

## CAPITULO 4

### OPTIMIZACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN.

El objetivo de este capítulo es obtener el plan de expansión de generación para los escenarios:

- Proyección de la demanda de energía con subsidio al gas únicamente para los beneficiarios del bono de desarrollo humano, y,
- Proyección de la demanda de energía con subsidio al gas únicamente para los beneficiarios del bono de desarrollo humano y un incremento gradual en el costo del energético.

Las demandas correspondientes a cada uno de estos escenarios fueron determinadas en el capítulo 3.

El plan de expansión de generación se obtiene mediante la utilización del programa SUPER OLADE - “Sistema Unificado de Planificación Eléctrica Regional”, el cual es una herramienta informática orientada a la priorización, dimensionamiento y selección de proyectos de generación, para satisfacer el crecimiento de la demanda de energía eléctrica en condiciones de incertidumbre.

SUPER OLADE constituye una herramienta informática de optimización debidamente probada a nivel internacional, la cual ha sido desarrollada para la obtención del plan de expansión de generación bajo condiciones de gran disponibilidad de recursos hídricos, determinación de costos marginales, estudios de factibilidad de proyectos, despachos de mínimo costo; así como estudios financieros y ambientales; debido a

estos beneficios el modelo SUPER OLADE viene siendo utilizado por los organismos planificadores de algunos países de América Central, del Caribe y Sudamérica.

En la figura 4.1 se presenta la pantalla principal del SUPER OLADE.

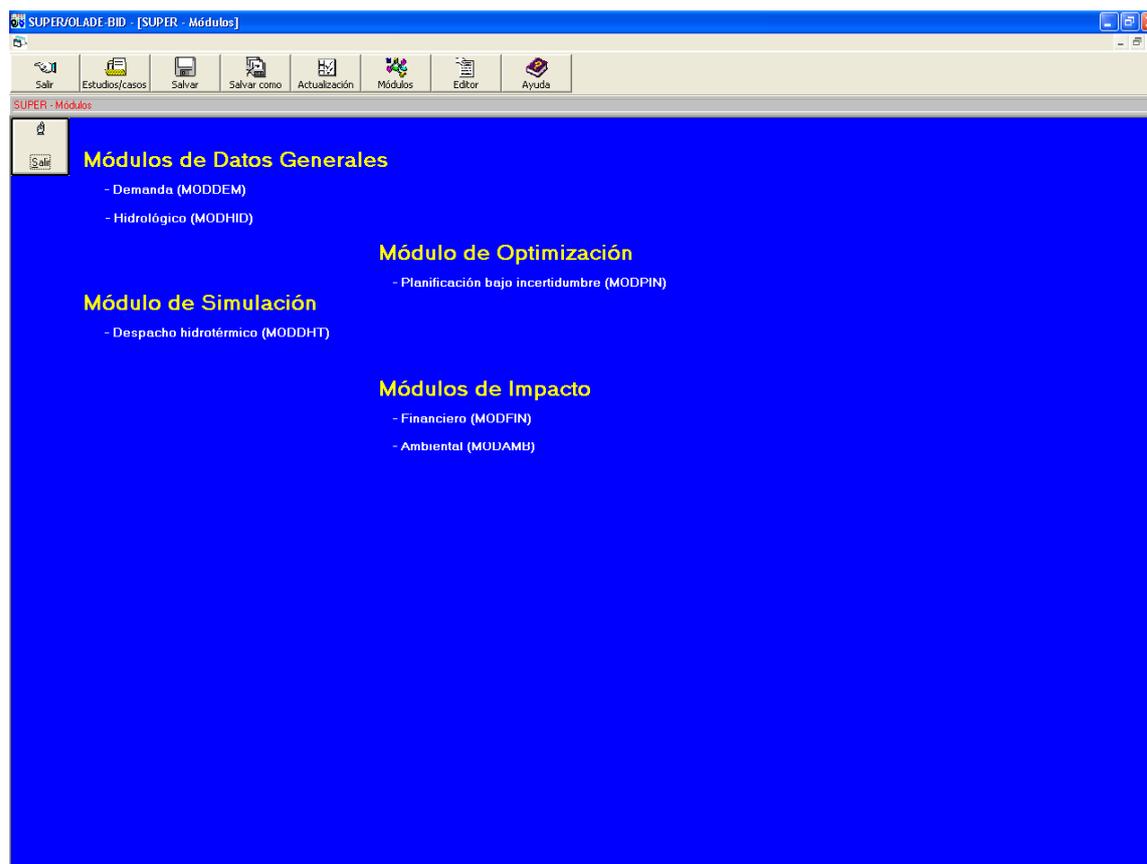


Figura 4.1

SUPER OLADE es una herramienta que se compone de seis módulos:

- a. Módulo de Demanda MODDEM.
- b. Módulo Hidrológico MODHID.
- c. Módulo de Planificación Bajo Incertidumbre MODPIN.
- d. Módulo de despacho Hidrotérmico MODDHT.

- e. Módulo Financiero MODFIN
- f. Módulo ambiental MODAMB.

Para propósito y alcance de este trabajo, se utilizaron los tres primeros módulos.

SUPER OLADE determina para cada escenario de demanda, metas de generación para cada central del sistema, es decir, el modelo propone la fecha óptima de entrada de cada proyecto de generación para cubrir la demanda en cada año, minimizando el valor esperado del costo de operación a lo largo del período de estudio.

El modelo SUPER OLADE optimiza el plan de expansión de generación para el período de estudio mediante el módulo de planificación bajo incertidumbre MODPIN, el cual interactúa con los demás módulos del SUPER, ya sea para recibir o para proporcionar información.

### **Módulo de demanda MODDEM**

El objetivo principal del módulo de demanda (MODDEM) es elaborar modelos de curvas de carga a partir de información histórica, y, con base en proyecciones de demanda anual desde este módulo se prepara la información de entrada para los otros módulos.

El MODDEM simula el efecto de los programas de conservación de energía y administración de carga sobre las demandas proyectadas, considerando las fluctuaciones estacionales de las curvas de carga. Adicionalmente, efectúa predespachos de potencia y energía de los casos cuya representación no es manejada por los otros módulos del SUPER, lo que permite representar el despacho de plantas no convencionales, intercambios preacordados con empresas generadoras y consumidores con regímenes especiales.

El modelamiento de las curvas de demanda se efectúa con base en registros históricos horarios, para representar:

- a. Curvas de carga horaria, por días típicos semanales.
- b. Curvas de duración de carga (CDC) continuas, por períodos semanales o mensuales.
- c. Curvas de duración de carga por escalones.

Para el cálculo de los costos marginales de energía (CME) y su utilización dentro del MODDEM, se utilizan solamente dos escalones: punta y base.

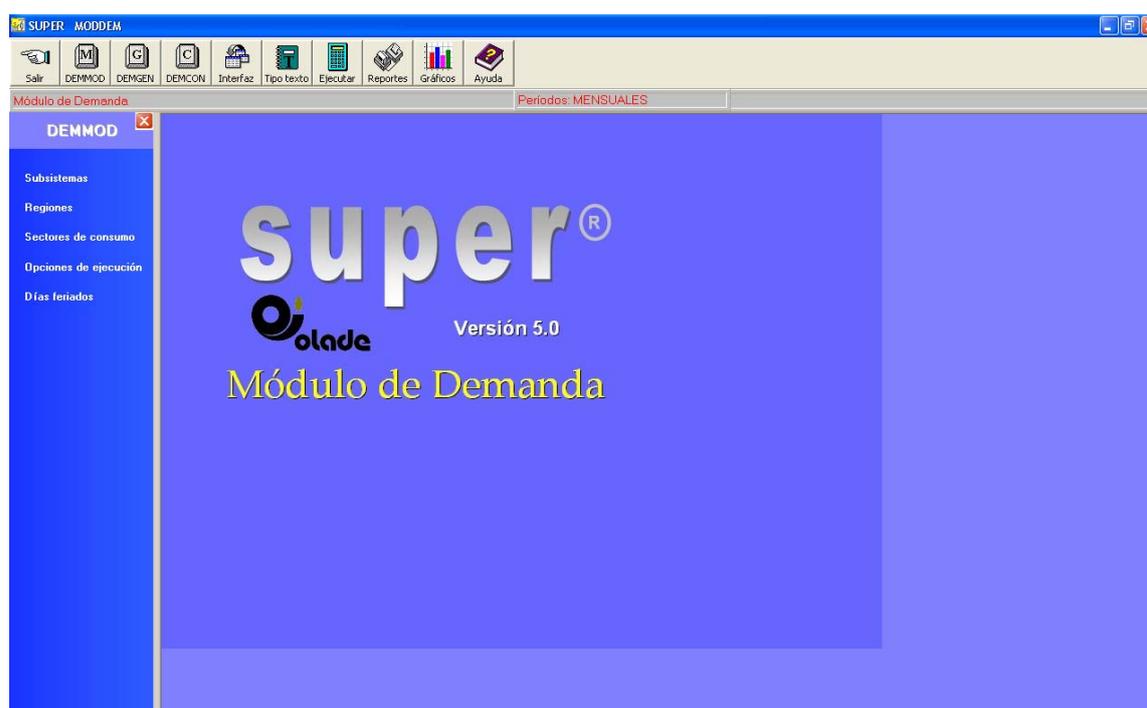
La información histórica, a nivel de cargas horarias, puede estar subdividida por regiones (máximo 10) y tipos de consumo (máximo 10). El MODDEM efectúa el agregado de las cargas agrupándolas por regiones, por subsistemas y total general, según sea requerido por los otros módulos.

El usuario tiene la opción de ingresar información ya elaborada en cualquiera de las etapas del módulo: DEMMOD, DEMGEN y DEMCON en el primero de ellos se requieren los siguientes datos:

- Definición de los Subsistemas, regiones y sectores de consumo.
- Número de períodos por año (12)
- Número de puntos para la curva de duración de la carga.
- Año inicial y final de los datos históricos de demanda, para este caso 2003-2007.
- Archivos de registros históricos para 5 años (2003-2007).

- Datos de los días feriados fijos y días feriados variables para el mismo período.

En la figura 4.2 se presenta la pantalla de datos requeridos para la ejecución del módulo.



**Figura 4.2**

El submódulo de generación de Curvas de Duración de Carga DEMGEN contiene los siguientes datos:

- Año inicial y final para las simulaciones que para este caso es 2009-2020.
- Número de escenarios de demanda (menor, medio y mayor).
- Datos de proyección de demanda en potencia máxima y energía anual para el período de estudio en los tres escenarios definidos.

- Datos de predespachos de plantas no convencionales (pequeñas centrales hidráulicas menores de 10 MW, solares, eólicas, etc.), atención de cargas y transferencia entre empresas; para cada una de ellas se detalla la potencia máxima y energía anual, el año inicial y final y la tasa de crecimiento.

En la figura 4.3 se presenta la pantalla de datos requeridos para la ejecución del módulo.



**Figura 4.3**

Como complemento de las funciones anteriores, el MODDEM tiene incorporado un modelo de evaluación económica de los programas de conservación de energía y administración de carga (DEMCON), que permite determinar la conveniencia y prioridad de adopción de estos programas en el plan de desarrollo eléctrico.

DEMCON enlaza los resultados de costos marginales del MODTER ó MODDHT con la información de los modelos de consumo, evolución del número de usuarios,

inversiones, costos de desarrollo e implantación de los programas CEAC y la tasa de descuento, para generar los siguientes indicadores económicos: valor presente neto (VAN), relación beneficio/costo (B/C), tasa interna de retorno del capital (TIR) y período de repago, cabe aclarar que este submódulo no fue utilizado para obtener el plan de expansión de generación.

### **Módulo Hidrológico MODHID**

El modelo hidrológico es una representación matemática de las series de tiempo de caudales en diferentes sitios, la cual preserva los más importantes parámetros temporales y espaciales estimados a partir de los registros históricos. Para efectos del modelo hidrológico se consideran los caudales propios de las estaciones; es decir, el aporte de la cuenca hidrográfica entre el sitio de la estación en consideración y el sitio de las estaciones localizadas inmediatamente aguas arriba.

El Módulo Hidrológico MODHID tienen como objetivo la reconstrucción de caudales naturales y generación de series sintéticas, este módulo genera configuraciones complejas y usos alternativos del agua, secuencias históricas con una probabilidad de ocurrencia dada; cálculo de la energía media generable y de la potencia firme con una garantía determinada, para las plantas hidroeléctricas; la información hidrológica es suministrada al módulo MODPIN.

Los datos de entrada del MODHID son los siguientes:

- Datos de caudales de cada estación hidrológica, para cada mes del período histórico en m<sup>3</sup>/seg.
- Información de evaporación de cada mes de los proyectos con embalse expresado en mm.

- Datos de plantas hidráulicas como:
  - Estado de la planta hidráulica, esto se refiere a si está en construcción, es candidata o existente.
  - Tipo de la planta: con embalse o filo de agua.
  - Número de unidades generadoras del proyecto.
  - Potencia nominal por unidad.
  - Eficiencia del conjunto turbina y generador en porcentaje.
  - Tasa de salida forzada de las unidades (%).
  - Porcentaje de sobrecarga.
  - Caída neta en (m) que actúa sobre la turbina.
  - Número de días al año que se requieren para mantenimiento.
  - En el caso de plantas hidráulicas con embalse se requieren además los siguientes datos: Cota normal de operación (msnm), cota de la descarga (msnm), cota máxima y mínima de operación del embalse (msnm), caudal mínimo descargado ( $m^3/seg$ ) y pérdida media de las conducciones (m).
  - Otros usos del agua de las plantas hidráulicas ( $m^3/seg$ ).

En la figura 4.4 se presenta la pantalla de datos requeridos para la ejecución del módulo.



**Figura 4.4**

### **Módulo de Planificación Bajo Incertidumbre MODPIN**

EL objetivo del Módulo de Planificación bajo incertidumbre MODPIN, es Generar estrategias de expansión de mínimo costo y los posibles escenarios que representan las incertidumbres futuras, el programa determina una estrategia de expansión considerando de forma sistemática y coherente el impacto de estas incertidumbres en el proceso de decisión. El criterio utilizado consiste en minimizar el máximo arrepentimiento. Las principales tareas realizadas por este módulo son listadas a continuación.

- Determinación de un cronograma que minimice la suma de los costos actualizados de construcción, el valor esperado del costo de operación más los costos financieros.
- Determinación de la estrategia óptima de expansión. En este sub-módulo, el objetivo es minimizar el máximo arrepentimiento. Se entiende por

arrepentimiento para cada escenario la diferencia entre el costo de la estrategia y el costo óptimo obtenido en la etapa anterior.

Los datos de entrada del módulo MODPIN son los que se detallan a continuación:

- Datos económicos: Tasa anual de descuento (p.u.), vida útil de las plantas hidráulicas en años, costos fijos de operación y mantenimiento de plantas hidráulicas.
- Planes de desembolso.- son esquemas típicos de desembolso para proyectos hidráulicos y térmicos; se especifica el periodo de construcción en años con el número de desembolsos, además se especifica el valor en porcentaje de la inversión en cada desembolso.
- Escenarios de mercado: estos escenarios son definidos desde el módulo de demanda y son pasados al MODPIN a través de la interfaz del modelo. “Los escenarios pueden tener diferentes pesos o probabilidades, en este último caso se requiere información de los pesos clasificados así: poco probable, probable y muy probable”<sup>10</sup>.
- Escenarios de decisión: a cada escenario de decisión se asocia un escenario de mercado.
- Información de Combustibles: cada combustible debe tener su poder calorífico (Kcal/unidad), y el costo anual durante el período de estudio (USD/gal).
- Clase Térmica: Consta de los siguientes datos:
  - Nombre de la clase térmica.
  - Costo variable de operación y mantenimiento (USD/MWh).

---

<sup>10</sup>APLICACIÓN DEL MÓDULO MODPIN EN LA PLANIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL ECUADOR, 2006.

- Costo fijo de operación y mantenimiento (USD/MWh).
  - Vida útil en años.
  - Combustible primario y su rendimiento en porcentaje.
- Plantas Térmicas: cada planta térmica tienen los siguientes datos:
    - Nombre de la planta térmica.
    - Clase térmica a la que pertenece.
    - Potencia efectiva (MWh).
    - Factor de capacidad máximo para producción de potencia (p.u).
    - Año de retiro.
    - Estado de la planta; como se ha indicado anteriormente se refiere a plantas en construcción, candidata o existente.
    - Para los proyectos candidatos y en construcción se indica además: año mínimo y máximo de entrada en operación, costo de la inversión (MUSD), y el plan de desembolso.
  - Plantas Hidráulicas: de la misma manera que para las plantas térmicas se determinan:
    - Nombre o denominación de la planta hidráulica.
    - Año de entrada mínimo y máximo.
    - Costo de inversión (MUSD).
    - Planes de desembolso.
    - Tasa de indisponibilidades por mes.

En la figura 4.5 se presenta la pantalla de datos requeridos para la ejecución del módulo.



Figura 4.5

Una vez introducidos los datos señalados anteriormente en cada módulo se obtuvieron los resultados que se presentan a continuación para cada uno de los casos propuestos.

#### **4.1 EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN PARA LA PROYECCIÓN DE LA ENERGÍA CON SUBSIDIO AL GAS ÚNICAMENTE PARA LOS BENEFICIARIOS DEL BONO DE DESARROLLO HUMANO.**

Con la utilización del Modelo SUPER OLADE se obtuvieron los planes de expansión de generación para el sistema eléctrico ecuatoriano para la hipótesis planteada. El plan de expansión se lo obtuvo con importación y sin importación de energía de Colombia.

#### 4.1.1 CON IMPORTACIÓN DE ENERGÍA.

Mediante la ejecución del módulo MODPIN del SUPER OLADE se obtuvo el plan de expansión de la generación para los tres escenarios de demanda determinados en el capítulo 3, en el plan de expansión se denominan de la siguiente manera:

Escenario de decisión 1: Escenario de demanda menor

Escenario de decisión 2: Escenario de demanda medio

Escenario de decisión 3: Escenario de demanda mayor.

Los resultados del plan de expansión de la generación para los escenarios de demanda menor, media y mayor se muestran en el ANEXO 4.1 y en la **Tablas 4.1** se resume el escenario de demanda media.

**Tabla 4.1**

PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN (CON IMPORTACIÓN)				
Fecha de Operación	Estado	Tipo de Planta	Nombre del proyecto	MW
2009	R 1	T	POWER BARGE1	-24
2010	-1	T	MCI - CUBA	150
	-1	T	INTERCON-PERU1	90
2011	-1	H	BABA	42
	-1	T	TG NATURAL 1	95
	-1	T	TG NATURAL 2	95
	-1	H	MAZAR	160
2012	-1	T	CICLO COMBINADO1	90
	-1	T	CICLO COMBINADO2	60
2013	-1	H	OCAÑA	26
	-1	H	SIGCHOS	14,4
	-1	T	SHUSHUFINDI	126
	-1	H	PILALO 3	9,3
	1	T	ESMRALDAS II	144
2014	-1	H	TOACHI PILATON	228
	-1	H	LA UNION	80
	-1	H	QUIJOS BAEZA	100
	-1	H	RIO LUIS	15,5
	-1	H	TOPO	22,8
	-1	H	JONDACHI	30,6
2015	-1	H	CHESPI	250
	-1	H	MINAS	273
	-1	H	DELSI -TANISAGU	115
	F 1	H	SOPLADORA	400
	R 1	T	E. D. SIERRA	-80
	R 1	T	E. D. COSTA	-120
2016	1	H	CHONTAL	150
	F 1	H	CARDENILLO	420
2017	1	H	COCA 1500 M	1500
	1	H	VILLADORA	350
<b>TOTAL INSTALADO (MW)</b>				<b>4812,6</b>

**Estado:** -1 (El proyecto entra en su fecha mínima); +1 (El proyecto entra en su fecha máxima); H (Hidroeléctrico); T (Térmico); R (retiro).

En el año 2009 se retiró la central termoeléctrica Power Barge 1, por daños en sus unidades.

En el año 2010 se propone la entrada de la interconexión Perú 1, de 90 MW y 150 MW de la térmica MCI-CUBA.

En el año 2011 se incorporará el proyecto Baba, de 42 MW de potencia y Mazar de 160 MW de potencia y cuyo avance de construcción actualmente es del 80%. Además existe el ingreso de 190 MW de generación térmica correspondiente a TG Natural 1 y TG Natural 2.

En el año 2012 se propone la incorporación de 150 MW térmicos de Ciclos Combinado para cubrir los requerimientos de la demanda.

En el año 2013 se requiere la incorporación de: Ocaña (26 MW), Sigchos (14,4 MW), Pilaló 3 (9,3 MW) y de las térmicas Esmeraldas II (144 MW) y Shushufindi (126 MW).

En el año 2014 se requiere la incorporación de: Toachi Pilatón (228 MW), La Unión (80 MW), Quijos Baeza (100 MW), Rio Luís (15,5 MW), Topo (22,8 MW) y Jondachi (30,6 MW) sumando un total de 476,9 MW para este año.

En el año 2015 se requiere la entrada de Sopladora (400 MW), Minas (273MW), Delsi - Tanisagua (115 MW) y Chespí (250 MW), sumando un total de 1038 MW. Sopladora no tendrá embalse y aprovechará las aguas turbinadas de la Central Hidroeléctrica Paute, ubicada aguas arriba, en el límite de Azuay con Morona Santiago.

En el año 2016 se incorporarían los proyectos de generación: Chontal (150 MW) y Cardenillo (420 MW).

Para el año 2017 se requiere que entre en operación los siguientes proyectos: Coca Codo Sinclair (1500 MW) y Villadora (350 MW). Cabe aclarar que estos proyectos entran en la fecha máxima de operación, esto se justifica por la incorporación de 760 MW de generación térmica y alrededor de 2.300 MW de generación hidroeléctrica en el período, generación necesaria para atender los requerimientos que impone la demanda en la hipótesis que se ha utilizado.

Coca Codo Sinclair es un proyecto muy importante para el abastecimiento de la demanda, y se debería considerar que si entrara en el año 2016 que es el año estimado según los cronogramas, se podría tener una capacidad de exportación importante que debería ser aprovechada.

En el período comprendido entre el 2018 y el 2020, no se requiere la incorporación de nueva generación.

#### **4.1.2 SIN IMPORTACIÓN DE ENERGÍA.**

El plan de expansión de generación determinado para este caso toma en cuenta la salida de las dos interconexiones con Colombia a 230 kV, de 250 MW cada una en el año 2012.

Los resultados del plan de expansión de la generación para los escenarios de demanda menor, media y mayor se muestran en el ANEXO 4.2 y en la **Tablas 4.2** se resume la expansión de generación para el escenario de demanda media.

Tabla 4.2

PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN (SIN IMPORTACIÓN)				
Fecha de Operación	Estado	Tipo de Planta	Nombre del proyecto	MW
2009	R 1	T	POWER BARGE	-24
2010	-1	T	MCI - CUBA	150
	-1	T	INTERCON-PE1	90
2011	-1	H	BABA	42
	-1	T	TG NATURAL 1	95
	-1	T	TG NATURAL 2	95
	-1	H	MAZAR	160
2012	1	T	RESIDUO 4	150
	1	T	RESIDUO 1	150
	-1	T	CICLO COMBIN1	90
	-1	T	CICLO COMBIN2	60
	-1	T	ESMERALDAS II	144
	R 1	T	INTERCON-COL1	-250
2013	R 1	T	INTERCON-COL2	-250
	-1	H	OCAÑA	26
	-1	H	SIGCHOS	17,4
	-1	T	SHUSHUFINDI	126
	-1	H	PILALO 3	9,3
2014	-1	H	TOACHI PILAT	228
	-1	H	LA UNION	80
	-1	H	QUIJOS BAEZA	100
	-1	H	RIO LUIS	15,5
	-1	H	TOPO	22,8
	-1	H	JONDACHI	30,6
2015	-1	H	CHESPI	250
	-1	H	MINAS	273
	-1	H	DELSI-TANISA	115
	F 1	H	SOPLADORA	400
	R 1	T	E. D. SIERRA	-80
2016	R 1	T	E. D. COSTA	-120
	1	H	CHONTAL	150
	F 1	H	CARDENILLO	420
2017	1	H	COCA 1500 MW	1500
	1	H	VILLADORA	350
<b>TOTAL INSTALADO (MW)</b>				<b>4615,6</b>

**Estado:** -1 (El proyecto entra en su fecha mínima); +1 (El proyecto entra en su fecha máxima); H (Hidroeléctrico); T (Térmico); R (retiro).

En el período 2009 – 2011 el plan de expansión de generación es el mismo que para el caso con importación de energía; pero a partir del año 2012 en el cual se realiza el retiro de las interconexiones con Colombia el plan muestra el ingreso de nueva generación térmica para cubrir la demanda de energía.

Así en el año 2012, se requiere la incorporación de: 300 MW de dos centrales térmicas de Residuo, 150 MW de dos centrales de Ciclo Combinado y 144 MW de la Térmica Esmeraldas II.

En el año 2013 se requiere la incorporación de: Ocaña (26 MW), Sigchos (14,4 MW), Pilaló 3 (9,3 MW) y Shushufindi (126 MW).

En los años 2014 -2020 el plan de expansión de la generación sin importación de energía es similar al plan de expansión de generación obtenido con importación de energía.

Para cubrir los requerimientos de la demanda se requiere de 1060 MW de generación térmica, 4189 MW de generación hidroeléctrica y 90 MW de importación de Perú.

## **4.2 EXPANSION DE LA GENERACION PARA LA PROYECCIÓN DE ENERGÍA CON SUBSIDIO AL GAS ÚNICAMENTE PARA LOS BENEFICIARIOS DEL BONO DE DESARROLLO HUMANO Y UN INCREMENTO GRADUAL EN EL COSTO DEL ENERGÉTICO.**

Con la utilización del Modelo SUPER OLADE se obtuvieron los planes de expansión de generación para el sistema eléctrico ecuatoriano para la hipótesis planteada, cuya diferencia con la anterior es el incremento gradual sobre el costo del cilindro de GLP. El plan de expansión se lo obtuvo con importación y sin importación de energía.

### **4.2.1 CON IMPORTACIÓN DE ENERGÍA.**

Los resultados del plan de expansión de la generación para los escenarios de demanda menor, media y mayor se muestran en el ANEXO 4.3 y el escenario de demanda media se resume en la **tabla 4.3**.

Tabla 4.3

PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN (CON IMPORTACIÓN)				
Fecha de Operación	Estado	Tipo de Planta	Nombre del proyecto	MW
2009	R 1	T	POWER BARGE 1	-24
2010	-1	T	INTERCON-PERU1	90
2011	-1	H	BABA	42
	-1	T	TG NATURAL 1	95
	-1	T	TG NATURAL 2	95
	-1	H	MAZAR	160
2013	-1	H	OCAÑA	26
	-1	H	SIGCHOS	17,4
	-1	H	PILALO 3	9,3
	1	T	ESMERALDAS II	144
2014	-1	H	TOACHI PILATON	228
	-1	H	LA UNION	80
	-1	H	QUIJOS BAEZA	100
	1	T	SHUSHUFINDI	126
	-1	H	RIO LUIS	15,5
	-1	H	TOPO	22,8
	-1	H	JONDACHI	30,6
2015	-1	H	MINAS	273
	-1	H	DELSI-TANISA	115
	F 1	H	SOPLADORA	400
	R 1	T	E. D. SIERRA	-80
	R 1	T	E. D. COSTA	-120
2016	1	H	CHONTAL	150
	1	H	CHESPI	250
	F 1	H	CARDENILLO	420
2017	1	H	COCA 1500 MW	1500
	1	H	VILLADORA	350
<b>TOTAL INSTALADO (MW)</b>				<b>4515,6</b>

**Estado:** -1 (El proyecto entra en su fecha mínima); +1 (El proyecto entra en su fecha máxima); H (Hidroeléctrico); T (Térmico); R (retiro).

El plan de expansión obtenido para el período 2009 – 2011 es igual al obtenido en los anteriores casos, es decir, se requiere la incorporación de 190 MW de generación térmica, 208 MW de generación hidroeléctrica y 90 MW de importación desde Perú.

En el año 2013 se requiere la incorporación de: Ocaña (26 MW), Sigchos (14,4 MW), Pilaló 3 (9,3 MW) y Esmeraldas II (144 MW).

En el año 2014 se requiere la incorporación de: Toachi Pilatón (228 MW), La Unión (80 MW), Quijos Baeza (100 MW), Río Luís (15,5 MW), Topo (22,8 MW), Jondachi (30,6 MW) y Shushufindi (126 MW), sumando un total de 602,9 MW para este año.

En el año 2015 se requiere la entrada de Sopladora (400 MW), Minas (273MW) y Delsi - Tanisagua (115 MW), sumando un total de 788 MW.

En el año 2016 se incorporarían los proyectos de generación: Chontal (150 MW), y Chespí (250 MW) y Cardenillo (420 MW).

Para el año 2017 se requiere que entre en operación los proyectos: Coca Codo Sinclair (1500 MW) y Villadora (350 MW).

En el período comprendido entre el 2018 y el 2020, no se requiere la incorporación de nueva generación.

En resumen el plan de expansión de generación para este período está compuesto por 460 MW de generación térmica, 4189,6 MW de generación hidroeléctrica y 90 MW de importación de Perú. Además se propone el retiro de 224 MW de generación térmica.

#### **4.2.2 SIN IMPORTACIÓN DE ENERGÍA.**

El plan de expansión de generación determinado para el caso que se está analizando y SIN IMPORTACIÓN de energía toma en cuenta la salida de las dos interconexiones con Colombia a 230 kV, de 250 MW cada una en el año 2012.

Los resultados del plan de expansión de la generación para los escenarios de demanda menor, media y mayor se muestran en el ANEXO 4.4 y el escenario de demanda media se resume en la **Tablas 4.4**.

Tabla 4.4

PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN (CON IMPORTACIÓN)				
Fecha de Operación	Estado	Tipo de Planta	Nombre del proyecto	MW
2009	R 1	T	POWER BARGE1	-24
2010	-1	T	INTERCON-PE1	90
2011	-1	T	TG NATURAL 1	95
	-1	T	TG NATURAL 2	95
	-1	H	MAZAR	160
2012	1	T	RESIDUO 4	150
	-1	T	CICLO COMBINADO1	90
	-1	T	CICLO COMBINADO2	60
	1	H	BABA	42
	-1	T	ESMERALDAS II	144
	R 1	T	INTERCON-CO	-250
2013	R 1	T	INTERCON-CO	-250
	-1	H	OCAÑA	26
	-1	H	SIGCHOS	17,4
	-1	T	SHUSHUFINDI	126
2014	-1	H	PILALO 3	9,3
	-1	H	TOACHI PILATON	228
	-1	H	LA UNION	80
	-1	H	QUIJOS BAEZ	100
	-1	H	RIO LUIS	15,5
2015	-1	H	TOPO	22,8
	-1	H	JONDACHI	30,6
	-1	H	CHESPI	250
	-1	H	MINAS	273
	-1	H	DELSI-TANIS	115
	F 1	H	SOPLADORA	400
2016	R 1	T	E. D. SIERRA	-80
	R 1	T	E. D. COSTA	-120
	1	H	CHONTAL	150
2017	F 1	H	CARDENILLO	420
	1	H	COCA 1500 MW	1500
	1	H	VILLADORA	350
<b>TOTAL INSTALADO (MW)</b>				<b>4315,6</b>

**Estado:** -1 (El proyecto entra en su fecha mínima); +1 (El proyecto entra en su fecha máxima); H (Hidroeléctrico); T (Térmico); R (retiro).

En el período 2009 – 2011 se retira Power Barge 1, y se requiere la incorporación de: Interconexión Perú (90 MW), TG Natural 1 (95 MW), TG Natural 2 (95 MW) y Mazar (160 MW).

En el año 2012 se requiere la incorporación del proyecto Baba, de 42 MW de potencia y 444 MW de generación térmica, esto se debe a que en este año se propone el retiro de las interconexiones con Colombia.

En el año 2013 se requiere la incorporación de: Ocaña (26 MW), Sigchos (14,4 MW), Pilaló 3 (9,3 MW) y Shushufindi (126 MW).

En el año 2014 se requiere la incorporación de: Toachi Pilatón (228 MW), La Unión (80 MW), Quijos Baeza (100 MW), Rio Luís (15,5 MW), Topo (22,8 MW) y Jondachi (30,6 MW) sumando un total de 476,9 MW para este año.

En el año 2015 se requiere la entrada de Sopladora (400 MW), Minas (273MW), Delsi - Tanisagua (115 MW) y Chespí (250 MW), sumando un total de 1038 MW.

En el año 2016 se incorporarían los proyectos de generación: Chontal (150 MW) y Cardenillo (420 MW).

Para el año 2017 se requiere que entre en operación los siguientes proyectos: Coca Codo Sinclair (1500 MW) y Villadora (350 MW).

En el período comprendido entre el 2018 y el 2020, no se requiere la incorporación de nueva generación.

Como se puede apreciar, los planes de expansión obtenidos para los dos escenarios son semejantes, es decir, en el período de estudio los proyectos de generación se incorporarían en fechas similares para el abastecimiento de la demanda determinada en el capítulo 3, esto es con cocción y calentamiento de agua eléctricos.

Adicionalmente se obtuvo el plan de expansión necesario para cubrir la demanda del país, sin considerar la focalización del subsidio al gas, para hacer una comparación entre este plan de expansión y los obtenidos anteriormente.

Los resultados obtenidos para el escenario de demanda media se muestran en la **Tabla 4.5.**

**Tabla 4.5**

PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN (CON IMPORTACIÓN)				
Fecha de Operación	Estado	Tipo de Planta	Nombre del proyecto	MW
2009	R 1	T	POWER BARGE	-24
2010	-1	T	INTERCON-PE1	90
2011	-1	T	TG NATURAL 1	95
	-1	T	TG NATURAL 2	95
	-1	H	MAZAR	160
2012	1	H	BABA	42
2013	-1	H	OCAÑA	26
	1	T	ESMERALDAS II	144
2014	-1	H	LA UNION	80
	1	T	SHUSHUFINDI	126
2015	-1	H	SOPLADORA	400
	1	H	TOACHI PILAT	228
	1	H	QUIJOS BAEZA	100
	1	H	JONDACHI	30,6
	R 1	T	E. D. SIERRA	-80
	R 1	T	E. D. COSTA	-120
2016	1	H	CHONTAL	150
	1	H	CARDENILLO	420
	-1	H	MINAS	273
	1	H	CHESPI	250
2017	1	H	COCA 1500 MW	1500
	1	H	VILLADORA	350
<b>TOTAL INSTALADO (MW)</b>				<b>4335,6</b>

**Estado:** -1 (El proyecto entra en su fecha mínima); +1 (El proyecto entra en su fecha máxima); H (Hidroeléctrico); T (Térmico); R (retiro).

En el período 2009-2011, se requiere el ingreso de 440 MW de generación.

En el año 2012 se requiere la incorporación de 42 MW del proyecto Baba.

Para el año 2013 se incorporarían: Ocaña (26 MW) y Esmeraldas II (144 MW) mientras que en el año 2014 entrarían en operación La Unión (80 MW), y Shushufindi (126 MW).

En el año 2015 se requiere la incorporación de: Sopladora (400 MW), Toachi Pilatón (228 MW), Quijos Baeza (100 MW) y Jondachi (30,6 MW).

En el año 2016 se requiere la incorporación de Chontal (150MW), Cardenillo (420 MW) , Minas (273 MW) y Chespi (250 MW).

Para el año 2017 se incorporarían Coca Codo Sinclair (1500 MW) y Villadora (350 MW) y a partir de este año no se requiere más generación.

En este plan de expansión obtenido se puede ver que ciertos proyectos de generación como Río Luis, Topo y Angamarca – Sinde no ingresarían en el período de estudio.

#### ***Análisis de Resultados:***

El plan de expansión de generación obtenido para el primer escenario (proyección de la demanda de energía con subsidio al gas únicamente para los beneficiarios del bono de desarrollo humano) con importación de energía de Colombia, muestra que en el corto plazo 2009 – 2012, se debe incorporar 490 MW de generación térmica de algunos proyectos que en la base de datos del programa SUPER OLADE (ANEXO 4.4) se los considera como candidatos. En el mediano y largo plazo (2013 - 2020), se incorporarían 3.984 MW de generación hidroeléctrica y 270 MW de generación térmica.

El plan de expansión de generación para el escenario 1 sin importación de energía de Colombia, muestra que en el corto plazo es necesaria la incorporación de 934 MW de generación térmica, debido al retiro de 500 MW de importación; mientras que en el mediano y largo plazo se requiere la incorporación de 3.987 MW de generación hidroeléctrica y 126 MW de generación térmica.

Para el segundo escenario (proyección de la demanda de energía con subsidio al gas únicamente para los beneficiarios del bono de desarrollo humano y un costo incremental del energético); se requiere incorporar 190 MW de generación térmica en

el corto plazo, debido a que la demanda adicional por cocción y calentamiento de agua eléctricos empieza a producirse desde el año 2013. En el mediano y largo plazo se necesitan 3.987 MW de generación hidroeléctrica y 270 MW de generación térmica.

Los resultados del plan de expansión de generación obtenido para el segundo escenario y sin importación de energía son los siguientes: en el corto plazo (2009 - 2021) se hace necesaria la incorporación de 634 MW de generación térmica y en el mediano y largo plazo se requiere la incorporación de 3.987 MW de generación hidroeléctrica y 126 MW de generación térmica.

El plan de expansión de generación obtenido para la demanda normal de energía (sin considerar la focalización del subsidio al gas), determina que en el corto plazo se incorporarían al sistema 190 MW de generación térmica; mientras que en el mediano y largo plazo se requiere la incorporación de 4.077 MW de generación; 3.807 MW hidroeléctricos y 270 MW térmicos.

Cabe señalar que el plan de expansión de generación obtenido con la demanda normal de energía, tiene la ventaja de que no necesita incorporar más de 190 MW de generación térmica en el corto plazo, al igual que el plan de expansión obtenido para el segundo escenario con importación de energía, permitiendo que sean proyectos económicamente más rentables.