh en agosto de 1999 y su mínimo valor S/.0,004/kWh en noviembre de 1999. La componente correspondiente al ingreso por restricciones operativas alcanzó su máximo valor S/.26,18/kWh en abril de 2000 y su mínimo valor S/.0,03/kWh en noviembre de 1999. La componente correspondiente al ingreso por pago del consumo de servicios auxiliares alcanzó su máximo valor S/.2,42/kWh en noviembre de 1999 y su mínimo valor S/.0,06/kWh en junio de 1999. Como se mencionó anteriormente

desde noviembre de 1999 empezó la liquidación de potencia reactiva de acuerdo a la Regulación 009/99.

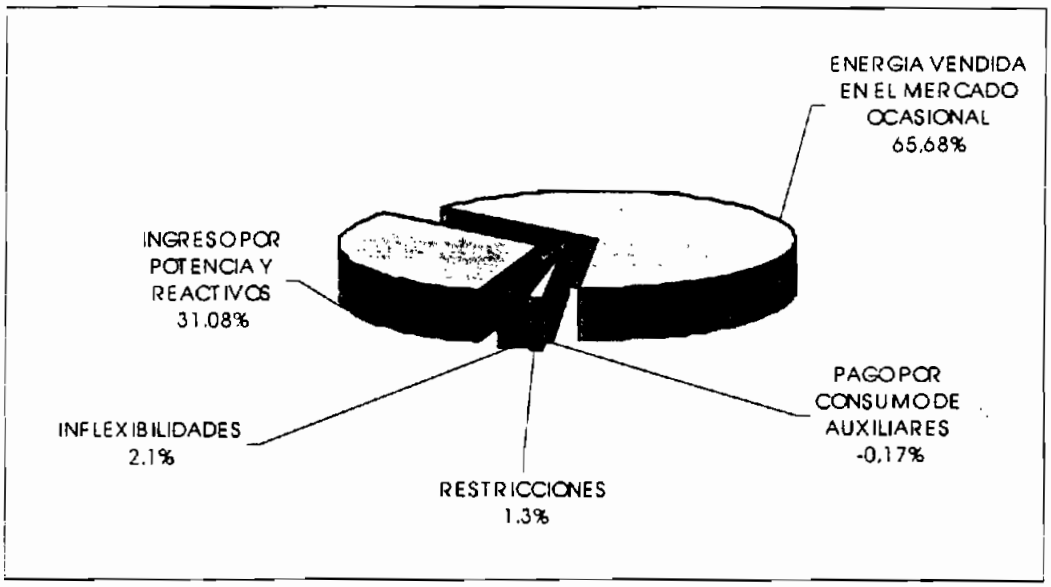


Figura 3.14: Estructura del Precio Promedio del kWh para el Generador

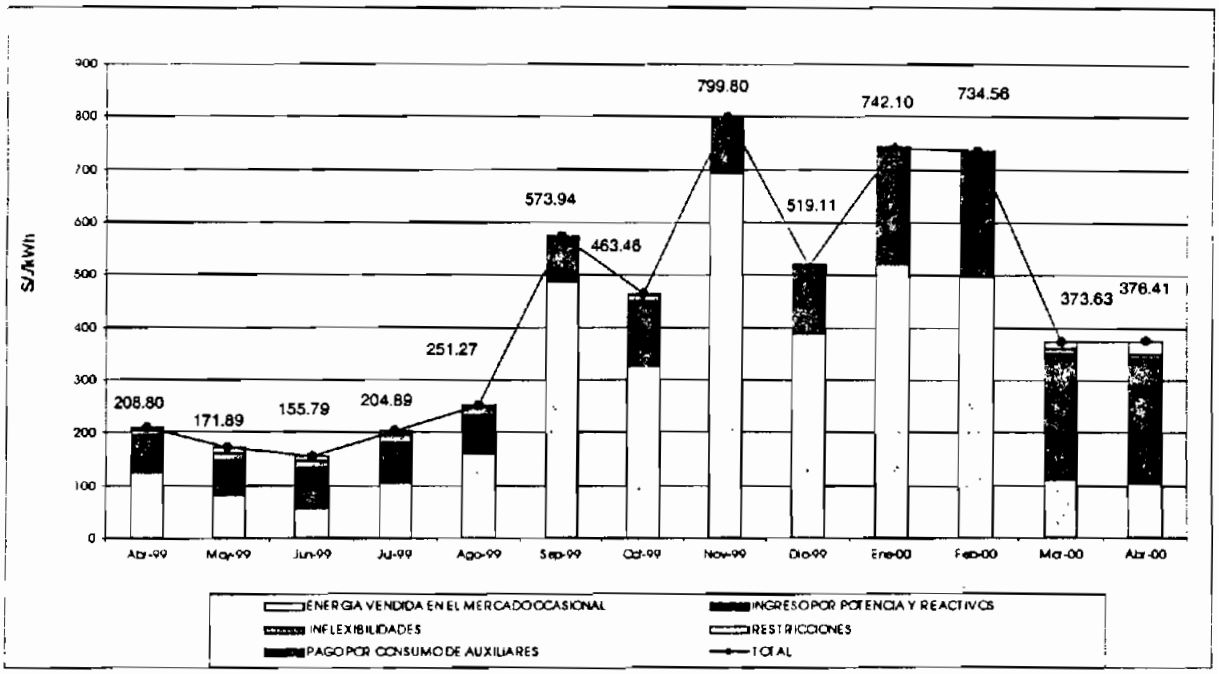


Figura 3.15: Evolución de la Estructura del Precio Promedio del kWh para el Generador

3.3.5 ESTRUCTURA DEL PRECIO DEL kWh PARA EL TRANSMISOR

El precio del kWh para el Transmisor se lo ha obtenido dividiendo el monto mensual que debe cobrar este Actor del MEM, para la energía transportada, es decir, aquella energía recibida por los Distribuidores en cada mes. Se considera que el Transmisor paga al MEM por concepto de restricciones operativas.

En el período abril 1999 – abril 2000, el precio promedio por kWh para el Transmisor fue de 76,02 sucres (US$0,003), en la figura 3.16 se observa que el ingreso por cargos fijos tiene un valor de 75,49 sucres (99,32%), el ingreso por cargos variables 5,56 sucres (7,32%), el pago por restricciones operativas 3,2 sucres (-4,22%), reliquidación 0,05 sucres (-0,06%), pago por reactivos 1,75 sucres (-2,3%) y por pago de peaje a la EEQ 0,05 sucres (-0,07%).

El precio promedio mínimo se obtuvo en abril de 1999 y fue S/.45,66/kWh, el máximo precio se obtuvo en febrero de 2000 con un valor de S/.116,23/kWh.

La componente mayor en la estructura de este precio es por ingresos debido a cargos fijos que dependen a su vez de la Tarifa Fija de Transmisión. Esta Tarifa fue reajustada mensualmente dependiendo de la inflación y la cotización del dólar, esto explica la tendencia creciente que tiene dicha componente. Sin embargo, en el mes de noviembre se dictó una nueva resolución que reajusta esta tarifa solo a la cotización del dólar, explicando el gran aumento de las tarifas fijas de transmisión en los meses de noviembre y diciembre.

En la figura 3.15 se presenta la evolución del precio mensual del kWh para el Transmisor, la componente correspondiente al ingreso por tarifa fija de transmisión alcanzó su valor máximo S/.109,98/kWh en febrero de 2000, mientras que su mínimo valor S/.40,49/kWh se tiene en abril de 1999. la componente correspondiente al ingreso por cargos variables alcanzó su valor máximo S/.9,42/kWh en septiembre de 1999, mientras que su mínimo valor S/.1,72/kWh se tiene en junio de 1999. La componente correspondiente al pago por restricciones operativas alcanzó su máximo valor S/.10,39/kWh en marzo de 2000

y su mínimo valor S/.0,02/kWh en noviembre de 1999. En septiembre y diciembre de 1999 se hizo reliquidaciones al Transmisor que disminuyó sus ingresos con valores de S/.0,14/kWh y S/.0,34/kWh respectivamente.

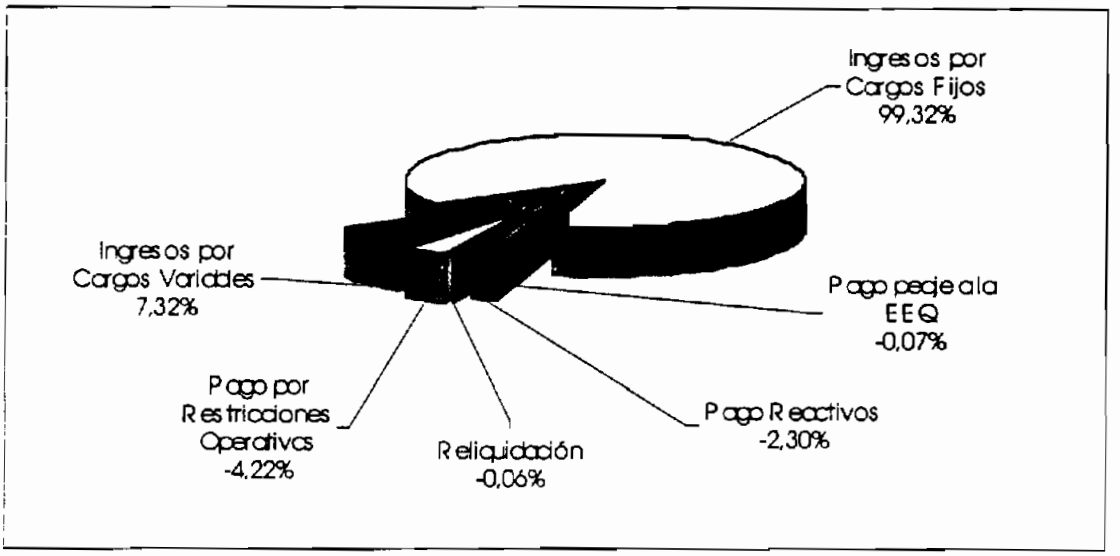


Figura 3.16: Estructura del Precio Promedio del kWh para el Transmisor

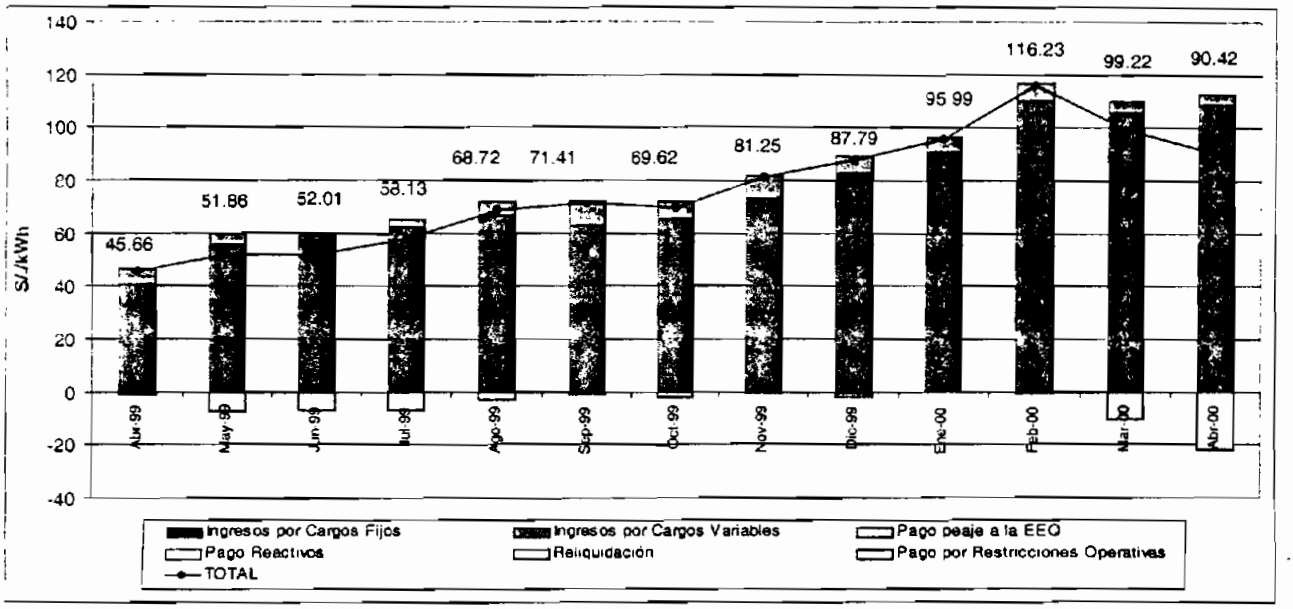


Figura 3.17: Evolución de la Estructura del Precio Promedio del kWh para el Transmisor

En los meses de julio, agosto y noviembre de 1999 se pagó por concepto de peaje a la Empresa Eléctrica Quito que influyeron en su precio del kWh, con valores de S/.0,002/kWh, S/.0,00004/kWh y S/.0,5/kWh respectivamente. Como se mencionó anteriormente desde noviembre de 1999 empezó la liquidación de potencia reactiva de acuerdo a la Regulación 009/99.

En la mayoría de las tablas anteriores los valores se presentan en sucres, sin embargo es necesario tener una referencia de cuanto representan esos valores en dólares, por lo tanto en la tabla 3.25 se presenta la paridad cambiaria promedio mensual.

Tabla 3.25: Paridad Cambiaria de Sucres y Dólares Americanos

MES	Tasa S/./US$
Abr-99	9576
May-99	9058
Jun-99	11078
Jul-99	11858
Ago-99	11329
Sep-99	12000
Oct-99	12000
Nov-99	12000
Dic-99	12000
Ene-00	12000
Feb-00	12000
Mar-00	25000
Abr-00	25000

Debe notarse que las tasas de cambio de septiembre de 1999 hasta febrero de 2000 fueron negociadas.

3.4 REGISTRO DE LOS CONTRATOS A PLAZO

3.4.1 LOS CONTRATOS A PLAZO EN EL MERCADO ELÉCTRICO DEL ECUADOR [13]

El Mercado Eléctrico Mayorista Ecuatoriano contempla un Mercado Ocasional y un Mercado de Contratos a Plazo. En el primero se considera la oferta y la demanda del servicio de energía eléctrica, mientras que en el segundo se

contempla únicamente contratos de abastecimiento de energía. Los contratos a plazo son aquellos que se pactan libremente en cuanto a cantidades, condiciones y precios entre los Agentes del MEM. Estos contratos pueden realizarse entre Generadores y Distribuidores, entre Generadores y Grandes Consumidores y entre Distribuidores y Grandes Consumidores, considerándose además las transacciones que puedan realizar los Generadores con Exportadores, los Importadores con los Distribuidores y los Importadores con Grandes Consumidores.

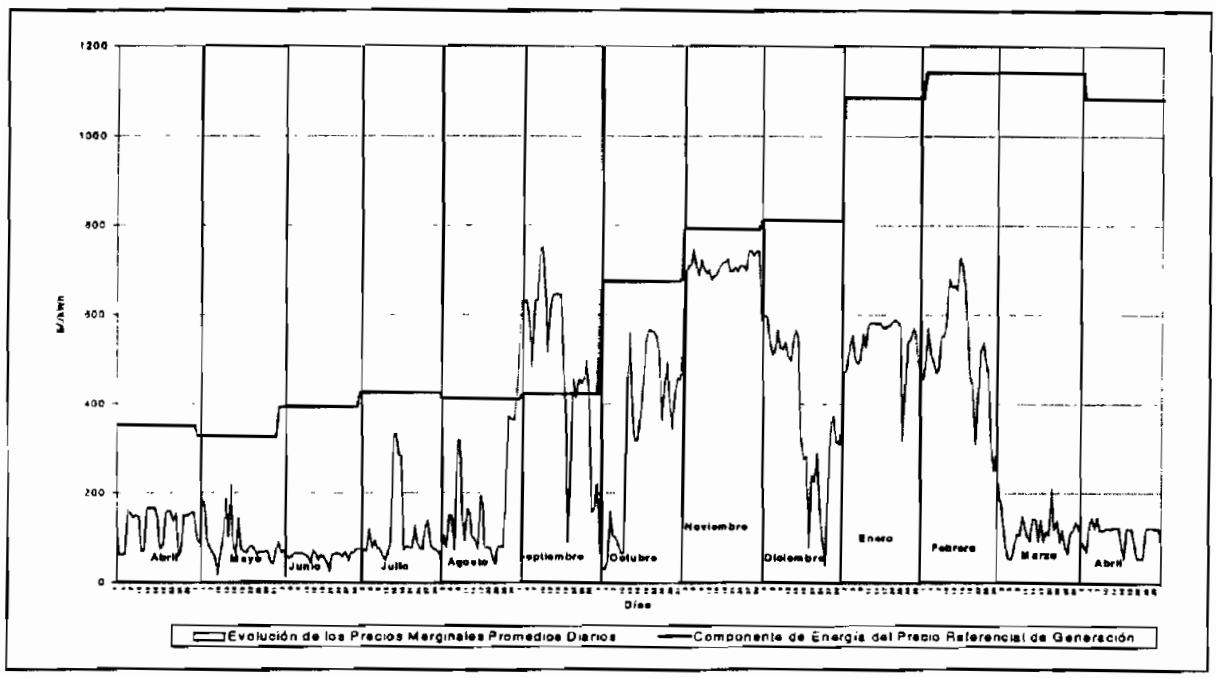


Figura 3.18: Evolución de los Precios Promedios Diarios de la Energía en la Barra de Mercado en el Período Abril 99 - Abril 2000

Un Agente puede firmar el número de contratos que crea adecuado, siempre y cuando se ajusten a las disposiciones del Reglamento de Funcionamiento del MEM.

Durante el período de estudio, la totalidad de las transacciones se realizaron en el Mercado Ocasional, en base al precio marginal horario de la energía, el cual está expuesto a una volatilidad muy alta, puesto que se halla bajo la influencia de muchas variables, como se muestra en la figura 3.18. Es así que el precio real

horario difiere considerablemente de la componente de energía del precio referencial de generación, el cual podría ser una referencia para el establecimiento de los precios en los contratos a plazo.

Los Contratos a Plazo constituyen un Esquema Financiero que permite minimizar la exposición de los Agentes a la volatilidad del precio de la energía. Lo práctico sería que la mayoría de transacciones de los Agentes se realice en el Mercado de Contratos dejando en el Mercado Ocasional tan sólo las diferencias de la demanda o para el cumplimiento de obligaciones contractuales, ante la imposibilidad de prever en forma exacta las transacciones horarias por la naturaleza de producción y consumo instantáneo de la energía.

3.4.2 DURACIÓN DE LOS CONTRATOS A PLAZO

La duración mínima de los contratos a plazo en el Ecuador es de un año, a diferencia de otros mercados como el de Colombia, en el que se firman contratos para las siguientes 24 horas. Este plazo en el Ecuador permite cubrir el período completo de hidrología, es decir el período lluvioso, en el cual el precio marginal es bajo y el período de estiaje, en el cual el precio marginal es bastante alto. Los contratos deben registrarse en el CENACE quien analizará los acuerdos técnicos establecidos y emitirá un informe aprobando o negando la inscripción del contrato en los siguientes veinte días después de denunciado. Una vez aprobado, el contrato comenzará a ejecutarse desde el primer día del mes posterior a la emisión del informe.

Los Agentes que suscriben un contrato pueden modificar las condiciones contractuales cada trimestre, posteriormente deberá notificarse al CENACE acerca de los cambios, quien luego de un análisis y en el transcurso de veinte días emitirá un informe aceptando o negando las modificaciones.

3.4.3 BARRAS DEL SISTEMA EN LAS QUE SE ACUERDAN LOS CONTRATOS DE SUMINISTRO DE ENERGÍA

Los contratos de energía entre los Agentes del MEM pueden ser pactados en la Barra de Mercado del Sistema, en la Barra del Distribuidor o en la Barra del Generador; mientras que los contratos de importación o exportación se pactan en los nodos frontera, Los compradores se hacen cargo de llevar la energía de contratos desde la barra de contrato hasta su nodo de recepción. Los vendedores de energía se hacen cargo de llevar su energía desde su nodo de entrega hasta la barra del contrato.

Si un Distribuidor posee más de una barra de recepción, para propósito de evaluación de las transacciones en el MEM, el CENACE las representa como una barra equivalente con un factor de nodo ponderado.

La energía que un generador debe producir para cumplir con sus obligaciones contractuales, varía dependiendo de cual es la barra de contrato, de igual manera la energía que recibe un Distribuidor o Gran Consumidor en su nodo de entrega depende de la misma causa. A continuación se analizan las tres alternativas para la ubicación de la barra de contrato:

3.4.3.1 Contratos Pactados en la Barra de Mercado

El Generador debe llevar su energía hasta la Barra de Mercado, por lo tanto deberá producir una cantidad de energía superior al monto de energía pactado, porque debe cubrir las pérdidas en el Sistema de Transmisión desde su nodo de entrega hasta la Barra de Mercado y el Distribuidor por su parte es responsable de llevar la energía desde Barra de Mercado hasta su nodo de recepción, entonces la energía que recibe es menor a la pactada en la Barra de Mercado, pues deberá descontar las pérdidas que existe entre su nodo de recepción y dicha barra de contrato.

3.4.3.2 Contratos Pactados en la Barra del Distribuidor o Gran Consumidor

El Generador en este caso es el encargado de llevar la cantidad de energía pactada hasta el nodo de recepción del Distribuidor o Gran Consumidor, por lo tanto debe producir una cantidad mayor de energía que en el caso anterior porque debe asumir todas las pérdidas de energía existentes entre su nodo de entrega y el nodo de recepción del Distribuidor o Gran Consumidor quienes por su parte recibirán una cantidad de energía exactamente igual a la pactada.

3.4.3.3 Contratos Pactados en la Barra del Generador

En este caso el Generador suministra la energía pactada en su nodo de entrega y no asume ninguna pérdida, mientras que la energía que recibe el Distribuidor es menor a la pactada, pues debe asumir las pérdidas de energía existentes entre el nodo de entrega del Generador y su nodo de recepción.

3.4.4 CUMPLIMIENTO DE LOS CONTRATOS A PLAZO

El Reglamento de Funcionamiento del MEM en su artículo 30 indica lo siguiente acerca de la obligatoriedad del cumplimiento de los contratos:

Artículo 30.- Cumplimiento de los contratos a plazo.- "Los contratos a plazo pactados entre Agentes del MEM, una vez que hayan sido registrados y se hayan cumplido los plazos establecidos para la entrada en vigencia de los mismos, serán cumplidos a través del CENACE; Corporación que realizará la liquidación únicamente de las transacciones imputables a los contratos a plazo que hayan sido cumplidas en el mercado ocasional por otros generadores, así como de las tarifas de transmisión, los peajes de distribución y otras remuneraciones de generación, que hayan sido requeridas para el cumplimiento total de esos contratos.

Para este propósito los generadores deben informar al CENACE en relación con sus contratos a plazo los siguientes datos: el Agente Consumidor

correspondiente, vigencia y plazo de ejecución, el programa de demandas a abastecer y garantías de abastecimiento.

El CENACE informará los precios de la energía en la barra de mercado y en el caso de contratos de importación o exportación en el nodo de frontera.

Los contratos a plazo deberán ser cumplidos por los generadores independientemente del hecho de que sus equipamientos de generación hayan sido o no despachados por el CENACE. De no haber sido despachados, el vendedor cumplirá con su contrato por medio del generador que haya resultado despachado y percibirá el precio pactado contractualmente con sus clientes, abonando a su vez al generador que haya resultado despachado el precio que corresponda a través del mercado".

Sin embargo debe notarse que un contrato de suministro de energía incluye el riesgo que introduce el Sistema de Transmisión reflejado en restricciones o fallas, por lo tanto, es un factor que deben tener en cuenta las partes al pactar un contrato.

3.4.5 INFORMACIÓN CONTRACTUAL A SER SUMINISTRADA AL CENACE POR LOS AGENTES DEL MEM [13]

Los Agentes del MEM son responsables de reportar al CENACE antes del 31 de Octubre de cada año la información relativa a sus contratos. Esta información es requerida por el CENACE para hacer las liquidaciones de aquellas transacciones de los contratos a plazo que se realizaron en el Mercado Ocasional, el reporte deberá contener los siguientes aspectos generales:

- Agente Vendedor
- Agente Comprador
- Fecha de inicio de Contrato
- Ubicación del Contrato: Barra de Mercado/Distribuidor/Generador

- Curvas de demanda o producción horaria de energía (kWh) comprometidas en contratos para los días típicos: laborable, sábado, domingo y feriado para cada mes del año.

En el artículo 31 del Reglamento de Funcionamiento del MEM se establece los requisitos que los contratos a plazo deben cumplir para ser aprobados y administrados por el CENACE.

Artículo 31.- Aspectos a observarse.- "Los contratos a plazo para que sean registrados y puedan ser administrados por el CENACE deberán considerar los siguientes aspectos:

a) Cumplir con las condiciones generales establecidas en la Ley y su Reglamento General en cuanto a plazos mínimos de contratación y entrada en vigencia;

b) Cualquier modificación debe ser igualmente registrada ante el CENACE. La entrada en vigencia de dichas modificaciones se sujetará a los mismos plazos establecidos para la entrada en vigencia del contrato principal;

c) Los Generadores que cuenten con unidades térmicas no comprometerán una producción mayor de aquella proveniente de su capacidad efectiva tomando en cuenta los períodos de mantenimiento respectivos;

d) Los Generadores que cuenten con plantas hidroeléctricas no comprometerán una producción mensual o estacional mayor de aquella proveniente de su Energía Firme mensual o estacional en función de la capacidad del reservorio, tomando en cuenta los períodos de mantenimiento respectivo".

3.4.6 MÁXIMA DEMANDA A CONTRATAR POR LOS DISTRIBUIDORES Y GENERADORES

3.4.6.1 Máxima Demanda a Contratar por los Distribuidores

La demanda total de un Distribuidor comprometida en contratos es la suma aritmética de las demandas cubiertas por los contratos con cada generador, el CENACE tiene conocimiento de las curvas de carga de los distribuidores y es el encargado de verificar que la energía total de contratos no sobrepase la demanda total del distribuidor. Si existe exceso en un porcentaje igual o superior al 5% se considera que el o los contratos que hagan que se sobrepase la banda del 5 % no se acepten oficialmente y no entren en ejecución.

3.4.6.2 Máxima Demanda a Contratar por los Generadores

De acuerdo al Reglamento de Funcionamiento del MEM, los Generadores Hidroeléctricos no podrán comprometer en contratos una cantidad de energía superior a aquella proveniente de su energía firme mensual y ningún Generador Termoeléctrico podrá comprometer en contratos una energía superior a aquella proveniente de su capacidad efectiva. En ambos casos deben considerarse períodos de mantenimiento.

La energía total comprometida en contratos por un Generador es la suma aritmética de las energías comprometidas en los contratos con cada Distribuidor.

El CENACE conoce y valida las proyecciones que hacen los Generadores de la producción de energía firme para el siguiente año de operación y su capacidad efectiva, por lo tanto es el encargado de verificar que la energía total de contratos a entregar en cada hora por un Generador no sobrepase la energía declarada como energía firme hidroeléctrica o capacidad efectiva termoeléctrica.

Si se detecta un Generador con energía contratada en exceso en un porcentaje igual o superior al 5% se considerará que el o los contratos que hagan que se sobrepase la banda del 5% no se acepten oficialmente y no entren en ejecución.

En los contratos suscritos entre Agentes del Fondo de Solidaridad en agosto de 2000, toda la energía firme de los Generadores está contratada por los Distribuidores, por lo tanto no quedó remanente de energía en los Generadores pertenecientes al Fondo de Solidaridad para venderse en contratos a los Grandes Consumidores, por lo tanto, si éstos desean hacer contratos pueden hacerlo únicamente con los Agentes Generadores que no son propiedad del Fondo de Solidaridad, como son: ECUAPOWER, ELECAUSTRO, ELECTOECUADOR, ELECTROQUIL e HIDRONACIÓN.

.

Con el propósito de evitar el monopolio por parte de los Generadores de gran capacidad, en la Disposición Transitoria Segunda del Reglamento para el Funcionamiento del MEM, se establece que se deberá incluir en los contratos de concesión de generación de las centrales: Paute, Agoyán, Pucará, Gonzalo Zevallos, Trinitaria y Esmeraldas, la obligatoriedad del generador de vender a todos los Distribuidores, en contratos a plazo, su energía firme hidroeléctrica o efectiva termoeléctrica en forma proporcional a la demanda de energía de éstos, esta obligatoriedad estará en vigencia hasta que se consolide completamente el MEM.

4 CAPITULO 4: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

El presente trabajo está orientado al análisis de los procesos técnicos y comerciales que se desarrollan en el MEM, en los que interactúan los Agentes, TRANSELECTRIC y el CENACE como Administrador, todas las actividades que integran estos procesos tienen como un eje fundamental el Marco Regulatorio, mediante el cual el Estado a través del CONELEC, establece parámetros de acción tendientes a lograr el equilibrio entre los intereses públicos y privados dentro del sector eléctrico del país.

Por lo antes mencionado, las conclusiones y recomendaciones se han planteado dentro de tres aspectos fundamentales: regulatorios, comerciales y técnicos.

Aspectos Regulatorios

4.1.1 El Mercado Eléctrico Mayorista MEM inició su funcionamiento técnico - comercial, pasando de un monopolio verticalmente integrado a un esquema competitivo, en el cual el principal cambio constituyó la implantación del Modelo Marginalista para el establecimiento del precio de la energía horaria en una barra de referencia, precio al cual se evalúan las transacciones en el Mercado Ocasional o Spot.

En el Modelo Marginalista el precio sancionado de la energía varía hora a hora en función del mínimo costo de producción y espacialmente en función de la ubicación del punto de producción o consumo; y es calculado en base al precio marginal de la energía en la Barra de Mercado, que representa el costo económico de generar el próximo kWh.

4.1.2 Puede concluirse que el Modelo Marginalista a pesar de ser conceptualmente un modelo eficiente, en el cual los ingresos obtenidos por

la venta de energía a costos marginales más el ingreso por potencia, son equivalentes al costo de capital más los costos de operación y mantenimiento, al ser implementado en el MEM del Ecuador no ha dado los resultados esperados debido principalmente a las siguiente causas:

- Al iniciarse el funcionamiento del MEM, no se contaba con un marco legal que incentive la suscripción de contratos a término de compraventa de energía entre los Agentes, razón por la cual el 100% de las transacciones del MEM, se desarrollaron en el Mercado Ocasional, en el que la volatilidad de los precios es bastante considerable, variando desde S/.18,5/kWh en mayo hasta S/. 698,4 /kWh en noviembre.
- Las tarifas que los Distribuidores cobran a los usuarios finales, están muy por debajo de los valores reales, el CONELEC ha planteado como precio real US¢ 8,4/kWh, por lo que se requiere de una política de ajustes, acompañada de las compensaciones necesarias.
- El cambio de la estructura del Sector Eléctrico tuvo que desarrollarse en un período caracterizado por restricciones de tipo político, económico y social.

4.1.3 A pesar de todas las dificultades, durante este período de transición, se han realizado avances muy importantes en el desarrollo conceptual, metodológico y en la implantación de procedimientos que viabilizan el funcionamiento técnico y comercial del MEM, paulatinamente se ha ido adquiriendo la cultura de cambio y la comprensión de la normativa que el nuevo modelo de mercado exige a todos sus participantes. Si bien es cierto se ha tomado como referencia modelos de otros países, es digno de reconocimiento el desarrollo de soluciones propias que contribuyen al mejoramiento del Mercado Eléctrico Mayorista del Ecuador.

Aspectos Comerciales

4.1.4 El monto facturado a los Distribuidores descontando el aporte de Generadores no escindidos, hasta abril de 2000 asciende a 4 997,8 miles

de millones de sucres (199,2 millones de dólares), de los cuales se han cancelado 1.553,5 miles de millones de sucres (62,1 millones de dólares) correspondientes al 31,1% de la facturación. Este quizá constituye el mayor problema en el nuevo esquema del Sector Eléctrico. Todo el monto recaudado ha sido repartido a los Generadores y TRANSELECTRIC pero no es lo suficiente para cubrir los costos de operación y menos de inversión de los generadores, por ello a partir de septiembre se ha dado prioridad al pago de los costos variables de producción de los generadores termoeléctricos pertenecientes al Fondo de Solidaridad, con el fin de mantener en lo posible el abastecimiento de energía a los usuarios finales.

4.1.5 El costo promedio de la electricidad a los Distribuidores en el período abril 1999 – abril 2000, que incluye el valor de energía, potencia, transmisión, restricciones operativas, cargo de los contratos que el Ex – INECEL suscribió con algunos Generadores Privados y el Valor Agregado de Distribución, es de US¢ 5,73/kWh, mientras que la tarifa a usuario final fue en promedio US¢ 3,12/kWh lo cual da como resultado un déficit promedio de US¢ 2,61/kWh que al multiplicarlos por los 10 498 GWh que compraron los Distribuidores al MEM se obtiene un déficit de 274 millones de dólares. Sin embargo se debe notar que la cartera vencida no está distribuida uniformemente en todos los Distribuidores, sino concentrada en unos pocos Distribuidores especialmente de la Costa, que no han cumplido con sus obligaciones de pago de energía en el MEM.

Una de las razones para que algunos Distribuidores tengan un índice de pago superiores al 80% y otros tengan un índice de pago del 6%, radica principalmente en el desvío de dineros ajenos, ya que de acuerdo al artículo 80 del Reglamento de Concesiones, una de las funciones de los Distribuidores en el MEM es recaudar los pagos de los usuarios finales, tomar de ellos el Valor Agregado de Distribución VAD, que corresponde al costo propio de la actividad de distribución de una empresa eficiente y entregar el monto que les corresponde a los Generadores y al Transmisor para su operación e inversiones. Otra de las causas constituye el

porcentaje de recuperación de cartera que es diferente para cada Distribuidor. En todo caso se estima que el verdadero nivel de pago de los distribuidores al MEM debería ser aproximadamente el 70%.

4.1.6 Existen sobrecostos que han sido incluidos en el precio que los Distribuidores pagan por la energía, como es el caso de los contratos suscritos por el Ex – INECEL con los Generadores Privados: Electroquil, Energycorp y Ecuapower, que contemplan precios de varían entre 9 y 12 centavos de dólar y cuotas energéticas obligadas con un elevado factor de planta y se debe cubrir el costo de combustibles utilizados en su generación. Estos sobrecostos representan el 13% del precio de la energía a los Distribuidores. Otros sobrecostos constituyen las inflexibilidades de generadores que deben permanecer operando sin ser requeridos por el sistema y de acuerdo a la Disposición Transitoria Tercera del Reglamento de Funcionamiento del MEM, deben ser cubiertos por los Agentes que retiren energía del MEM, en las horas que opere el generador antieconómico. Estos sobrecostos constituyen el 1,52% del precio del kWh a los Distribuidores, mientras que restricciones operativas causadas en su mayoría por el sistema de transmisión constituyen el 0.2% del valor del kWh.

Aspectos Técnicos

4.1.7 La demanda de energía bruta en el período abril 1999 – abril 2000 fue de 11 154 GWh, mientras que en el período similar abril 1998 – abril 1999 fue de 11 542 GWh, lo cual demuestra una disminución del 3,4%. La potencia máxima en bornes de generador en el período abril 1999 – abril 2000 se registró en diciembre y alcanzó un valor de 1 917 MW, mientras que en el período similar abril 1998 – abril 1999, la máxima potencia se registró en abril de 1998 con un valor de 1950 MW, lo cual da como resultado una disminución del 1,69%. A partir de febrero de 2000 se nota una ligera tendencia a subir en la demanda, pero hasta abril de 2000 no se alcanzan los niveles existentes en 1998. Esta reducción en la demanda de energía y

potencia es un reflejo directo de la recesión económica que atraviesa el país y no permite el adecuado desarrollo de sus sectores productivos.

4.1.3 La potencia instalada con la que cuenta el país, durante el período de estudio es de 3 006 MW, que frente a una demanda máxima de 1 917 MW da como resultado una reserva del 36%. Aunque el parque generador cuenta con la potencia suficiente, el problema de indisponibilidad surge al no contarse con la energía suficiente, especialmente en el período de estiaje, en el cual las centrales hidroeléctricas no cuentan con el agua suficiente para operar sus turbinas. Para el caso de las centrales termoeléctricas la indisponibilidad se presenta principalmente por escasez de combustibles. En el período de estudio la indisponibilidad promedio fue del parque hidráulico 31%, parque térmico 9% y del parque generador en conjunto 19%.

4.1.9 La generación con la que se abasteció la demanda está estructurada de la siguiente manera: 73% hidroeléctrica, 19,9% termoeléctrica de vapor, 6,9% termoeléctrica de bunker y gas y la Interconexión con Colombia corresponde al 0,2%. Se puede notar que la producción energética en el período de análisis es predominantemente hidroeléctrica, por lo cual el precio real de la energía está muy por debajo de la componente de energía del precio referencial de generación que fue considerado para la determinación de la tarifa a usuario final, es decir existe un remanente a favor de los Distribuidores.

4.1.10 El Planeamiento Operativo realizado por el CENACE, con la provisión de la información por parte de los Actores del MEM, efectivamente permite programar de manera razonable todos los recursos del sistema para la posterior operación del S.N.I. al mínimo costo y mantener en lo posible los niveles de calidad y seguridad previstos en la Ley. La planificación se realiza con un buen nivel de precisión, pues en el análisis de los datos planificados respecto a datos reales no existen variaciones considerables.

Es decir los resultados del planeamiento operativo permiten adoptar políticas operativas razonables y tomar decisiones acertadas.

4.1.11 Como resultado del manejo político del Sector Eléctrico antes de su reestructuración, que no permitió invertir en nuevos proyectos, el S.N.I. no ha tenido la expansión requerida por la demanda, razón por la cual se tienen graves restricciones operativas especialmente en el Sistema de Transmisión y específicamente en las Subestaciones de Pascuales y Salitral.

Considerando las condiciones técnicas en las que se encuentra el S.N.I. el perfil de voltaje en sus nodos es relativamente bueno, pues si bien es cierto que en todos los niveles de voltaje existen barras que violan los límites permitidos en la regulación vigente, la mayoría de barras del S.N.I. mantienen su voltaje dentro de la banda permitida.

La confiabilidad del S.N.I. también se ha visto afectada, así durante el período abril 1999 – abril 2000 se tiene un promedio de 34 fallas por mes, que corresponden a fallas de transmisión con una duración total de 17 647 minutos y una desconexión de 5 232 MW y fallas de generación con una duración total de 8 651 minutos y una desconexión de 3 880 MW, lo cual es un índice de las malas condiciones en las que se encuentra el S.N.I.

4.1.12 En resumen se concluye que el MEM ha funcionado razonablemente en su parte técnica, ya que, gracias a la alta hidrología en las cuencas de Paute, Pisayambo y Agoyán e incluso la reducción del consumo de energía se ha logrado abastecer la demanda de energía eléctrica con un aceptable nivel de calidad y seguridad; mientras que la parte comercial del MEM ha funcionado parcialmente pues algunos Distribuidores tienen un aceptable nivel de pagos acorde al desfase entre el precio real de la energía y la tarifa al usuario final, pero otros por causa de desvío de dineros ajenos no han permitido la liquidez requerida en el sector.

4.2 RECOMENDACIONES

Aspectos Regulatorios

4.2.1 Si bien es cierto la conceptualización para la transformación del Sector Eléctrico y la implantación del nuevo modelo de mercado, está contenida en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, existen ciertos vacíos y falta de claridad en algunos puntos, por ello son necesarias ciertas revisiones y cambios que permitan optimizar el desarrollo y funcionamiento del MEM, algunos de los puntos que ameritan revisión son los siguientes:

a. Reformular la responsabilidad de cada uno de los Actores del MEM en lo referente a la expansión del sistema de transmisión y el concepto de la remuneración al Transmisor.

b. En lo referente a Planeamiento Operativo:

- Precisar la utilización del valor del agua, la conveniencia de utilizarlo en un modelo de costos, la utilización del valor de corto o largo plazo.
- Definir exactamente los horizontes de planeamiento.
- Precisar los costos de energía no servida y escalas de déficit.
- Precisar de mejor manera los índices de calidad, seguridad y confiabilidad del S.N.I.

c. En lo referente a la facturación de las transacciones en el Mercado de Contratos:

- Definir de forma precisa la cobertura de los sobrecostos en el Mercado de Contratos.
- La liquidación de Potencia en el Mercado de Contratos.
- La factibilidad de contratos a plazo de los Grandes Consumidores con un Distribuidor de otra Area de Concesión.

d. Implementar un marco legal que controle el cumplimiento de la obligaciones económicas y técnicas por parte de los Agentes; para ello junto a cada norma debe existir una penalización económica proporcional al incumplimiento y principalmente que dichas sanciones se hagan efectivas por parte de las entidades competentes.

e. Emitir oportunamente correctivos regulatorios acordes con la realidad cambiante que afronta el Sector Eléctrico, como los siguientes:

- Dar oportuna solución a las discrepancias y reclamos por parte de los Actores del MEM con relación a la normativa y procedimientos vigentes.
- Fijar mecanismos para evitar la intervención de fuerzas ajenas a las del Mercado.
- Una normativa dinámica y flexible en lo referente a precios de los combustibles, Tarifa Fija de Transmisión, y Precio Unitario de Potencia.
- Dar las facilidades suficientes para la incorporación de los Grandes Consumidores al MEM.

Aspectos Comerciales

4.2.2 Con el objetivo de minimizar la exposición de la economía de los Agentes a la volatilidad de los precios en el Mercado Ocasional, es conveniente que la mayor parte de la demanda de los Distribuidores y Grandes Consumidores esté asegurada mediante la suscripción de contratos a plazo, en los que se establece de mutuo acuerdo entre las partes la cantidad de energía, precios y condiciones, de tal forma que en el Mercado Ocasional se adquiera tan solo la diferencia de energía que no puede ser prevista exactamente.

En vista de que los actuales Distribuidores son empresas pequeñas, debería implementarse en la Ley mecanismos para que puedan asociarse y convocar a los Generadores a un proceso realmente competitivo, que les permita adquirir la energía en las mejores condiciones de calidad y precio.

4.2.3 Es necesaria la integración del Sector Eléctrico y el Sector Financiero, con el fin de aprovechar los sistemas e instrumentos financieros existentes, para hacer frente al mayor problema que enfrenta el MEM, la falta de pago de los Distribuidores. El CENACE ha planteado valiosas alternativas al respecto, una de ellas la recaudación directa desde los usuarios finales, alternativas que deberían ser analizadas y posteriormente aplicadas.

Aspectos Técnicos

4.2.4 Como ya se ha expresado, existen problemas de indisponibilidad de las unidades de generación por falta de embalses de gran capacidad de almacenamiento, especialmente en la época de estiaje, por lo que se requieren alternativas de solución que eviten los racionamientos de energía. Una alternativa viable constituye la construcción del Proyecto Hidroeléctrico Mazar, que daría una efectiva capacidad de regulación a la Central Paute que constituye un tercio de la capacidad instalada en el País, otra alternativa constituye el Proyecto Termoriente que utilizará crudo reducido de la Refinería Amazonas con una potencia concesionada de 270 MW. El proyecto hidroeléctrico San Francisco, con una potencia de 230 MW y una producción promedio de energía anual de 1 403 GWh y podría operar en el año 2004. El proyecto Pilatón - Toachi, que tendrá una potencia de 190 MW y una generación media anual de 1 075 GWh, es una alternativa prometedora por su ubicación en la margen oriental de la Cordillera de los Andes y por tanto tiene régimen de lluvias complementario a las cuencas orientales.

4.2.5 Con el fin de mejorar la calidad de servicio en lo referente al perfil de voltaje es necesario que todos los actores contribuyan con la potencia

reactiva requerida por el S.N.I. en sus respectivas áreas de operación, tal como lo establece la normativa vigente. Además es necesario la expansión del Sistema de Transmisión y una adecuada configuración de su topología y la ubicación de nueva generación cerca de los centros de carga, puesto que los bajos voltajes en el norte del país se deben principalmente a la gran distancia existente hacia la mayor fuente de generación que es la central hidroeléctrica Paute y a las restricciones del Sistema de Transmisión.

Es necesaria la cooperación de todos los Actores del MEM, en lo referente al mejoramiento y expansión de sus instalaciones y a la operación óptima de las mismas que de como resultado un servicio a sus clientes con la calidad, seguridad y economía que esperan de la nueva estructura del Sector Eléctrico.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] HUNT, S y SHUTTLEWORTH, G, Unlocking the GRID, IEEE SPECTRUM, July 1996.

[2] HUNT, S y SHUTTLEWORTH, G, Competition and Choice in Electricity, John Wiley & Son Ltd, october 21, 1997.

[3] Ley de Régimen del Sector Eléctrico, Registro Oficial N° 43, 10 de octubre de 1996.

[4] Procesos de la Corporación Centro Nacional de Control de Energía, preparado por la UPLAG (1998) y actualizado por la División de Análisis y Control (abril 2000).

[5] Programa de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista 1999, Dirección de Planeamiento del CENACE.

[6] Programa de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista Octubre 1999 – Septiembre 2000, Dirección de Planeamiento del CENACE.

[7] Seguimientos Trimestrales del Programa de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista Octubre 1999 – Septiembre 2000, correspondientes a los trimestres Octubre – Diciembre de 1999 y Enero – marzo de 2000, Dirección de Planeamiento del CENACE.

[8] Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista, Registro Oficial N° 134, de febrero de 1999.

[9] Regulación CONELEC 011/99, Procedimientos de Despacho y Operación (versión 1.0), 25 de agosto de 1999.

[10] IEEE Sección Ecuador, Ph.D. Florencio Aboytes García, Seminario de Control de Voltaje Y Frecuencia en Sistemas Eléctricos de Potencia, Enero de 2000.

[11] PANCHO Germán, Filosofía de Mantenimiento de los Equipos del Sistema Central del Centro Nacional de Control de Energía, Tesis previa a la obtención del Título de Ingeniero en Electrónica y Control, Quito, Julio de 1996, EPN.

[12] Diagnóstico del Funcionamiento Técnico Comercial del Mercado Eléctrico Mayorista. Evaluación en la Dirección Ejecutiva del CENACE, 15 de noviembre de 1999.

[13] Regulación CONELEC 010/99, Procedimientos del Mercado Eléctrico Mayorista (versión 1.0), 25 de agosto de 1999.

[14] Comisión Económica para América Latina y el Caribe CEPAL Balance Preliminar de las Economías de América Latina y El Caribe 1999, , Vitacura, Santiago, Chile, 16 de Diciembre de 1999.

[15] Comisión Económica para América Latina y el Caribe CEPAL Informe Trimestral de la Base Regional de Datos de Coyuntura, Segundo Trimestre 2000, 25 de agosto de 2000.

[16] Reglamento Sustitutivo del Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, Registro Oficial N°182, 28 de Octubre de 1997

[17] Regulación No. CONELEC 013/99, Sistemas de Mediciones Comerciales para los Agentes del MEM, 12 de octubre de 1999.

[18] Regulación No. CONELEC 002/99, Administración Transitoria de las Transacciones en el Sistema Nacional Interconectado, 30 de marzo de 1999.

[19] Regulación No. CONELEC 006/99, Declaración de Costos de Arranque Parada de Unidades Turbo Vapor, 29 de julio de 1999.

[20] Regulación No. CONELEC 009/99, Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM, 25 de Agosto de 1999.

[21] Regulación No. CONELEC 001/00, Cálculo de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición, 20 de enero de 2000.

[22] Regulación No. CONELEC 002/00, Restricciones e Inflexibilidades Operativas, 17 de Abril de 2000.

[23] Regulación No. CONELEC 009/99, Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM, 25 de Agosto de 1999.

[24] Reglamento de Tarifas, N° 228, Quito 15 de Octubre de 1998.

[25] Presentación de los Procedimientos de funcionamiento del MEM Despacho y Operación del S.N.I. Santo domingo de los colorados 23 de septiembre de 1999.

[26] ARGÜELLO, G. Presentación del Director Ejecutivo en la Sesión de la Sala del CENACE, Manta, 8 de junio de 2000.

[27] ARGÜELLO, G. Análisis Crítico del Proceso de Transformación del sector Eléctrico en el Ecuador, II Jornadas de Evaluación del Funcionamiento del MEM, 21 de septiembre de 2000.

ANEXOS

Anexo 1.1: Previsión de Demanda de Potencia y Energía de las Empresas Distribuidoras.....242

Anexo 1.2: Características de los Embalses y Previsión de Caudales Afluentes para Diferentes Hidrologías.....243

Anexo 1.3: Potencia Remunerable.....244

Anexo 1.4: Factores de Nodo Estacionales en barras de Demanda.....246

Anexo 1.5: Factores de Nodo Estacionales en barras de Generación.....247

Anexo 3.1: Matriz de Contabilidad de Transacciones Comerciales del MEM Período Abril 1999 – abril 2000.....248

ANEXO 1.1

PREVISION DE CONSUMOS DE POTENCIA Y ENERGIA DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS [2]

POTENCIA (MW)

EMPRESAS	Oct-99	Nov-99	Dic-99	Ene-00	Feb-00	Mar-00	Abr-00	May-00	Jun-00	Jul-00	Ago-00	Sep-00
1. ZONA NORTE	748.8	753.8	758.8	742.9	740.2	749.7	737.0	744.4	742.8	739.3	741.3	758.9
1.1 Quito	447.6	446.3	451.7	444.7	439.1	441.7	432.9	442.8	438.4	433.0	428.5	448.7
1.2 Ambato	58.8	59.2	60.8	59.6	60.3	60.4	61.4	59.8	61.4	60.4	59.9	59.8
1.3 Cotopaxi	41.6	45.0	42.7	37.6	38.4	40.2	35.8	37.0	38.9	40.6	44.7	42.5
1.4 Riobamba	39.0	39.5	39.1	38.3	39.6	40.2	41.4	41.0	40.7	41.0	40.9	40.8
1.5 Regional Norte	62.1	62.3	61.9	62.2	62.4	64.9	65.0	63.0	64.0	60.6	63.1	66.0
1.6 Esmeraldas	47.6	46.9	49.0	47.7	47.5	49.2	47.1	47.5	48.4	49.5	50.0	50.6
1.7 Santo Domingo	40.7	42.6	41.6	41.6	40.9	41.2	41.7	40.5	39.6	42.6	42.9	41.1
1.8 Bolivar	11.4	11.8	11.9	11.2	12.0	11.9	11.9	12.9	11.4	11.6	11.3	11.5
2. ZONA SUR	1115.1	1118.8	1178.7	1177.4	1154.0	1183.2	1186.8	1190.0	1170.2	1141.2	1138.0	1157.2
2.1 EMELEC	503.6	499.8	538.0	537.6	526.5	547.7	552.6	554.0	539.5	515.9	509.5	521.8
2.2 EMELGUR	133.1	133.8	135.3	136.6	128.9	132.1	133.0	134.7	136.7	135.3	135.7	136.4
2.3 Regional Manabí	120.0	122.0	125.0	125.0	124.0	124.7	125.5	126.3	127.0	127.8	128.5	129.3
2.4 Milagro	61.3	62.2	65.0	65.5	56.5	61.3	58.0	61.4	62.3	57.6	61.6	64.1
2.5 Regional Centro Sur	93.4	95.5	98.1	96.2	93.7	95.4	97.3	97.1	96.4	96.7	95.2	97.5
2.6 Los Rios	37.1	36.0	37.4	37.5	35.3	36.8	38.2	38.3	37.3	37.5	37.6	38.4
2.7 El Oro	79.5	80.1	84.6	83.7	85.1	84.6	86.1	86.2	83.8	82.7	82.3	83.0
2.8 Peninsula Sta. Elena	44.9	47.2	53.3	51.8	50.4	57.8	55.0	48.9	44.8	45.4	45.2	44.2
2.9 Regional Sur	32.8	32.8	32.5	34.0	33.8	33.7	33.6	33.4	33.3	33.2	33.0	32.9
2.10 Azoques	9.5	9.6	9.5	9.7	9.7	9.2	9.6	9.7	9.1	9.3	9.4	9.7
3. TOTAL S/E Entrega	1863.9	1872.4	1937.5	1920.4	1894.2	1933.0	1925.8	1934.4	1913.0	1880.5	1879.3	1916.1
4. TOTAL Potencia Coincidente	1818.1	1825.3	1889.8	1873.1	1847.6	1885.4	1878.4	1886.8	1865.9	1834.3	1833.1	1868.9
5. Potencia Bornes Generador	1902.1	1910.8	1977.2	1959.7	1933.1	1972.6	1971.7	1980.5	1958.5	1925.3	1924.1	1961.7

ENERGIA (GWh)

EMPRESAS	Oct-99	Nov-99	Dic-99	Ene-00	Feb-00	Mar-00	Abr-00	May-00	Jun-00	Jul-00	Ago-00	Sep-00	Total
1. ZONA NORTE	317.3	302.7	310.1	318.6	291.9	316.1	307.5	316.1	315.3	315.4	313.8	315.3	3740.1
1.1 Quito	202.1	192.0	194.7	199.4	182.8	196.5	190.1	195.5	195.3	193.3	191.9	197.3	2330.8
1.2 Ambato	23.1	22.1	23.8	23.4	21.3	23.7	23.4	23.7	23.7	24.2	23.2	23.1	278.4
1.3 Cotopaxi	12.8	11.7	10.8	14.5	13.6	16.4	14.2	15.2	16.2	15.6	14.1	13.2	168.2
1.4 Riobamba	14.8	14.5	14.8	14.5	13.6	15.3	15.2	15.5	14.9	15.6	15.5	14.9	179.2
1.5 Regional Norte	23.2	22.6	23.8	25.0	22.8	23.6	24.4	24.6	24.1	23.4	25.4	24.2	287.1
1.6 Esmeraldas	20.4	19.8	21.3	20.6	18.8	19.5	19.9	20.2	20.4	21.6	22.2	21.5	246.2
1.7 Santo Domingo	17.4	16.8	17.5	17.7	15.8	17.6	17.0	17.8	17.4	18.1	18.0	17.6	208.6
1.8 Bolivar	3.5	3.3	3.6	3.5	3.2	3.5	3.4	3.6	3.4	3.6	3.5	3.5	41.6
2. ZONA SUR	519.7	514.9	545.5	543.5	488.1	552.0	537.1	557.4	536.5	536.2	536.1	527.8	6394.5
2.1 EMELEC	243.5	241.7	260.2	260.0	230.0	264.9	258.6	267.9	254.5	249.5	246.4	244.2	3021.3
2.2 EMELGUR	70.1	68.7	72.2	66.9	61.1	66.9	65.7	68.1	67.9	69.3	68.6	68.5	813.9
2.3 Regional Manabí	56.2	55.3	58.6	56.6	54.4	58.5	56.9	59.2	57.6	59.9	60.2	58.7	694.1
2.4 Milagro	28.7	28.5	27.8	30.4	24.5	29.0	27.5	29.2	29.1	26.8	28.2	28.6	338.4
2.5 Regional Centro Sur	39.7	39.2	41.6	39.8	35.8	40.7	39.3	40.7	39.7	40.8	40.2	39.9	477.5
2.6 Los Rios	17.2	16.7	17.3	17.4	15.8	17.6	17.1	17.7	17.3	17.9	18.0	17.5	207.6
2.7 El Oro	29.4	30.9	32.1	33.3	32.4	35.9	35.6	37.7	34.8	35.1	34.5	31.4	403.2
2.8 Peninsula Sta. Elena	19.5	18.9	20.1	21.3	19.9	22.9	21.2	21.1	20.3	21.5	24.2	23.6	254.3
2.9 Regional Sur	12.0	11.6	12.0	12.4	11.2	12.4	11.9	12.3	12.2	12.2	12.1	11.7	144.0
2.10 Azoguas	3.4	3.4	3.6	3.4	3.1	3.4	3.3	3.3	3.0	3.3	3.6	3.5	40.4
3. TOTAL ENERGIA S/E ENTREGA	837.1	817.7	855.6	862.1	780.0	868.1	844.6	873.4	851.8	851.6	849.9	842.8	10134.7
4. ENERGIA BORNES GENERADOR	873.9	845.6	890.9	896.7	811.6	897.1	878.5	907.9	886.3	885.8	884.9	871.4	10530.6

NOTA.
(*) Empresas que no enviaron información: Esmeraldas y Bolívar.

[2] CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA
DIRECCION DE PLANEAMIENTO
PROGRAMA DE OPERACIÓN DEL MEM OCTUBRE 1999 - SEPTIEMBRE 2000

ANEXO 1.2

CARACTERISTICAS DE LOS EMBALSES [2]

	unidad	PISAYAMBO	AMALUZA	AGOYAN	D PERIPA
1 Volumen Bruto	mill de m3	100 70	84 54	1 85	5430 09
2 Volumen Util	mill de m3	79 50	52 36	0 76	3260 78
3 Energía Equivalente Almacenada	GWh	79 74	82 73	0 27	462 59
4 Factor de Productividad Medio (3)					
- maximo	kWh/m3	1 003	1 580	0 350	0 141
- medio	kWh/m3	0 980	1 552		0 136
5 Nivel Máximo de Operación	m s n m	3565	1991	1651	85
6 Nivel Mínimo de Operación	m s n m				
- teórico		3541	1935	1645	65
- real		3545	1970		70

PREVISION DE CAUDALES AFLUENTES PARA DIFERENTES HIDROLOGIAS (1):

(M3/seg)

	HIDROLOGIA MEDIA												HIDROLOGIA SEMISECA				HIDROLOGIA SECA			
	Probabilidad de excedencia				PREVISION DE CAUDALES (2)				Probabilidad de excedencia				Probabilidad de excedencia				Probabilidad de excedencia			
Anual (%)	20	20	20	20	50	50	50	50	60	60	60	60	95	95	95	95	97	97	96	97
Mensual (%)	36	31	27	23	B&J	B&J	B&J	B&J	50	48	49	49	81	80	74	79	90	90	90	90
	PISAYAMBO	PAUTE	AGOYAN	D PERIPA (4)	PISAYAMBO	PAUTE	AGOYAN	D PERIPA (4)	PISAYAMBO	PAUTE	AGOYAN	D PERIPA (4)	PISAYAMBO	PAUTE	AGOYAN	D PERIPA (4)	PISAYAMBO	PAUTE	AGOYAN	D PERIPA (4)
Oct-99	5 9	113 2	112 8	53 6	5.3	92.0	96 0	53.6	5 1	94 2	99 0	53 6	4.3	70.3	73.7	53 6	3.6	54.1	69.1	53 6
Nov 99	4 5	92 5	104 7	237 5	4.1	73.0	84.0	237 5	4 1	77 9	84 6	237 5	3.1	50.3	61.9	237 5	2 6	44.6	58 6	237 5
Dic 99	4 9	76 0	89 4	238 4	4.1	62.0	77.0	238 4	4 3	60 7	76 5	238 4	2.6	46.0	57.6	238.4	2 0	42 4	55.3	238 4
Ene-00	5 4	76 1	103 5	228 6	4 1	61.0	79 0	228 6	4 0	61 9	69 5	228 6	2 3	44 7	53.4	228 6	1.7	35.9	50 7	228 6
Feb 00	5 3	103 4	111 9	257 6	4.5	78 0	91 0	257 6	4 5	84 2	92 8	257 6	2.3	60.7	58.8	257.6	2 0	41 0	55.2	257 6
Mar 00	6 4	128 0	134 6	234 8	5 7	99 0	107.0	234 8	6 0	106 8	103 8	234 8	4.1	66.1	75 2	234.8	3 7	60.6	73 0	234 8
Abr 00	7 1	153 6	151 4	39 0	6.7	136 0	127 0	39 0	6 7	138 2	133 8	39 0	5.2	103 3	89.6	39.0	4 6	92 5	80 7	39 0
May-00	10.0	181 6	157 0	58 3	8.1	146 0	136 0	58 3	8 4	153 9	136 0	58 3	6 1	107.0	95.0	58.3	4.9	83 4	84 9	58 3
Jun-00	13.5	209 0	207 8	73 2	11 3	168.0	163.0	73 2	12 1	170 4	167 0	73 2	8 4	122.9	107.3	73.2	6.7	98 8	103 7	73 2
Jul-00	13 2	222 6	207 8	36 3	12.6	192 0	179.0	36 3	12 0	202 1	182 9	36.3	10.2	151.4	136.4	36 3	9 3	139 8	125.3	36 3
Ago-00	11 3	161 0	168 2	50 3	9 9	137.0	140.0	50 3	10 1	138 3	139 9	50 3	8.2	106.9	111.1	50.3	7 5	92 7	109 8	50 3
Sep 00	9 2	127 8	140 9	51 7	7 7	110 0	117 0	51 7	8 1	110 0	111 1	51 7	5 7	83 6	86.5	51 7	5 5	69 5	85 6	51 7

NOTAS

(1) Datos obtenidos de la información histórica disponible en el CENACE
- Paute: cuadro No 2-2
- Pisayambo: cuadro No 2 3
- Agoyán: cuadro No 2-4
- D penpa: cuadro No 2-5

(2) Calculados con modelos ARIMA (Auto Regressive Integrated Moving Average)

(3) El Factor de Productividad Medio corresponde a las cotas 3555, 1980 y 82 5 msnm, para los embalses de Pisayambo, Amaluza y D Paripa, respectivamente

(4) Caudales equivalentes a la disponibilidad energética prevista por HIDRONACION

[2] CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA
DIRECCION DE PLANEAMIENTO
PROGRAMA DE OPERACIÓN DEL MEM OCTUBRE/1999-SEPTIEMBRE/2000

ANEXO 1.3

POTENCIA REMUNERABLE [2]

(ARTICULO 16 REGLAMENTO DE FUNCIONAMIENTO DEL MEM)

EMPRESA	CENTRAL / UNIDAD	DIAS TRABAJO (MW)	DIAS FERIADOS (MW)	PR PONDERADA (MW)
HIDROPAUTE	PAUTE	315.0	326.9	319.0
HIDROPUCARA	PUCARA	32.2	51.8	38.9
HIDRONACION	M. LANIADO	161.5	179.0	167.4
ELECTROGUAYAS	TRINITARIA	118.7	118.7	118.7
REGIONAL NORTE	INTER-COLOMBIA	20.5	24.0	21.6
TERMOESMERALDAS	ESMERALDAS	119.9	119.9	119.9
ELECTROGUAYAS	G. ZEVALLOS TV3	69.1	69.1	69.1
ELECTROGUAYAS	G. ZEVALLOS TV2	69.1	69.1	69.1
ELECAUSTRO	EL DESCANSO 1	2.8	2.8	2.8
ELECAUSTRO	EL DESCANSO 2	3.6	3.6	3.6
ELECAUSTRO	EL DESCANSO 3	3.6	3.6	3.6
ELECAUSTRO	EL DESCANSO 4	3.1	3.1	3.1
ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 3	39.7	34.5	38.4
ELECTROECUADOR	A. TINAJERO1	33.7	24.5	31.2
ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 4	41.4	11.4	31.8
ELECTROECUADOR	V. A.SANTOS	32.7	32.7	32.7
ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 2	29.9	2.7	21.0
REGIONAL SUR	CATAMAYO 6	1.7	0.5	1.4
ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 1	29.3	3.2	20.6
TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 1	3.1	3.1	3.1
TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 2	4.4	4.4	4.4
TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 3	4.6	4.6	4.6
TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 4	4.6	4.6	4.6
TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 5	4.4	4.4	4.4
TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 6	4.5	4.5	4.5
QUITO	G.HERNADEZ 1	5.0	1.8	4.1
QUITO	G.HERNADEZ 2	4.6	1.8	3.7
QUITO	G.HERNADEZ 3	4.6	1.8	3.7
QUITO	G.HERNADEZ 4	5.0	1.8	4.1
QUITO	G.HERNADEZ 5	5.0	1.8	4.1
QUITO	G.HERNADEZ 6	4.6	1.4	3.6
REGIONAL SUR	CATAMAYO 7	0.1	0.0	0.1
STO DOMINGO	STO DOMINGO 1	0.1	0.0	0.1
REGIONAL SUR	CATAMAYO 1	0.0	0.0	0.0
REGIONAL SUR	CATAMAYO 2	0.0	0.0	0.0
QUITO	LULUNCOTO 1	0.0	0.0	0.0
QUITO	LULUNCOTO 2	0.0	0.0	0.0
QUITO	LULUNCOTO 3	0.0	0.0	0.0
MILAGRO	MILAGRO 3	0.0	0.0	0.0
MILAGRO	MILAGRO 4	0.0	0.0	0.0
MILAGRO	MILAGRO 5	0.0	0.0	0.0
MILAGRO	MILAGRO 6	0.0	0.0	0.0
MILAGRO	MILAGRO 7	0.0	0.0	0.0
MILAGRO	MILAGRO 8	0.0	0.0	0.0
REGIONAL EL ORO	EL ORO CAMBIO 3	0.0	0.0	0.0
REGIONAL EL ORO	EL ORO CAMBIO 4	0.0	0.0	0.0
REGIONAL EL ORO	EL ORO MACHALA 4	0.0	0.0	0.0
REGIONAL EL ORO	EL ORO MACHALA 5	0.0	0.0	0.0
ELECTROECUADOR	V.GUAYAQUIL 1	4.7	4.7	4.7
ESMERALDAS	LA PROPICIA 31	0.0	0.0	0.0
ESMERALDAS	LA PROPICIA 32	0.0	0.0	0.0
REGIONAL SUR	CATAMAYO 8	0.0	0.0	0.0
REGIONAL SUR	CATAMAYO 10	0.0	0.0	0.0
ENERGYCORP	ENERGYCORP	52.2	7.5	37.5
ELECTROECUADOR	V.GUAYAQUIL 2	4.7	4.6	4.7
ELECTROECUADOR	V.GUAYAQUIL 3	9.2	8.7	9.0
ELECTROECUADOR	A. TINAJERO 2	0.0	0.0	0.0
			SUMA-1	1218.9

[2] CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA
DIRECCION DE PLANEAMIENTO
PROGRAMA DE OPERACIÓN DEL MEM OCTUBRE 1999 - SEPTIEMBRE 2000

ANEXO 1.3 (CONTINUACIÓN)

POTENCIA REMUNERABLE [2]

(ARTICULO 16 REGLAMENTO DE FUNCIONAMIENTO DEL MEM)

EMPRESA	CENTRAL / UNIDAD	DIAS TRABAJO (MW)	DIAS FERIADOS (MW)	PR PONDERADA (MW)
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 3	0.0	0.0	0.0
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 7	0.0	0.0	0.0
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 8	0.0	0.0	0.0
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 10	0.0	0.0	0.0
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 11	0.0	0.0	0.0
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 12	0.0	0.0	0.0
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 13	0.0	0.0	0.0
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 14	0.0	0.0	0.0
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 15	0.0	0.0	0.0
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 16	0.0	0.0	0.0
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 18	0.0	0.0	0.0
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 22	0.0	0.0	0.0
ELECTROECUADOR	V.GUAYAQUIL 4	9.1	8.6	9.0
ELECAUSTRO	MONAY 1	0.0	0.0	0.0
REGIONAL SUR	CATAMAYO 9	0.0	0.0	0.0
REGIONAL SUR	CATAMAYO 5	0.0	0.0	0.0
ELECAUSTRO	MONAY 3	0.0	0.0	0.0
ELECAUSTRO	MONAY 2	0.0	0.0	0.0
REGIONAL SUR	CATAMAYO 4	0.0	0.0	0.0
TERMOPICHINCHA	STA. ROSA 3	0.0	0.0	0.0
ELECTROGUAYAS	PASCUALES	0.0	0.0	0.0
PENIN. STA. ELENA	STA. ELENA 1	0.0	0.0	0.0
PENIN. STA. ELENA	STA. ELENA 8	0.0	0.0	0.0
PENIN. STA. ELENA	STA. ELENA 9	0.0	0.0	0.0
PENIN. STA. ELENA	STA. ELENA 10	0.0	0.0	0.0
PENIN. STA. ELENA	STA. ELENA 11	0.0	0.0	0.0
PENIN. STA. ELENA	STA. ELENA 12	0.0	0.0	0.0
PENIN. STA. ELENA	PLAYAS 4	0.0	0.0	0.0
PENIN. STA. ELENA	POSORGA 5	0.0	0.0	0.0
TERMOPICHINCHA	STA. ROSA 1	0.0	0.0	0.0
BOLIVAR	BOLIVAR	0.0	0.0	0.0
TERMOPICHINCHA	STA. ROSA 2	0.0	0.0	0.0
RIOBAMBA	RIOBAMBA	0.0	0.0	0.0
ELECTROECUADOR	A. SANTOS 2	0.0	0.0	0.0
ELECTROECUADOR	A. SANTOS 1	0.0	0.0	0.0
REGIONAL NORTE	SAN FRANCISCO	0.0	0.0	0.0
ELECTROECUADOR	A. SANTOS 3	0.0	0.0	0.0
ELECTROECUADOR	A. SANTOS 5	0.0	0.0	0.0
ELECTROECUADOR	A. SANTOS 6	0.0	0.0	0.0
ECUAPOWER	EPW-STO DOMINGO 1	0.0	0.0	0.0
ECUAPOWER	EPW-STO DOMINGO 2	0.0	0.0	0.0
ECUAPOWER	EPW-STA ELENA	0.0	0.0	0.0
AMBATO	LLIGUA 1	0.0	0.0	0.0
AMBATO	LLIGUA 2	0.0	0.0	0.0
ELECTROGUAYAS	G. ZEVALLOS TG4	0.0	0.0	0.0
ELECAUSTRO	MONAY 4	0.0	0.0	0.0
ELECAUSTRO	MONAY 5	0.0	0.0	0.0
ELECAUSTRO	MONAY 6	0.0	0.0	0.0
HIDROAGOYAN	AGOYAN	30.3	111.3	90.1
QUITO	QUITO_H	48.5	76.3	57.3
ELECAUSTRO	ELECAUSTRO_H	16.4	25.7	19.3
RIOBAMBA	RIOBAMBA_H	7.8	8.3	8.0
COTOPAXI	COTOPAXI_H	3.3	4.3	3.6
REGIONAL NORTE	RNORTE_H	4.8	8.3	5.9
AMBATO	AMBATO_H	1.7	1.7	1.7
BOLIVAR	BOLIVAR_H	0.5	0.6	0.5
REGIONAL SUR	REGIONAL SUR_H	1.7	1.7	1.7
			SUMA-2	197.1
			PR-TOTAL	1416.0

[2] CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA
DIRECCION DE PLANEAMIENTO
PROGRAMA DE OPERACIÓN DEL MEM OCTUBRE 1999 - SEPTIEMBRE 2000

ANEXO 1.4

FACTORES DE NODO ESTACIONALES EN BARRAS DE DEMANDA [2]

	BARRA		HIDROLOGIA MEDIA		HIDROLOGIA SEMISECA		HIDROLOGIA SECA	
EMPRESA ELECTRICA	No.	IDENTIFICACION	SECO	LLUVIOSO	SECO	LLUVIOSO	SECO	LLUVIOSO
Ambato Regional Centro Norte	83	TOTOR-BA_69	0.98559	0.97646	0.99887	0.98994	1.00505	0.99570
	90	AMBAT-BA69	0.98816	0.98189	1.00093	0.99485	1.00732	1.00019
Bolívar	112	GUARA-BA69	1.00792	0.99592	1.01986	1.00959	1.02575	1.01558
Cotopaxi	75	LATAC69	1.00822	1.01272	1.01581	1.02160	1.02219	1.02505
El Oro	22	MACHALA1_69	1.06237	1.06356	1.06237	1.06356	1.06237	1.06356
EMELEC	31	SALITR69	1.00407	1.02382	0.98651	1.00444	0.97823	0.99231
	38	TRINIT69	0.99187	0.99998	0.99166	0.99616	0.98784	0.99409
	43	POLICENT69	1.00664	1.00677	1.00664	1.00677	1.00664	1.00677
	27	PASCUALS69	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000
EMELGUR	27	PASCUALS69	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000
	41	QUEV-SUR69	1.00317	1.01562	1.00501	1.01755	1.00652	1.01868
	46	QUEV-NOR69	1.00317	1.01562	1.00501	1.01755	1.00652	1.01868
EMELRIOS	20	BABAHOYO69	1.00969	1.00079	1.01440	1.00626	1.01678	1.00938
Esmeraldas	54	ESMERALD69	0.90087	1.01534	0.89470	1.00721	0.89834	1.00993
Milagro	17	MILAGRO69	0.99392	0.98471	0.99862	0.99018	1.00101	0.99330
Península Sta. Elena	28	S.ELENA69	1.03228	1.03290	1.03227	1.03290	1.03228	1.03290
	30	POSORJA9_69	1.00623	1.00954	0.97471	0.98551	0.96866	0.97400
Quito	58	S.ROS138	1.01594	1.02176	1.02103	1.02845	1.02541	1.03169
	70	VICEN-BA46	1.03023	1.03929	1.02996	1.04299	1.03436	1.04403
Regional Centro Sur	5	CUENCA69	1.00147	0.98111	1.01477	0.99510	1.02263	1.00565
Regional Manabí	48	PORTOVIE69	1.05442	1.09637	1.05681	1.09770	1.05831	1.09884
Regional Norte	79	IBAR_BA_34.5	1.04401	1.05775	1.04177	1.06213	1.04598	1.06317
	92	TULCAN69	1.04215	1.06358	1.03427	1.06796	1.03810	1.06900
Regional Sur	15	LOJA69	1.04448	1.02446	1.05817	1.03951	1.06399	1.04842
Riobamba	87	RIOBA-69	0.99074	0.98019	1.00226	0.99298	1.00815	0.99896
Santo Domingo	51	S.DOMING69	1.00750	1.01971	1.01159	1.02471	1.01523	1.02744

[2] CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA
DIRECCION DE PLANEAMIENTO
PROGRAMA DE OPERACIÓN DEL MEM OCTUBRE 1999 - SEPTIEMBRE 2000

ANEXO 1.5

FACTORES DE NODO ESTACIONALES EN BARRAS DE GENERACION [2]

EMPRESA	BARRA		HIDROLOGIA MEDIA		HIDROLOGIA SEMISECA		HIDROLOGIA SECA	
	No	IDENTIFICACION	SECO	LLUVIOSO	SECO	LLUVIOSO	SECO	LLUVIOSO
HIDROPAUTE	1	PAUTE_13.8	0.97051	0.94429	0.98352	0.95990	0.99010	0.96855
Elecaustro	5	CUENCA_69	1.00154	0.98083	1.01484	0.99515	1.02272	1.00578
Regional Sur	15	LOJA_69	1.04456	1.02417	1.05818	1.03951	1.06410	1.04875
Milagro	17	MILAGRO_69	0.99395	0.98460	0.99865	0.99021	1.00104	0.99333
Regional El Oro	22	MACHALA1_69	1.06237	1.06356	1.06237	1.06356	1.06237	1.06356
Peninsula Sta Elena	28	S.ELENA_69	1.03228	1.03290	1.03227	1.03290	1.03228	1.03290
ELECTROGUAYAS	35	V-INEC2_13.8	1.00433	1.02437	0.98653	1.00448	0.97825	0.99236
ELECTROGUAYAS	36	V-INEC3_13.8	1.00433	1.02437	0.98653	1.00448	0.97825	0.99236
ELECTROGUAYAS	37	G-INEC4_13.8	1.00433	1.02437	0.98653	1.00448	0.97825	0.99236
Regional Manabi	48	PORTOVIEJO_69	1.05430	1.09598	1.05668	1.09755	1.05818	1.09869
Santo Domingo	51	S.DOMINGO_69	1.00717	1.01862	1.01127	1.02437	1.01491	1.02708
TERMOESMERALDAS	53	CT_ESMER_13.8	0.90088	1.01494	0.89438	1.00686	0.89802	1.00957
Esmeraldas	54	ESMERALD_69	0.90088	1.01494	0.89438	1.00686	0.89802	1.00957
TERMOPICHINCHA	64	GS.ROSA3_13.8	1.01542	1.02032	1.02055	1.02793	1.02491	1.03115
Quito	70	VICEN-BA46	1.02828	1.03615	1.02814	1.04111	1.03252	1.04210
Quito	70	GUANGOPO_6.6	1.02721	1.03567	1.02584	1.03919	1.03037	1.03976
Regional Norte	79	IBAR_BA_34.5	1.04206	1.05460	1.03996	1.06025	1.04414	1.06124
HIDROPUCARA	81	PUCARA_13.8	0.98846	0.98687	0.99971	1.00181	1.00701	1.00637
Riobamba	87	RIOBAMBA_69	0.99094	0.97935	1.00248	0.99316	1.00836	0.99914
HIDROAGOYAN	89	AGOYAN_13.8	0.96741	0.95040	0.98606	0.96907	0.99289	0.97569
Ambato	90	AMBATO-BA_69	0.98940	0.98111	1.00217	0.99605	1.00856	1.00139
HIDRONACION	93	DAULE_13.8	0.99467	1.03522	0.99705	1.03679	0.99855	1.03792
Bolivar	112	GUARA-BA_69	1.00812	0.99507	1.02008	1.00978	1.02597	1.01576
Regional Norte	192	IPIA_115	1.03813	1.06031	1.02895	1.06595	1.03265	1.06694
ELECTROQUIL	600	G-EQIL2_13.8	1.00407	1.02390	0.97556	1.00114	0.96187	0.97602
ELECTROGUAYAS	627	G-PASCU_13.8	1	1	1	1	1	1
ECUAPOWER STA ELENA	628	ECUAP-SE_13.8	1.03228	1.03290	1.03227	1.03290	1.03228	1.03290
ELECTROECUADOR	765	V-EMEL1_13.8	1.00433	1.02437	0.98653	1.00448	0.97825	0.99236
ELECTROGUAYAS	632	V-TRIN1_13.8	0.99187	1.00051	0.99166	0.99617	0.98786	0.99411
ECUAPOWER STO DOMINGO	649	ECUAP-SD_13.8	1.00717	1.01862	1.01127	1.02437	1.01491	1.02708
TERMOPICHINCHA	764	G-S.ROSA1_13.8	1.01542	1.02032	1.02055	1.02793	1.02491	1.03115
ELECTROQUIL	700	G-EQIL2_13.8	1.00407	1.02390	0.97556	1.00114	0.96187	0.97602
ELECTROECUADOR	931	G-EMEL1_13.8	1.00433	1.02437	0.98653	1.00448	0.97825	0.99236
ENERGYCORP	732	G-ENERGY13.8	0.99187	1.00051	0.99166	0.99617	0.98786	0.99411
TERMOPICHINCHA	664	G-S.ROSA2_13.8	1.01542	1.02032	1.02055	1.02793	1.02491	1.03115
ELECTROECUADOR	765	VPVG-EME_13.8	1.00321	1.02420	0.98488	1.00305	0.96900	0.98583
ELECTROQUIL	829	G-EQIL3_13.8	0.99720	1.00104	0.96632	0.97701	0.96021	0.96544
ELECTROECUADOR	731	G-EMEL2_13.8	1.00433	1.02437	0.98653	1.00448	0.97825	0.99236
ELECTROQUIL	929	G-EQIL3_13.8	0.99720	1.00104	0.96632	0.97701	0.96021	0.96544
ELECTROECUADOR	831	G-EMEL3_13.8	1.00433	1.02437	0.98653	1.00448	0.97825	0.99236
ELECTROECUADOR	1031	G-EMEL5_13.8	1.00433	1.02437	0.98653	1.00448	0.97825	0.99236
ELECTROECUADOR	1131	G-EMEL6_13.8	1.00433	1.02437	0.98653	1.00448	0.97825	0.99236
ELECTROECUADOR	1231	G-ALTI1_13.8	1.00433	1.02437	0.98653	1.00448	0.97825	0.99236
ELECTROECUADOR	1331	G-ALTI2_13.8	1.00433	1.02437	0.98653	1.00448	0.97825	0.99236

[2] CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA
DIRECCION DE PLANEAMIENTO
PROGRAMA DE OPERACIÓN DEL MEM OCTUBRE 1999 - SEPTIEMBRE 2000

ANEXO 3.1

MATRIZ DE CONTABILIDAD DE TRANSACCIONES COMERCIALES DEL MEM PERÍODO ABRIL 1999 - ABRIL 2000
MILLONES DE SUCRES

	Ingresos por	GENERADORES				TRANSELECTRIC	CONTRATOS GENERADORES PRIVADOS	SUBTOTAL	TOTAL
Egresos por		Energía Vendida en Mercado Ocasional	Sobrecostos por Inflexibilidades	Sobrecostos por Restricciones	Potencia PR, RSF, APTV, RAP y Reactivos				
GENERADORES	Energía a Costo Marginal Serv. Aux.	7,845				150		7,994	8,296
	Inflexibilidades		248					248	
	Restricciones			54				54	
DISTRIBUIDORES	Energía a Costo Marginal	3,053,234				58,247		3,111,481	6,252,269
	Inflexibilidades		98,039					98,039	
	Potencia PR, RSF, APTV, RAP y Reactivos				1,463,548			1,463,548	
	Tarifa Fija de Transmisión					796,015		796,015	
	PPA						772,743	772,743	
	Restricciones			10,444				10,444	
TRANSELECTRIC	Restricciones			53,048				53,048	53,048
	TOTAL	3,061,079	98,286	63,546	1,463,548	854,411	772,743	6,313,613	6,313,613

	GENERADORES		TRANSELECTRIC	GEN. PRIVADOS	TOTAL
	ENERGIA	POTENCIA			
GENERADORES	8,146	0	150	0	8,296
DISTRIBUIDORES	3,161,717	1,463,548	854,261	772,743	6,252,269
TRANSELECTRIC	53,048	0	0	0	53,048
TOTAL	3,222,911	1,463,548	854,411	772,743	6,313,613

	GENERADORES	TRANSELECTRIC	GEN. PRIVADOS	TOTAL
GENERADORES	8,146	150	0	8,296
DISTRIBUIDORES	4,625,265	854,261	772,743	6,252,269
TRANSELECTRIC	53,048	0	0	53,048
TOTAL	4,686,459	854,411	772,743	6,313,613

La explicación de estas matrices se presenta en la sección 3.3.1, página 210

ANEXO 3.1

MATRIZ DE CONTABILIDAD DE TRANSACCIONES COMERCIALES DEL MEM PERÍODO ABRIL 1999 - ABRIL 2000

Egresos por \ Ingresos por		GENERADORES				TRANSELECTRIC	CONTRATOS GENERADORES PRIVADOS
		Energía Vendida en Mercado Ocasional	Sobrecostos por Inflexibilidades	Sobrecostos por Restricciones	Potencia PR, RSF, APTV, RAP		
GENERADORES	Energía a Costo Marginal Serv. Aux.	0.3%				0.0%	
	Inflexibilidades		0.3%				
	Restricciones			0.1%			
DISTRIBUIDORES	Energía a Costo Marginal	99.7%				6.8%	
	Inflexibilidades		99.7%				
	Potencia PR, RSF, APTV, RAP				100.0%		
	Tarifa Fija de Transmisión					93.2%	
	PPA						100%
	Restricciones			16.4%			
TRANSELECTRIC	Restricciones			83.5%			
TOTAL		100%	100%	100%	100%	100%	100%

	GENERADORES		TRANSELECTRIC	GEN. PRIVADOS
	ENERGIA	POTENCIA		
GENERADORES	0.25%	0.00%	0.02%	0.00%
DISTRIBUIDORES	98.10%	100.00%	99.98%	100.00%
TRANSELECTRIC	1.65%	0.00%	0.00%	0.00%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

	GENERADORES	TRANSELECTRIC	GEN. PRIVADOS
GENERADORES	0.17%	0.02%	0%
DISTRIBUIDORES	98.69%	99.98%	100%
TRANSELECTRIC	1.13%	0.00%	0%
TOTAL	100%	100%	100%

ANEXO 3.1

MATRIZ DE CONTABILIDAD DE TRANSACCIONES COMERCIALES DEL MEM PERÍODO ABRIL 1999 - ABRIL 2000

Egresos por \ Ingresos por		GENERADORES				TRANSELECTRIC	CONTRATOS GENERADORES PRIVADOS	SUBTOTAL	TOTAL
		Energía Vendida en Mercado Ocasional	Sobrecostos por Inflexibilidades	Sobrecostos por Restricciones	Potencia PR, RSF, APTV, RAP				
GENERADORES	Energía a Costo Marginal Serv. Aux.	94.56%				1.80%		96%	100%
	Inflexibilidades		3%					3%	
	Restricciones			1%				1%	
DISTRIBUIDORES	Energía a Costo Marginal	48.83%				0.93%		50%	100%
	Inflexibilidades		2%					2%	
	Potencia PR, RSF, APTV, RAP				23%			23%	
	Tarifa Fija de Transmisión					13%		13%	
	PPA						12%	12%	
	Restricciones			0%				0.2%	
TRANSELECTRIC	Restricciones			100%				100%	100%

	GENERADORES		TRANSELECTRIC	GEN. PRIVADOS	TOTAL
	ENERGIA	POTENCIA			
GENERADORES	98.20%	0.00%	1.80%	0.00%	100%
DISTRIBUIDORES	50.57%	23.41%	13.66%	12.36%	100%
TRANSELECTRIC	100%	0%	0%	0%	100%

	GENERADORES	TRANSELECTRIC	GEN. PRIVADOS	TOTAL
GENERADORES	98.20%	1.80%	0.00%	100%
DISTRIBUIDORES	73.98%	13.66%	12.36%	100%
TRANSELECTRIC	100%	0%	0%	100%