

**ESTUDIO INTEGRAL DE TARIFAS
ELÉCTRICAS**

**INFORME N° 11B: ANÁLISIS DE LOS
MODELOS DE SIMULACIÓN UTILIZADOS
POR CFE PARA LA PLANIFICACIÓN DE
LA EXPANSIÓN DE GENERACIÓN Y
TRANSMISIÓN**

Preparada para:



INFORME N° 11B: ANÁLISIS DE LOS MODELOS DE SIMULACIÓN UTILIZADOS POR CFE PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO	5
1. INTRODUCCIÓN	7
2. EL PROCESO DE PLANIFICACIÓN Y LOS MODELOS EMPLEADOS	7
3. CARACTERÍSTICAS DE LOS MODELOS WASP III+, PEGYT Y DEEM.....	10
3.1. WASP III PLUS	10
3.2. PEGYT (VERSIÓN MEJORADA DE EXPANDIN)	11
3.3. DEEM	12
4. CONSIDERACIONES METODOLÓGICAS SOBRE LOS MODELOS Y SU USO	14
4.1. CRITERIO DE ANÁLISIS	14
4.2. ELEMENTOS CRÍTICOS IDENTIFICADOS	14
4.3. COMPATIBILIDAD DE MODELOS	18
ANEXO CARACTERÍSTICAS DEL MODELO SDDP	20
1. ESTRUCTURA DEL MODELO SDDP.....	20
2. MODELADO DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA	21
2.1 SISTEMA HIDRÁULICO.....	21
2.2 PLANTAS TERMOELÉCTRICAS.....	23
2.3 INTERRUPCIÓN DEL SUMINISTRO	24
2.4 GENERACIÓN DETERMINÍSTICA	24
2.5 RED DE TRANSMISIÓN	24
2.6 DEMANDAS	25
2.7 CAUDALES	25
3. MÓDULO DE CÁLCULO DE LA POLÍTICA OPERATIVA.....	25
3.1 PLANTAS HIDROELÉCTRICAS	26
3.2 PLANTAS TÉRMICAS.....	27
3.3 MODELO DE INTERCONEXIONES	27

3.4	MODELO DE FLUJO DE POTENCIA	27
3.5	FUNCIÓN DE COSTO FUTURO.....	27
3.6	FUNCIÓN OBJETIVO	28
3.7	ALGORITMO DE SOLUCIÓN DEL PROBLEMA	28
4.	MÓDULO DE SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN	28
4.1	REPORTES	29
4.1.1	ESTADÍSTICA DEL SISTEMA	29
4.1.2	ESTADÍSTICA DE GENERACIÓN	30
4.1.3	ESTADÍSTICA Y BALANCES DE EMBALSES	30
4.1.4	BALANCE DE NODOS	30
4.1.5	ESTADÍSTICA DE CONSUMO DE COMBUSTIBLE	30
4.1.6	MANTENIMIENTOS Y DISPONIBILIDAD	30
4.1.7	COSTOS MARGINALES	31
4.1.8	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	31

INFORME N° 11B: ANÁLISIS DE LOS MODELOS DE SIMULACIÓN UTILIZADOS POR CFE PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

GLOSARIO

CENS: Costo de la Energía No Suministrada

CFE: Comisión Federal de Electricidad

CMCP: Costos Marginales de Corto Plazo

CMLP: Costos Marginales de Largo Plazo

ENS: Energía No Suministrada

LOLP (*loss of load probability*): Probabilidad de pérdida de carga

MR: Margen de Reserva

MRO: Margen de Reserva Operativa

O&M: Operación y Mantenimiento

SDDP: Modelo de simulación del despacho económico de generación utilizado por el Consultor.

TDR: Términos de Referencia del presente servicio de consultoría

WASP III+, PEGyT, DEEM: Modelos de simulación utilizados por CFE para la planificación de la expansión del parque de generación y de la red de transmisión , y cálculo de CMCP.

INFORME N° 11B: ANÁLISIS DE LOS MODELOS DE SIMULACIÓN UTILIZADOS POR CFE PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

RESUMEN EJECUTIVO

El presente documento tiene por objeto cumplir con lo indicado en los TDR, 1.2.1. Diagnóstico sobre la situación de los modelos de planeación. Puntos a) El Consultor analizará los modelos WASP y DEEM y determinará la manera en que podrían ser utilizados para el cálculo de los costos marginales de generación; b) El Consultor analizará el modelo EXPANDIN¹ y determinará la manera en que podría ser utilizado para el cálculo de los costos marginales de transmisión; c) El Consultor podrá proponer el uso de modelos alternativos para el cálculo de los costos marginales de generación y de transmisión, pudiendo darse el caso de modelos del propio del Consultor, detallando las ventajas y desventajas de cada alternativa.

En esencia, los modelos WASP III+ y PEGyT son ambos modelos de expansión de la capacidad de generación, con la salvedad de que el segundo también considera la expansión de la transmisión, para lo que emplea representación nodal del sistema.

En cambio el modelo DEEM (Despacho Económico Estocástico Multinodal) se utiliza para simular la operación del sistema en horizontes de mediano plazo.

En términos generales las metodologías / software empleados por CFE para determinar el plan de expansión son elementos probados a nivel mundial sobre los que existe vasta experiencia y conocimiento de eventuales limitaciones.

Los elementos críticos para el proceso de planificación son:

- el Costo unitario de la Energía No Suministrada, que se introduce como parámetro, y a la forma de considerar al mismo en la función objetivo (valor de ENS resultante de las ecuaciones de balance de generación demanda utilizadas en la resolución del

¹ En lugar del modelo EXPANDIN se analizó el modelo PEGyT, evolución del primero, actualmente utilizado por CFE para realizar el Plan de Expansión de Generación y Transmisión.

subproblema de minimización del costo de operación)

- los valores de Margen de Reserva (MR) de capacidad que se establezcan a nivel del sistema o para cada área considerada, sean estas restricciones al problema a resolver o condiciones ajustadas ex post sobre la solución obtenida.

La expansión de generación y transmisión óptima resultante es muy sensible a estos parámetros.

Asimismo es relevante la compatibilidad de datos usados para las aproximaciones y verificaciones y cálculos complementarios.

Los elementos relativos al modelo de corto/mediano plazo podrían estar en nivel de relevancia menor, en la medida que los mismos sólo afectan a la componente de costo operativo y, esencialmente, no forman parte del mecanismo utilizado por CFE para realizar la planificación de la expansión. Los elementos más significativos son:

- Valor de agua
- Representación de pérdidas

Cabe destacar sin embargo que la determinación de CMCP es un aspecto fundamental en el cálculo de tarifas toda vez que los CMLP de generación que se incluyen en las tarifas resultan determinados en función de los CMCP. Por este motivo hay que tomar los recaudos para que la proyección de CMCP que se haga con el modelo DEEM resulten lo más próximas posibles a los valores de CMCP que se darían en la operación real si a futuro se repiten las hipótesis asumidas de operación del sistema eléctrico.

En función de lo antes indicado se consideran adecuados los modelos utilizados por CFE para realizar el Plan de Expansión de generación y transmisión.

El Consultor utilizará otro modelo de simulación para verificar la operación resultante del sistema con las obras incluidas en el Plan de Expansión preparado por CFE. El modelo a utilizar es el SDDP, origen PSR, Brasil, siendo este modelo ampliamente utilizado en toda la región para realizar el despacho hidrotérmico de mínimo costo. Se incluye como Anexo, una descripción de dicho modelo de simulación.

INFORME N° 11B: ANÁLISIS DE LOS MODELOS DE SIMULACIÓN UTILIZADOS POR CFE PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

1. INTRODUCCIÓN

El presente documento tiene por objeto cumplir con lo indicado en los TDR, 1.2.1. Diagnóstico sobre la situación de los modelos de planeación. Puntos a) El Consultor analizará los modelos WASP y DEEM y determinará la manera en que podrían ser utilizados para el cálculo de los costos marginales de generación; b) El Consultor analizará el modelo EXPANDIN y determinará la manera en que podría ser utilizado para el cálculo de los costos marginales de transmisión; c) El Consultor podrá proponer el uso de modelos alternativos para el cálculo de los costos marginales de generación y de transmisión, pudiendo darse el caso de modelos del propio del Consultor, detallando las ventajas y desventajas de cada alternativa.

2. EL PROCESO DE PLANIFICACIÓN Y LOS MODELOS EMPLEADOS

Desde el punto de vista teórico puro se podría decir que siempre resulta deseable la utilización de un único modelo para la determinación de Plan de Expansión óptimo de modo tal de garantizar la optimalidad de la solución.

Sin embargo, la aplicación práctica demuestra, por varios motivos, que puede resultar conveniente la aplicación de un conjunto de modelos que se complementen entre sí, cada uno de ellos haciendo foco en una determinada porción del problema que se puede aislar del resto dentro de razonables márgenes de error.

Las ventajas de la descomposición del proceso son varias, entre otras:

- Menor tiempo de cálculo, puesto que los mismos suelen incrementarse exponencialmente con el número de variables del problema.
- Mayor control en el manejo de datos: al requerirse menor cantidad de los mismos para cada problema parcial, se puede focalizar la atención más fácilmente en el tratamiento de los datos relevantes para el problema que se va a resolver.
- Mayor control sobre los resultados de cada problema parcial, dado que se pasa a la siguiente etapa una vez que los resultados de la anterior se consideran satisfactorios.

Esto ayuda a la detección de eventuales problemas.

El precio que se paga por obtener beneficios como los antes enumerados se relaciona esencialmente con la estricta compatibilidad de soluciones parciales. La solución óptima de un problema no necesariamente lo es si a ese mismo problema se le agregan otras componentes, tanto en la función objetivo a evaluar como restricciones asociadas.

Toda vez que los desvíos que se produzcan en la solución como consecuencia de la segmentación del problema resulten suficientemente pequeños como para ser despreciados, tal segmentación es recomendable si la misma produce un ahorro de esfuerzo significativo. Este balance depende no sólo de las características de los modelos empleados, sino del condicionamiento del problema a resolver.

Por lo tanto, la evaluación de si un proceso en su conjunto es ejecutado adecuadamente mediante la aplicación de subprocesos ejecutados con modelos particulares no necesariamente puede ser llevada a cabo en su totalidad evaluando las características de estos modelos en forma exclusiva. Pero sí podría darse la situación en la que incompatibilidades entre los modelos empleados determinen necesariamente, por cuestiones de método, desvíos relevantes en la solución.

La Comisión Federal de Electricidad (CFE) emplea en esencia tres modelos para la determinación del Plan de Expansión óptimo de generación y transmisión, más uno inicial para obtener una referencia en cuanto a mezcla de tecnologías, confiabilidad (MR y LOLP) y costos de expansión del sistema de generación.

- WASP III+, modelo de planificación de la expansión de generación, uninodal, utilizado como referencia inicial.
- El modelo PEGyT, que determina un primer plan de expansión de generación y transmisión en bloque a nivel regional (50 nodos aproximadamente)
- Un modelo de confiabilidad, denominado MEXICO, que analiza la operación de la red de transmisión con una representación más detallada de la red de transmisión (200 nodos aproximadamente)

En forma complementaria se utilizan eventualmente los siguientes modelos:

- EVA, modelo empleado para evaluar económica y financieramente proyectos individuales que forman parte del plan de transmisión resultante.

- Software de análisis de sistemas de potencia (PSS/E) para verificaciones de funcionamiento eléctrico,
- DEEM: modelo de simulación de la operación del sistema de largo plazo (despacho económico), eventualmente utilizado para verificación de la operación prevista en el mediano largo plazo

El presente análisis se centrará en las capacidades de los modelos requeridos en los TDR (WASP III+, PEGyT y DEEM), realizándose observaciones respecto de la criticidad de los datos utilizados y su tratamiento en el modelado en función de su influencia esperada en los resultados.

- WASP III+ es un modelo uninodal de planeación de expansión de la capacidad de generación, cuyos primeros desarrollos datan de los años 70. Es distribuido por el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA, IAEA por sus siglas en inglés)²
- PEGyT es un modelo multinodal de expansión óptima de la generación y la transmisión desarrollado por CFE, como una segunda instancia superadora del modelo también propio EXPANDIN.
- Por su parte, el modelo DEEM (Despacho Económico Estocástico Multinodal) se utiliza para simular la operación del sistema en horizontes de corto y mediano plazo. Se trata de un desarrollo ad-hoc de la CFE para la determinación de costos marginales de corto plazo que incluyan las componentes correspondientes a generación y transmisión (sistema multinodal) considerando contingencias aleatorias con distribución normal sobre las variables más relevantes a los efectos del cálculo (demanda, disponibilidad de unidades de generación)

Los modelos mencionados son a su vez complementados por el uso de otros, tanto en etapas anteriores como posteriores al uso de los mismos.

² Si bien el Consultor recibió documentación del modelo WASP III+, se deja aclarado que CFE utiliza actualmente la versión III.

Entre los complementos se encuentran:

- Software para el cálculo de la política óptima de uso del recurso hidráulico almacenado en embalses de capacidad de regulación relevante (aplicación anterior al modelo DEEM)
- Software específico para la validación del funcionamiento eléctrico del plan de expansión de generación y transmisión calculado con WASP III+ y PEGyT.

3. CARACTERÍSTICAS DE LOS MODELOS WASP III+, PEGYT Y DEEM

3.1. WASP III PLUS

Características principales del modelo WASP III+	
Componentes función objetivo	<p>Suma de los valores presentes al inicio del período de planeación de :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Costos de inversión en nueva capacidad de generación (o incrementos de capacidad existente), menos el valor residual al final del período de planeación (de corresponder) - Costos de combustible y de O&M de las unidades de generación requeridas para atender la demanda durante el período de planeación (existentes al inicio, o nuevas o de capacidad incrementada). Incluye costo de stocks de combustibles de aplicarse (opción no incluida en la versión III). - Costo de la energía no suministrada (CENS) <p>Variables de decisión de expansión pueden ser enteras</p>
Objetivo	Minimizar
Restricciones relevantes	<ul style="list-style-type: none"> - balance de demanda a nivel sistema. Incluye producción / demanda de centrales de bombeo - máximo consumo de combustible por planta - energía máxima hidroeléctrica por central - capacidad máxima despachable de cada unidad generadora - capacidad mínima despachable sólo para térmicas
Paso de cálculo	Mensual
Multinodal	No
Flujo de cargas entre nodos	No.
Representación de la demanda	Curvas de duración de demanda, para cada paso de cálculo

Características principales del modelo WASP III+	
Máquinas falla	Se modela como Energía no Suministrada. Costo ENS: función cuadrática del valor de ENS (CFE sólo aplica el término independiente para este modelado)
Aleatorios	Sí: - escenarios de energía y capacidad hidroeléctrica disponible)

3.2. PEGYT (VERSIÓN MEJORADA DE EXPANDIN)

La siguiente tabla resume las características principales de este modelo

Características principales del modelo PEGyT	
Componentes función objetivo	<p>Suma de los valores presentes al inicio del período de planeación de :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Costos de inversión en nueva capacidad de generación (o incrementos de capacidad existente), menos el valor residual al final del período de planeación (de corresponder) - Costos de inversión en nueva capacidad de transmisión (o incrementos de capacidad existente) , menos el valor residual al final del período de planeación (de corresponder) - Costos de combustible / valor del agua y costo de O&M de las unidades de generación requeridas para atender la demanda durante el período de planeación (existentes al inicio, o nuevas o de capacidad incrementada) - Costo de la energía no suministrada - Costo de no satisfacción de reserva por área (no aplicado por CFE actualmente) <p>Aplica cortes de Benders para resolver: separa subproblema de costos de inversión (+ O&M fijos) en un período sujeto a decisiones anteriores, subproblema de costos de operación en el mismo período, y problema de decisiones futuras, que vuelve a descomponerse en los dos anteriores para el período siguiente</p> <p>Variables de decisión de expansión pueden ser enteras</p>
Objetivo	Minimizar
Restricciones relevantes	<ul style="list-style-type: none"> - balance de demanda por nodo, incluye pérdidas en líneas de transmisión de interconexión entre nodos. Incluye producción / demanda de centrales de bombeo - limitación de despacho por áreas para respetar margen

Características principales del modelo PEGyT	
	de reserva determinado ex-ante <ul style="list-style-type: none"> - energía máxima hidroeléctrica por central: anual para capacidad de regulación anual, estacional para capacidades menores - capacidad máxima despachable de cada unidad generadora - capacidad mínima despachable sólo para térmicas - límite de transmisión máximo (térmico, con opcional a incluir otros criterios mediante subrutina auxiliar)
Paso de cálculo	Estacional
Multinodal	Sí (nodos, áreas = grupo exclusivo de nodos)
Flujo de cargas entre nodos	Si. Utiliza ecuaciones de flujo DC (tensiones unitarias en todos los nodos), cómputo de pérdidas por vínculo modelado en función de tasa fija (proporcional al flujo) y límite de flujo máximo por vínculo
Representación de la demanda	Varios modos (escalones) representativos de las curvas de duración de demanda, para cada paso de cálculo y nodo modelado. Incluye rutina auxiliar para determinar la demanda por nodo, estación y modo en función de las curvas de duración de la demanda (total del sistema y por nodos). Típicamente se representan cinco modos
Máquinas falla	Sí (un escalón). Costo de máquina falla = Costo de Energía No Suministrada
Aleatorios	Sí: <ul style="list-style-type: none"> - escenarios de energía hidroeléctrica máxima

3.3. DEEM

Las características principales de este modelo se resumen en la tabla siguiente:

Características principales del modelo DEEM	
Componentes función objetivo	Suma simple de costo total de combustible de cada unidad generadora requerida para abastecer la demanda durante el período simulado
Objetivo	Minimizar
Restricciones relevantes	<ul style="list-style-type: none"> - balance de demanda por región, incluye pérdidas en líneas de transmisión de interconexión entre regiones - energía máxima hidroeléctrica por central - capacidad máxima y mínima despachable de cada

Características principales del modelo DEEM	
	unidad generadora - límite de transmisión máximo
Paso de cálculo	Mensual
Multinodal	Sí
Flujo de cargas entre nodos	No. Utiliza ecuaciones de balance nodal, cómputo de pérdidas por vínculo modelado en función de tasa fija y límite de flujo máximo por vínculo
Representación de la demanda	Cinco modos (escalones) representativos de las curvas de duración de demanda, para cada paso de cálculo y nodo modelado
Máquinas falla	Sí (un escalón). Costo de máquina falla = Costo de Energía No Suministrada
Aleatorios	Sí: - disponibilidad de termoeléctricas - energía hidroeléctrica disponible - demanda - disponibilidad de líneas de transmisión (enlaces entre regiones)

4. CONSIDERACIONES METODOLÓGICAS SOBRE LOS MODELOS Y SU USO

4.1. CRITERIO DE ANÁLISIS

Sobre la base de lo expresado en el primer apartado de esta sección, se ha evaluado la consistencia básica de los modelos empleados en función de su uso por parte de la CFE y objetivos (resultados a producir).

En términos generales las metodologías / software empleado para resolución de los problemas planteados son elementos probados a nivel mundial sobre los que existe vasta experiencia y conocimiento de eventuales limitaciones. A los efectos del presente análisis se asume que las tecnologías aplicadas para la resolución de los problemas planteados son adecuadas, y no forman parte del mismo, por lo que éste se concentrará sobre el planteo de los problemas y el tratamiento de los datos.

4.2. ELEMENTOS CRÍTICOS IDENTIFICADOS

a. Modelos de expansión de la capacidad de generación y transmisión

En términos generales, el resultado de estos modelos es fuertemente dependiente de los valores que se adopten sobre los parámetros que participan de lo que se denomina el “criterio de planeación”.

Esto es, dado un juego de datos de los parámetros asociados a las características propias del equipamiento existente y futuro a considerar en el horizonte de estudio (costos, rendimiento, disponibilidad de recurso energético, etc.), constituyen el criterio de planeación aquellos otros parámetros (y las ecuaciones donde intervienen) cuyo cambio provocan sensibles modificaciones de los planes óptimos de generación (y transmisión) para atender una misma demanda esperada.

En el caso del modelo WASP III+, conforman el criterio de planeación

- el cálculo que el mismo realiza del LOLP (*loss of load probability*, o probabilidad de pérdida de carga), definido como la probabilidad de que la demanda esperada no sea atendida en su totalidad en el período de planeación, y su cota máxima por año, y para todo el período, que se introducen como parámetros
- en forma secundaria (dado que la solución está supeditada a los valores de LOLP

máximo), los parámetros que se establezcan para la función cuadrática de evaluación de costo de energía no suministrada.

En el caso del modelo PEGyT, el mismo adopta como criterio de planificación

- el Costo unitario de la Energía No Suministrada, que se introduce como parámetro, y a la forma de considerar al mismo en la función objetivo (valor de ENS resultante de las ecuaciones de balance de generación demanda utilizadas en la resolución del subproblema de minimización del costo de operación)
- los valores de Reserva Mínima de capacidad que se establezcan a nivel sistema o para cada área modelada, sean estas restricciones planteadas al modelo adoptado o condiciones de cumplimiento ex post mediante ajuste de la solución obtenida.

Se observa que estos dos modelos adoptan criterios de planificación que requieren parámetros diferentes. En la medida que CFE utiliza WASP III+ sólo a los fines de tener una primera aproximación del plan de expansión de generación, determinando capacidad de nueva generación requerida por tecnología, mientras que todo el proceso de planificación se basa en el uso de PEGyT y modelos complementarios, tales diferencias son de menor relevancia.

En consecuencia, es de relevancia que para un dado conjunto de parámetros correspondientes a un modelo (por ejemplo LOLP máximos y parámetros de costo de ENS empleados en WASP III+), el conjunto de parámetros adoptados para el modelo complementario, PEGyT en este caso, sea consistente, lo que implica que:

- ambos juegos de parámetros deben corresponder a la misma valorización económica que el usuario final hace de la energía no Suministrada en los plazos de tiempo característicos de los modelos de planeación
- de ser aplicados, en forma teórica, para resolver un problema similar que el que se resuelve con el otro juego de parámetros, deberían arrojar soluciones al menos semejantes (dado que existen diferencias metodológicas en los modelos que usan unos u otros parámetros, la solución no será exactamente igual en ambos casos, aunque en teoría pudieran serlo).

Por lo tanto, es de relevancia que los parámetros que usa CFE para el modelo WASP III (LOLP máximos, parámetros función costo ENS) sean compatibles con los parámetros utilizados para el modelo PEGyT (costo ENS, reserva mínima por áreas).

De la información recibida de CFE³ surge que los criterios económicos de ambos modelos fueron unificados en un único valor de ENS (1,5 US\$/kWh), no aplicando un LOLP máximo con criterio restrictivo en WASP III+ aunque se controla su magnitud en forma ex post.

El criterio adoptado es adecuado en cuanto a compatibilización de ambos modelos.

Asimismo, del mismo documento presentado por CFE se infiere que el Margen de Reserva adoptado como limitante mínima a nivel sistema se interpreta como Margen de Reserva Operativa (MRO) e igual al 6%, mediante el cual se determina el Margen de Reserva (21% en el POISE 2008) a través de la consideración de la disponibilidad media del parque de generación registrada (87% en el mencionado POISE 2008) .

b. Modelo de costos marginales de corto plazo

Se identifican los siguientes elementos críticos:

- **Costo Unitario de la Energía No Suministrada:** El modelo de costos marginales de corto plazo (DEEM) también emplea un valor de costo unitario de Energía No Suministrada para reflejar en la función objetivo una componente de costo de energía no suministrada, que representa al hecho de que la demanda esperada no puede ser abastecida en algún momento dentro del período analizado en su totalidad. El costo de energía no Suministrada produce una señal para ubicación de la energía hidroeléctrica disponible de forma tal de minimizarlo, puesto que normalmente es mayor, en forma unitaria, que el costo de generación con cualquiera de los recursos disponibles. *Es relevante que el valor unitario del CENS que se utilice en el modelo DEEM sea compatible con los valores de los parámetros de planificación adoptados para los modelos WASP III+ y PEGyT, de modo tal de garantizar la consistencia entre el costo marginal de la operación y el resultante para la expansión de la generación y la*

³ Presentación “Metodología y criterios de planificación del sistema de generación”, CFE, Subdirección de Planificación, Coordinación de Planificación, Enero de 2009

transmisión.

- **Valores de Agua:** para el caso de embalses anuales / multianuales los valores de agua que utiliza DEEM para asimilar tales plantas a térmicas sujetas a las restricciones de aportes y manejo de aguas provienen de un modelo externo (SUCHTER). De acuerdo a lo informado por CFE, el modelo de cálculo de valores de agua de embalses de capacidad de regulación relevante en el horizonte anual adopta criterios para valorizar la ENS compatibles a los utilizados en DEEM.
- **Costo marginal de las pérdidas de transmisión:** los costos variables de transmisión que originan diferencias de costos marginales de corto plazo totales (G+T) entre distintos nodos de la red en un determinado instante se deben a dos factores:
 - congestión de un elemento de la red de transmisión, que hace que en el momento en que se presenta las unidades de generación que atienden la demanda incremental en distintos nodos sean diferentes.
 - y las pérdidas de transmisión

Las pérdidas de transmisión sobre un elemento de la red de transmisión son proporcionales al cuadrado del flujo que la transita, y que bajo condiciones normales de operación, el costo provocado por esas pérdidas es, por lo tanto, aproximadamente proporcional a ese mismo cuadrado. Asumiendo que los flujos por la red de transmisión son linealmente dependientes de las inyecciones y retiros de potencia en el sistema (hipótesis válida para el grado de precisión requerido en modelos para planificación de largo plazo), es claro ver que el costo marginal de las pérdidas en cada elemento de línea ante variación de una inyección o un retiro será, aproximadamente, una función lineal de los mismos en un cierto entorno pequeño tomado sobre los valores de inyecciones y retiros que caracterizan al estado de la red.

Lo anterior determina que los CMCP totales en un sistema multinodal, de no presentarse congestión, tendrán diferencias que, ante pequeñas variaciones en las inyecciones y/o retiros, varían en forma lineal con los mismos, en sentido negativo o positivo.

Sin embargo, el modelo DEEM adopta una representación lineal de las pérdidas en función del flujo que transita cada línea. Si bien esta es una buena aproximación para el cómputo del costo total de pérdidas, no lo es para la determinación del costo marginal de corto plazo de las mismas (componente del costo marginal total en cada nodo de la red

representada), puesto que elimina la dependencia lineal de las diferencias de costos marginales de los flujos que transitan la red (o bien las inyecciones y retiros).

4.3. COMPATIBILIDAD DE MODELOS

En esencia, los modelos WASP III+ y PEGyT son ambos modelos de expansión de la capacidad de generación, con la salvedad de que el segundo también considera la expansión de la transmisión, para lo que emplea representación nodal del sistema.

Sin embargo, ambos modelos tienen habilidades distintas para resolver el problema común (expansión de la capacidad de generación).

Al emplear WASP III+ curvas de duración de demanda y recurrir a operaciones de convolución para el cálculo del LOLP, el mismo representa con mayor precisión el requerimiento de máxima potencia de generación, dado que PEGyT utiliza modos de operación con escalones de demanda promedio en cada uno, diluyendo parcialmente la señal de máximo requerimiento de punta. Este criterio fue uniformizado por CFE eliminando el LOLP como parámetro restrictivo y empleando el mismo valor de ENS en ambos modelos.

Con procedimientos complementarios se podrían realizar ajustes ex ante de modo tal de mitigar las falencias que cada modelo pueda tener (por ejemplo, en el caso anterior, se podrían estimar valores de reserva mínima por área que consideren el efecto de la reducción de demanda de punta por utilizar un *modo de operación de punta* que promedia distintos valores de demanda, entre ellos el máximo.

Por su parte, WASP III+ es uninodal, por lo que toda influencia del costo de la red de transmisión no es considerada, al menos metodológicamente.

En consecuencia, adicionalmente a las observaciones antes realizadas, es relevante que los datos que se ingresan a WASP III+ y a PEGyT, cumplan con las siguientes premisas:

- *Los costos de inversión en WASP III+ deberían contener de alguna manera la componente correspondiente a los costos de las expansiones de transmisión asociadas a los proyectos de generación, particularmente en aquellos que tienen asociadas importantes obras de transmisión (en los demás casos, el efecto de considerar el costo adicional de la transmisión asociada podría ser despreciable)*
- *Ajuste en PEGyT del Margen de Reserva para tener en cuenta la diferencia que*

existe entre potencia máxima y potencia media de las unidades de generación en el modo definido como punta y los efectos que esto produce sobre la confiabilidad del sistema. En la medida que los valores de las curvas de carga escalonada se ajustan de tal manera que en el modelo se represente la demanda máxima coincidente del sistema interconectado (dicho de otro modo, uno de los modos corresponde a la demanda máxima coincidente del sistema), este ajuste no es necesario.

ENUNCIADO

ANEXO

CARACTERÍSTICAS DEL MODELO SDDP

1. ESTRUCTURA DEL MODELO SDDP

El modelo SDDP (STOCHASTIC DUAL DYNAMIC PROGRAMMING) se compone de dos módulos principales:

1. *Módulo de Planificación Operativa* - Determina la política operativa más económica para los embalses, teniendo en cuenta las incertidumbres en las afluencias futuras y las restricciones en la red de transmisión; simula la operación del sistema a lo largo del horizonte de planificación, para distintos escenarios de secuencias hidrológicas; calcula índices de desempeño tales como el promedio de los costos operativos, los costos marginales por barra y por bloque de carga, y los intercambios óptimos entre empresas; determina la operación óptima de corto plazo
2. *Módulo Hidrológico* - Determina los parámetros del modelo estocástico de caudales

La Figura 1 presenta el flujo de ejecución de los módulos, los principales datos de entrada, y los enlaces entre los módulos de política operativa y hidrología.

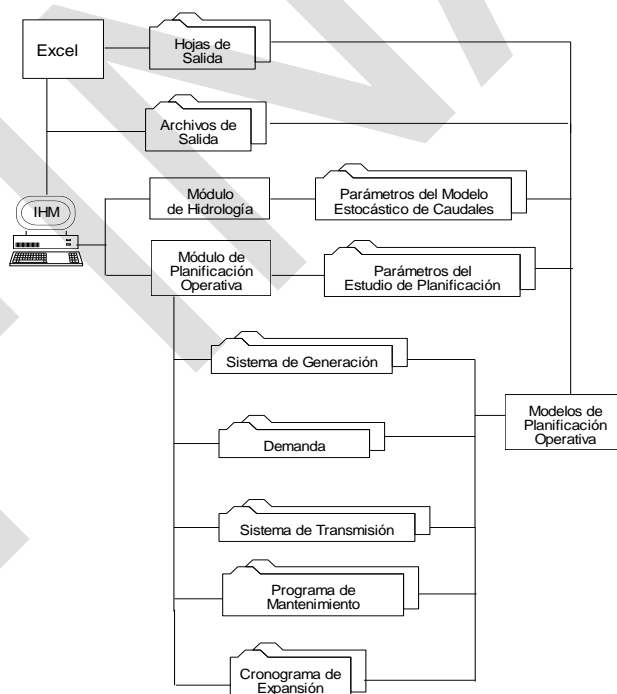


Figura 1 - Flujo de Ejecución de la Planificación Operativa

Flujo de Datos:

Los datos de entrada para el módulo de la política operativa incluyen:

a. datos del sistema:

- características del sistema hidroeléctrico (topología de los embalses, coeficientes de producción, límites de almacenamiento, límites de turbinado etc.)
- características de las centrales térmicas (potencia instalada, factores de disponibilidad, costos operativos etc.)
- programa de mantenimiento de los equipos
- características del sistema de transmisión (topología de la red, susceptancia y límites de flujo en los circuitos)

b. demanda para cada período, cada bloque y cada barra de carga

c. parámetros del modelo estocástico de caudales

Los datos de entrada para el módulo hidrológico incluyen:

- topología de los embalses
- datos históricos de los caudales

2. MODELADO DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA

Los parámetros básicos de los componentes del sistema generación/transmisión, en general, varían por período, lo que permite representar cambios en el sistema o en la situación operativa (por ejemplo, entrada o salida de operación, volúmenes de espera, generación de seguridad etc.). A continuación se describe cada uno de los componentes, destacando las características más significativas de la capacidad de modelado disponible.

2.1 SISTEMA HIDRÁULICO

El sistema hidráulico se representa como un conjunto de cadenas. Cada cadena se representa como un grafo, que se compone de nodos y arcos.

Para los nodos se destacan, entre otras, las siguientes características:

- número de la estación hidrológica
- embalse asociado (si existe)
- planta hidroeléctrica asociada (si existe)

En los embalses se destacan:

- volumen mínimo (físico, protección de racionamiento y alerta)
- volumen almacenado máximo (físico y de espera)
- caudal defluente (máximo y mínimo)
- número del nodo aguas abajo para filtración
- tabla coeficiente de producción \times volumen
- tabla filtración \times volumen
- tabla área \times volumen
- tabla cota \times volumen
- coeficientes de evaporación mensuales

Las tablas se representan hasta con 20 puntos, con interpolación lineal

Para las plantas hidroeléctricas se destacan:

- número de generadores
- capacidad instalada
- coeficiente de producción promedio
- generación obligatoria (de seguridad)
- generación mínima y máxima
- tasas de salida forzada para las horas de punta y fuera de la punta
- tasas históricas de salida (forzada más programada) - punta y fuera de la punta
- número de los nodos aguas abajo para turbinado, vertimiento y filtración

El mantenimiento de las plantas hidroeléctricas se representa en forma separada, para cada etapa, informando el porcentaje de la capacidad de la planta que sale de servicio. Es posible definir para qué etapas se utilizan estos datos de mantenimiento. Para las restantes, el modelo utiliza las tasa históricas de salida. En ambos los casos, a la reducción de capacidad de la planta se adiciona la indisponibilidad declarada en la tasa de salida forzada.

En cuanto a los arcos, existen cuatro tipos:

- Arcos de descarga, que representan los túneles de trasvases.
- Arcos de bombeo, que representan las estaciones de bombeo.
- Arcos de vertimiento, que representan los vertimientos en los embalses.
- Arcos de turbinado, que representan el turbinado en los embalses.

Los parámetros distintivos de los distintos tipos de arcos son: los flujos mínimos y máximos y la tasa de salida forzada. Es posible representar el mantenimiento de los arcos.

El riego se modela como una planta ficticia con factor de conversión cero y turbinado mínimo

igual a la demanda de riego. Esta planta ficticia “turbina” al mar y vierte aguas abajo, si es el caso.

El acueducto se modela mediante una planta ficticia, con factor de conversión cero. El caudal mínimo turbinado por la planta es igual a $(1-FR) \times$ la demanda del acueducto, donde FR es el factor de recuperación del agua. La defluencia total mínima (turbinada más vertida) es igual a la demanda del acueducto. Esto es equivalente a recuperar una proporción de $FR \times$ demanda a través del vertimiento.

Los sistemas en paralelo se representan a través de los arcos de turbinado y vertimiento: la planta aguas arriba turbinada para la cadena aguas abajo de mayor eficiencia y vierte para la de menor eficiencia. En el caso de haber una tercera planta, es posible filtrar el agua hasta la misma.

2.2 PLANTAS TERMOELÉCTRICAS

Los parámetros básicos de las plantas termoeléctricas se presentan a continuación:

- número de unidades
- capacidad instalada
- generación mínima y máxima
- generación de seguridad
- tasa de salida forzada
- tasa de salida programada

El mantenimiento de las plantas termoeléctricas se representa en forma separada, para cada etapa, informando el porcentaje de la capacidad de la planta que sale de servicio. Si esta información no está disponible, el modelo utiliza la tasa de salida programada. A esta reducción de capacidad de la planta se adiciona la indisponibilidad declarada en la tasa de salida forzada.

El costo operativo se representa de dos maneras alternativas:

- curva de costo operativo (lineal por partes) (\$/MWh)
- curva de consumo específico (lineal por partes) (unidades de combustible/MWh)

La curva de costo operativo se utiliza directamente en el despacho hidrotérmico. Los valores de la curva se actualizan a través de los archivos de modificación de parámetros. La curva de consumo específico se multiplica por el costo del combustible, resultando en una curva de costo operativo. El costo de combustible se representa por:

- nombre del combustible (carbón, gas, fuel oil, etc.)
- unidad (galón, tonelada etc.)
- costo (u\$/unidad)

La variación del costo de combustible de cada planta se representa a través de una entrada de datos separada, en la que sólo se informan los periodos en que ocurren los cambios.

Existe una clave para identificar las plantas de base ("must run").

Se representan las plantas térmicas de ciclo combinado a través de un modelo detallado, desarrollado a tal efecto.

Es posible modelar la mezcla de dos combustibles en la planta térmica, teniendo como dato de entrada el porcentaje de uso de cada combustible. A partir de este porcentaje y del costo de combustible se construye la curva equivalente de costo del combustible (curva de costos ponderados).

La reserva rotante se implementa para el horizonte de corto plazo, como una disminución del límite de generación máxima, variable en el tiempo.

La reserva para AGC se implementa para el horizonte de corto plazo como una disminución del límite de generación máxima y un aumento de la generación mínima. Estas reservas son variables en el tiempo.

2.3 INTERRUPCIÓN DEL SUMINISTRO

El déficit de suministro de energía se representa como una unidad termoeléctrica con costos operativos lineales por partes (máximo de 15 segmentos lineales). Se puede representar funciones de costo distintas para cada empresa. Es posible representar la variación del costo de interrupción para cada período.

2.4 GENERACIÓN DETERMINÍSTICA

La generación determinística de una empresa se representa como una planta térmica ficticia con costo operativo nulo. Además, si la generación determinística no se puede reducir para evitar vertimientos en las plantas hidroeléctricas, la planta ficticia se representa como una "must run". La generación determinística puede variar para cada período a través de modificaciones de la capacidad de la planta ficticia.

2.5 RED DE TRANSMISIÓN

El sistema de transmisión se representa por un modelo de flujo de potencia lineal. Los datos se dividen en datos de barras y datos de circuitos:

Entre los datos de barra se destacan:

- tipo (hidráulica o térmica) de las plantas asociadas
- factor de participación de la demanda de la barra en la demanda total
- demanda industrial
- pérdidas fijas del sistema en la barra, las cuales se sumarán a la demanda

Entre los datos de circuitos se destacan:

- parámetros eléctricos del circuito
- límite de flujo

Es posible representar la variación de los datos de barra y de circuito para cada período (por ejemplo, entrada y salida de operación).

Además de los límites en los flujos, también se representan restricciones en la importación o exportación neta de un área eléctrica.

2.6 DEMANDAS

Las demandas de cada período se representan como un conjunto de "bloques" (potencia – duración) para cada barra (máximo de 10 bloques por período). La demanda total se divide en demanda industrial y demanda proporcional. La demanda industrial se informa como un valor fijo para cada barra, mientras la demanda proporcional varía de acuerdo con la demanda total del sistema.

2.7 CAUDALES

Los caudales se representan como volúmenes totales afluentes a cada planta hidroeléctrica en cada período. El modelo estocástico de caudales puede modelar hasta 6 rezagos y se ajusta a caudales en períodos anuales, trimestrales, mensuales y semanales.

3. MÓDULO DE CÁLCULO DE LA POLÍTICA OPERATIVA

El objetivo de este módulo es determinar, para cada período del horizonte de planificación, metas de generación para las plantas hidroeléctricas y termoeléctricas del sistema que reduzcan al mínimo el promedio de los costos operativos. En términos matemáticos, el problema se plantea como una optimización de programación dinámica estocástica, sujeta a restricciones operativas para cada período.

La optimización se aplica a cada etapa del periodo de estudio. La duración de cada etapa y del horizonte del estudio depende de las características del sistema. Para los estudios de mediano/largo plazo se pueden utilizar períodos anuales, trimestrales, mensuales o semanales. El número máximo de períodos es 72. Para cada período se puede manejar hasta 10 subperíodos.

El corto plazo resuelve hasta 168 bloques, de diferentes duraciones, especificados por el usuario. La hidrología puede ser informada por bloque o puede corresponder a la utilizada en el estudio de mediano/largo plazo.

Se diferencian dos tipos de variables de estado:

- almacenamiento en los embalses al inicio de cada período.
- información hidrológica, que se representa a través de los caudales afluentes a los embalses en los períodos anteriores. El número de períodos representados es el orden del modelo estocástico y depende del sistema.

El problema operativo para cada período contempla las siguientes restricciones:

- plantas hidroeléctricas
- plantas térmicas
- modelo de interconexiones
- modelo de flujo de potencia
- función de costo futuro

3.1 PLANTAS HIDROELÉCTRICAS

Las plantas hidroeléctricas se clasifican como embalses con capacidad de regulación o centrales de pasada. Esta clasificación depende del tipo del estudio y de la duración del período: se puede representar una planta con capacidad de regulación semanal como una central de pasada en los estudios de largo plazo, y como un embalse en los estudios de corto plazo (horizonte de una semana y períodos horarios).

El modelo plantea el balance hídrico en forma diferenciada para las plantas con embalse y las centrales de pasada. También se consideran los volúmenes máximo y mínimo de almacenamiento para cada planta en cada una de las etapas analizadas.

Para cada central se define una curva de volumen mínimo para protección que representa una reserva operativa para el caso de sequías extremadas, para las que el costo de la violación resulta superior al costo de racionamiento. Análogamente existe una curva de

volumen mínimo de alerta, que es una restricción del volumen que representa una reserva operativa para el caso de sequías severas, en las que el costo de la violación es superior al costo operativo de la unidad térmica más costosa.

Existen restricciones de turbinado mínimo y máximo para cada central en cada etapa de análisis, así como una restricción de mínimo volumen de salida (turbinado más vertimiento).

3.2 PLANTAS TÉRMICAS

Para las plantas térmicas es posible establecer las siguientes restricciones:

- Límites de Generación Mínima y Máxima
- Límites de Combustible por Bloque (Tasa)
- Límites de Combustible por Etapa (Total)

3.3 MODELO DE INTERCONEXIONES

Para las interconexiones se definen las siguientes restricciones:

- Balance de Energía, la cual plantea que la generación del sistema más los intercambios (importaciones y exportaciones) con los sistemas vecinos es igual a la demanda.
- Límites de Intercambio para cada una de las interconexiones.

3.4 MODELO DE FLUJO DE POTENCIA

En el modelo de flujo de potencia se definen las siguientes restricciones:

- Balance de Energía, hay una ecuación de balance de energía para cada escalón de demanda:
- Límites de flujo en los circuitos, los que se representan como una función lineal de la generación y de la demanda en cada barra.
- Límites de Importación/Exportación para áreas, como diferencia entre la generación y la demanda.

3.5 FUNCIÓN DE COSTO FUTURO

La función de costo futuro representa el costo operativo promedio para un componente del

Sistema, desde la etapa analizada hasta el horizonte del estudio.

Como ejemplo, la función de costo futuro para un embalse permite observar que el costo futuro disminuye en la medida que el almacenamiento final aumenta. Por lo tanto, la función de costo futuro representa el equilibrio de utilizar los recursos hídricos en la etapa analizada (lo que reduce el almacenamiento final) o en el futuro.

3.6 FUNCIÓN OBJETIVO

El objetivo es minimizar la suma de los costos de generación térmica, de las penalizaciones por violación de los caudales y volúmenes mínimos y del costo futuro:

Se pueden representar otras dos funciones objetivo:

- maximizar los beneficios.
- maximizar la producción de energía.

3.7 ALGORITMO DE SOLUCIÓN DEL PROBLEMA

Se utiliza la técnica de programación dinámica estocástica dual (SDDP). Esta técnica, desarrollada por PSRI, permite obtener los mismos resultados de la programación dinámica estocástica (PDE) tradicional, sin necesidad de discretización de las variables de estado.

4. MÓDULO DE SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN

Una vez obtenida la política operativa óptima, representada por las funciones de costo futuro, se hace una simulación de la operación del sistema a lo largo del período de estudio, para distintas secuencias de caudales. El procedimiento de simulación se ejemplifica en la figura 2:

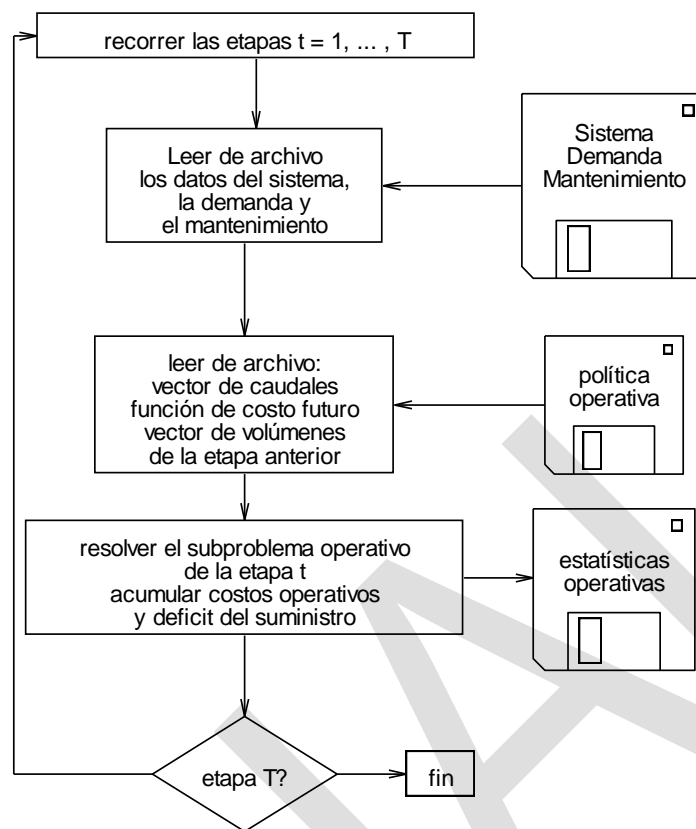


Figura 2 - Simulación Operativa

4.1 REPORTE

El SDDP provee los siguientes resultados de salida, dando valores promedio, desviaciones estándar, coeficiente de variación, valores máximos y mínimos, distribuciones acumulativas de probabilidad e histogramas, tanto en forma gráfica como tabular.

4.1.1 ESTADÍSTICA DEL SISTEMA

- Disponibilidad: disponibilidad total del sistema, después de considerar los índices de indisponibilidad, y la demanda; disponibilidad hidráulica y térmica por empresas y por etapa
- Costos de operación: valor presente del costo térmico más el costo de racionamiento
- Racionamiento del sistema. Incluye: (1) racionamientos de energía (MWh y %); (2) racionamiento condicionado de energía (MWh y %); (3) número de casos con déficit en cada período; (4) racionamientos de potencia (MW y % de la demanda)

4.1.2 ESTADÍSTICA DE GENERACIÓN

- Generación del sistema: hidráulica, térmica, determinística y total
- Balance del sistema: balance de demanda, generación esperada hidráulica total, generación térmica esperada y racionamiento esperado
- Balance por empresa: balance de demanda, generación esperada hidráulica total, generación térmica esperada y racionamiento esperado
- Racionamiento: gráficas y tablas que contengan: el valor esperado del racionamiento de la energía como un porcentaje de la demanda y su límite de confiabilidad del 1.5%; gráfica del valor esperado de racionamiento de energía condicionado, como un porcentaje de la demanda y su límite de confiabilidad del 3%; gráfica del número de casos con racionamiento de energía; histograma de frecuencias del racionamiento de energía como un porcentaje de la demanda, para las siguientes probabilidades de ocurrencia: 50%, 80%, 95%, 100%.
- Generación hidráulica por plantas: generación de cada una de las plantas, unidades, su factor de utilización, agrupados por empresa y para los autónomos. Agregación por etapa, por mes y por año. En el informe detallado se especifica el número de horas en operación, la potencia en punta, la capacidad disponible y la capacidad nominal.
- Generación térmica por plantas: generación de cada una de las plantas, unidades, factor de utilización, agrupados por empresa y para los autónomos. Agregación por etapa, por mes y por año. En el informe detallado se especifica el número de horas en operación, la potencia en punta, la capacidad disponible, la capacidad nominal, el costo incremental y el costo total.

4.1.3 ESTADÍSTICA Y BALANCES DE EMBALSES

- Incluye: gráficas y tablas de la evolución del almacenamiento del embalse agregado del sistema y de los límites operativos superior y superior; evolución de los almacenamientos de los embalses individualizados, con sus respectivas curvas de protección y alerta; aportes; descargas totales; estadísticas de vertimientos (vertimiento esperado, probabilidad y descarga realizada); balance de masa en cada uno de los embalses

4.1.4 BALANCE DE NODOS

- Incluye: aportes, descargas totales; vertimientos; balance de masas.

4.1.5 ESTADÍSTICA DE CONSUMO DE COMBUSTIBLE

- Consumos de combustible para la generación térmica, discriminados por tipo e combustible.

4.1.6 MANTENIMIENTOS Y DISPONIBILIDAD

- Cuadros de mantenimiento de las unidades de generación por tipo de planta y respectiva indisponibilidad en MW

4.1.7 COSTOS MARGINALES

- Costo Marginal del Sistema (variación del costo de operación con respecto a una variación de la demanda): gráfica y tabla para todas las etapas y para cada bloque; agregación por etapa.
- Cuando se representa a red de transmisión, el costo marginal del sistema se calcula de dos maneras:
 1. suma ponderada de los costos marginales por barra (ver a continuación); los factores de ponderación son los factores de participación de la demanda de cada barra en la demanda total.
 2. variable dual asociada a la ecuación de demanda del sistema
- Costo Marginal por Barra (variación del costo de operación con respecto a una variación de la demanda en cada barra): gráfica y tabla para todas las etapas y para cada bloque; agregación por etapa;
- Capacidad hidroeléctrica o térmica (el beneficio que se obtiene en la operación por un aumento en la capacidad de la planta): gráfica y tabla para todas las etapas y para cada bloque; agregación por etapa;
- Capacidad de un embalse (el beneficio que se obtiene en la operación por un aumento de la capacidad del mismo): gráfica y tabla para todas las etapas y para cada bloque; agregación por etapa;

4.1.8 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

- Flujo y pérdidas en ambos sentidos y balance en las barras.