

5. EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN

Según la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), el CONELEC promueve la libre competencia en los mercados de producción de la electricidad y los generadores desarrollan su actividad de acuerdo a los reglamentos correspondientes; principalmente: de Concesiones, de Mercado Eléctrico Mayorista, de Garantías; y, de Despacho y Operación del SNI.

Se espera que, por las reservas que dispone el país, los proyectos que aprovechen el potencial hidroeléctrico, el gas y los remanentes finales de las refinerías de petróleo del Ecuador, sean priorizados por la iniciativa privada.

Según el Art. 40 de la LRSE, reformado, durante un período de transición hacia la estructuración de mercados competitivos, el Estado Ecuatoriano podrá garantizar el pago al generador que, cumpliendo con los requisitos que prevé la ley, suscriba contratos de compraventa de potencia y energía con empresas distribuidoras en las que el Estado fuere titular de la mayoría del capital accionario con derecho a voto.

El Estado queda también facultado para otorgar las contra garantías gubernamentales que fueren necesarias, a fin de que los generadores puedan acceder a la emisión de garantías, conferidas por organismos multilaterales de crédito o agencias especializadas. El Reglamento de Garantías señala procedimientos sobre este tema.

De conformidad con la LRSE, los Reglamentos y la Regulación respectivos, se incentiva y financia con recursos del Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal, FERUM, los proyectos de generación que sean exclusivos para áreas urbano marginales y rurales; y, especialmente aquellos que aprovechen los recursos energéticos renovables no convencionales. Además, la generación eólica, solar, geotérmica y con biogás, debe ser despachada hasta en un 2% de la potencia nacional, recibiendo pagos a precios que incentivan su desarrollo, según la Regulación 004 / 04.

El **Anexo 5.01** muestra las energías disponibles típicas en cada mes del año 2006, según la hidrología (media y seca) y considerando o no la unidad más grande (Trinitaria) y la interconexión con Colombia de 230 kV entre Pasto y Quito.

5.1. PROYECTOS EN MARCHA

Las últimas plantas generadoras e interconexiones internacionales, que se han incorporado al Sistema Interconectado han sido:

- San Carlos S.A. con su central a vapor de 35 MW, que usa bagazo de caña principalmente, la cual empezó a realizar transacciones en el mercado en enero 2005;
- Ecoelectric S.A. con una central a vapor del mismo nombre, que usa principalmente bagazo de caña del Ingenio Valdez y operó desde junio 2005 con 6 MW;

- Lucega S.A. Electric, que a fines del año 2005 fue absorbida por Ecudos S. A., opera una planta a vapor con bagazo de caña, en La Troncal, Cañar, desde julio 2005, con 13 MW y desde julio de 2006 con 29,8 MW.
- Hidroabanico S.A., con su central hidroeléctrica Abanico I de 15 MW, ubicada cerca de Macas, está aportando al sistema nacional interconectado desde diciembre de 2005;
- Interconexión con Perú, etapa 1, está disponible desde enero 2005, con posibilidad de entregar hasta 100 MW, trasladando parte del sistema de la Empresa Eléctrica El Oro, al sistema de Perú, en condiciones de emergencia o situaciones especiales.
- Ulysseas Inc. recibió a fines del año 2004 una autorización temporal del CONELEC, para operar la unidad generadora montada sobre la barcaza Power Barge I (30 MW); y, en agosto de 2005 suscribió un contrato de permiso, con lo cual continúa funcionando esa fuente de generación.

En el **Anexo 5.02** se detallan las energías medias mensuales de los proyectos futuros que tienen contratos vigentes de concesión (mayor a 50 MW) o permiso (hasta 50 MW) firmados con CONELEC, para el Sistema Nacional Interconectado, las fechas autorizadas para la operación, las fechas estimadas de entrada en operación comercial, el estado actual del contrato y la empresa interesada. En el **Anexo 5.03** se detallan las energías mensuales estimadas con condición de hidrología seca (90% de excedencia mensual).

A continuación se detallan, en orden cronológico de posible operación, los proyectos de generación que están en proceso de ejecución, a septiembre de 2006, una vez que las respectivas empresas han suscrito con el CONELEC los contratos de concesión o permiso. La potencia total de esos proyectos suma 1519 MW y una generación posible anual de 11 131 GWh:

- a) La Empresa Hidalgo & Hidalgo S.A. terminó la construcción de la central hidroeléctrica Sibimbe, de 15,8 MW, que generaría unos 102 GWh anuales. Esa central entró en operación comercial en agosto de 2006.
- b) Enermax S.A. está por finalizar la construcción del proyecto hidroeléctrico Calope, ubicado en La Maná, con una potencia de 15 MW, la cual podrá producir 90 GWh / año. Se espera que opere en enero de 2007, en su condición de Autogenerador con venta de excedentes al Mercado Eléctrico Mayorista.
- c) Manageneración S.A. firmó el contrato de concesión para las centrales hidroeléctricas La Esperanza y Poza Honda, de 6 y 3 MW, respectivamente, las cuales podrán producir aproximadamente 19 y 16 GWh anuales, en su orden. Las centrales se encuentran en construcción, por lo cual, en este plan se considera la operación comercial en noviembre de 2006 y marzo de 2007, respectivamente.
- d) En febrero de 2004, Hidropastaza S.A. inició la construcción de la central hidroeléctrica San Francisco, localizada en la parte oriental de la provincia del Tungurahua, la misma que tendrá 2 unidades con una potencia total de 212 MW y una producción anual estimada de 1 455 GWh. Si bien la fecha contractual de operación es febrero 2008, los constructores han informado extra oficialmente que la primera unidad podría funcionar en abril de 2007 y la segunda en julio del mismo año.

- e) Hidrozamora S.A. está construyendo la central hidroeléctrica Chorrillos de 4 MW, que aportará al sistema aproximadamente 21 GWh / año, siendo el plazo contractual de operación julio 2007.
- f) Hidrovictoria S.A. firmó un contrato de permiso para construir una planta hidroeléctrica de 10 MW en Quijos, que podrá generar unos 64 GWh / año. Esta central debe operar desde abril del año 2008. Este autogenerador prevé vender toda su producción a sus accionistas.
- g) Hidrotambo S.A. firmó un contrato de permiso para la central San José de El Tambo, ubicada en Chillanes, que tendrá 8 MW y podrá producir 50 GWh / año. Esta planta debería operar desde diciembre de 2007, pero por su estado de avance se ha estimado que funcionará desde enero de 2009.
- h) La empresa Pemaf S.A. debería poner en servicio la central Topo de 22 MW, que generaría una energía media anual de 176 GWh. Se considera que esta central que se ubicará cerca de Baños en Tungurahua aportará al sistema nacional desde enero de 2009.
- i) Elecaustro S.A. tiene la obligación contractual de construir hasta febrero 2009 la central hidroeléctrica Ocaña, de 26 MW, la cual podría generar unos 208 GWh / año. Aún no se ha iniciado la construcción.
- j) Hidropaute S.A., como concesionaria del proyecto hidroeléctrico Paute - Mazar, debe poner a funcionar la planta de 190 MW que podrá producir una energía media de 904 GWh / año; pero adicionalmente afirmará la generación en la Central Paute - Molino, ubicada aguas abajo; y, retendrá buena parte de los sedimentos que actualmente llegan al embalse de esta central. El proyecto se encuentra en construcción y se espera que opere en marzo de 2009.
- k) Transelectric S.A. de Ecuador y REP S.A. de Perú, construyeron los tramos respectivos en cada país, de la interconexión Ecuador - Perú en 230 kV, etapa 1, que está disponible desde enero 2005, con posibilidad de entregar hasta 100 MW, trasladando parte del sistema de la Empresa Eléctrica El Oro, al sistema de Perú. La carga que puede transferirse demanda aproximadamente 487 GWh / año y se considera que podría operar desde octubre de 2006, si se logran los acuerdos entre las entidades Normativas, Regulatorias y de Administración de Mercado de los dos países. Las interconexiones internacionales se consideran como generadores virtuales en frontera.
- l) Ecoelectric S.A. firmó un contrato como autogenerador con venta de excedentes, para incrementar en 30,5 MW su capacidad de generación, mediante turbinas a vapor con calderos que utilicen bagazo de caña. La energía anual estimada es de 128 GWh y para este plan se considera que operará desde julio de 2007.
- m) Termoguayas Generation S.A. debe poner en operación varias unidades generadoras, montadas sobre barcasas (Keppel), con una capacidad total de 150 MW, con lo cual se generaría 1 051 GWh / año. Para este plan se considera que funcionarán desde noviembre 2006.
- n) Transelectric de Ecuador y Empresas Públicas de Medellín, tienen autorización de CONELEC y del Ministerio de Minas y Energía de Colombia, respectivamente, para construir, en los correspondientes países, el sistema de interconexión en 230 kV

Betania-Altamira-Mocoa-Pasto-Frontera-Pomasqui, que permitirá transacciones de hasta 250 MW y 1 973 GWh / año. La fecha autorizada a Transelectric es marzo del 2007; para efectos de este plan se considera la incorporación de esta generación virtual, para julio de 2007.

- o) La central eólica Salinas, en Imbabura, que debe ser construida por Electrovento S.A. tendría una potencia de 10 MW y generaría alrededor de 20 GWh / año. El plazo contractual para operación es octubre del año 2007.
- p) Termoriente Cía. Ltda., según el contrato de concesión, debe instalar en Shushufindi, junto a la Refinería Amazonas, una central generadora, que utilizará crudo reducido de esa refinería, con 22 motores a combustión y generadores de 14,46 MW cada uno, que permitirían tener algunas unidades en mantenimiento, pues la potencia concesionada es de 270 MW y una energía disponible de 2 010 GWh / año.

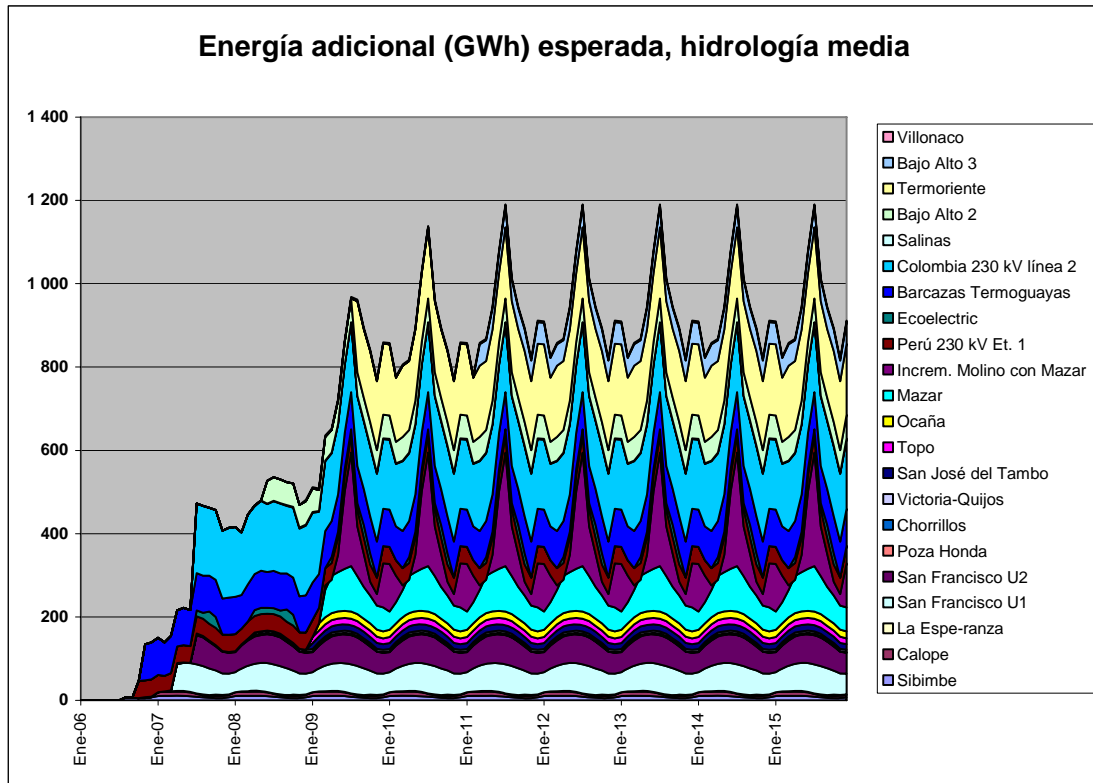
Aún no se ha iniciado la construcción, a pesar de que el plazo contractual vence en junio 2007. El Directorio del CONELEC, en sesión de 15 de agosto de 2006, mediante resolución 190/06 resolvió: "Iniciar el procedimiento de terminación del Contrato de Concesión suscrito entre el CONELEC y la Empresa Termoriente Cía. Ltda. ...". Como un ejercicio de planificación se han considerado las dos posibilidades siguientes para el plan de expansión de la generación: i) con Termoriente, en los numerales 5.1 a 5.8; y, ii) sin el proyecto Termoriente, en el numeral 5.9.

- q) Con Machala Power Cía. Ltda. se firmó el contrato de concesión para que construya y opere, en 3 etapas, una central generadora de 312 MW en Bajo Alto, usando el gas del Golfo de Guayaquil, concesionado a su compañía matriz, EDC. La primera etapa, de 130 MW, está operando desde el año 2004 y los plazos contractuales para las etapas siguientes son junio 2008 y marzo 2011, respectivamente.
- r) EolicSA S.A. está iniciando a mediados del año 2006 la instalación de una central eólica de 2,4 MW en la isla San Cristóbal del Archipiélago de Galápagos, que generará una energía anual media estimada de 3,20 GWh, desde diciembre 2007.
- s) La empresa Villonaco Wind Power S.A. firmó en el mes de julio de 2006, un contrato para la instalación de una central eólica de 15 MW en el sitio denominado Villonaco en la provincia de Loja; la fecha de operación contractual es diciembre de 2008.

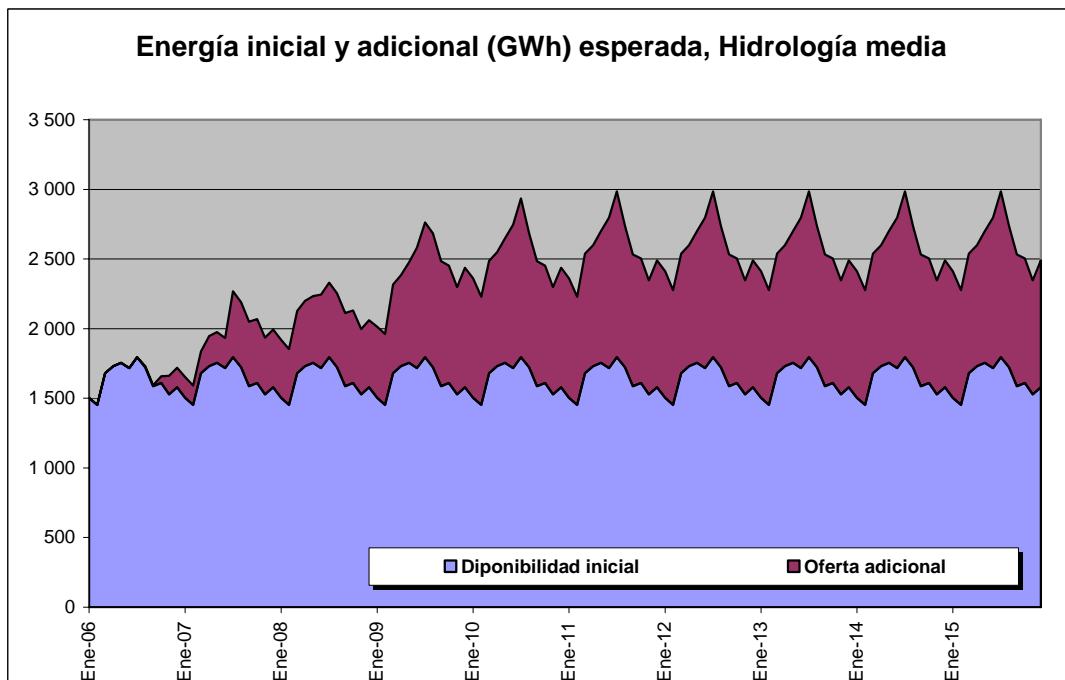
La Resolución No. 170/06 de 18 de julio de 2006, del Directorio del CONELEC, reza: "Avocar conocimiento de memorando N.- DE-06-359 de 16 de junio de 2006, y establecer la continuación de la aplicación de la política de incluir en el Plan Nacional de Electrificación, solo a aquellos proyectos de generación que tienen contratos de concesión o permiso, debidamente suscritos."

Por tanto, cualquier otro proyecto de generación diferente de los citados, no se desarrollará por licitación sino mediante las figuras de: "Permiso" si es de hasta 50 MW o de "Concesión Específica" si es mayor a 50 MW, según lo establecido en el Reglamento de Concesiones.

En el gráfico siguiente, se puede visualizar cuánta energía podría aportar mensualmente cada nuevo proyecto en marcha (para condiciones hidrológicas medias), desde el mes en que se estima operará.



A continuación se presenta gráficamente, la energía mensual disponible en el año base (2005), para hidrología media; y, la energía adicional que se tendría con los proyectos considerados en el Plan.



5.2. AUTORIZACIONES PREVIAS PARA NUEVAS CENTRALES

Este plan presenta también información sobre los proyectos de nueva generación que han recibido certificados de permiso o concesión, los cuales en su mayoría son hidroeléctricos (**Anexo 5.07**). Solo una vez que se firmen los contratos respectivos, se tendrán las fechas comprometidas de operación y se podrán incorporar como disponibilidad futura en el Plan de Electrificación.

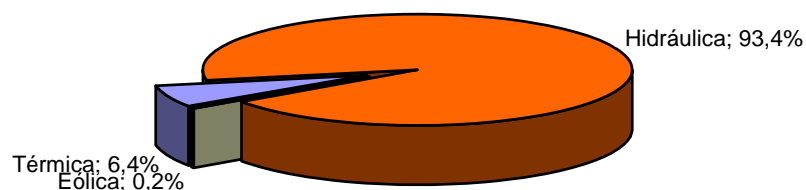
El Instituto Ecuatoriano de Electrificación, INECEL, que terminó su vida jurídica en marzo de 1999, tenía la facultad de conceder permisos para la instalación de centrales generadoras de hasta 50 MW, hasta el 4 de Junio de 1997. Posteriormente, es el CONELEC el único autorizado para conceder permisos para instalación de centrales generadoras.

Varios certificados de permiso y de concesión, han sido revocados por el Directorio del CONELEC, por cuanto las empresas que recibieron los mismos, no cumplieron los plazos acordados para completar los estudios y firmar los contratos.

Si se concretan los 13 proyectos para servicio público constantes en el **Anexo 5.07**, se tendría una potencia nominal adicional de 645 MW y una energía media anual 3 926 GWh / año.

En el gráfico siguiente se muestra los porcentajes, por tipo de fuente, de la energía de los proyectos de generación que tienen autorizaciones previas mediante certificados de permiso o concesión.

**Proyectos con certificado vigente para nueva generación.
Energía media anual (GWh)**



5.3. SOLICITUDES EN TRÁMITE

Otras solicitudes para permisos o concesiones de nueva generación, están siendo analizadas por el CONELEC, en sujeción al Reglamento de Concesiones, Permisos y Licencias para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica.

Los proyectos indicados anteriormente, están auspiciados por varios grupos financieros del País y del exterior, interesados en invertir en el Ecuador.

Están también en proceso, los contratos de permiso o concesión, para algunas empresas y entidades que poseen centrales generadoras existentes, sea para servicio público o para autogeneración.

Según el Reglamento de Concesiones, para el desarrollo de centrales de hasta 50 MW, solo se requiere un permiso del CONELEC. Mediante este Plan, se define que la instalación de unidades para servicio particular, menores a 1 MW, que no se enlacen con el Sistema Nacional Interconectado usando equipo de sincronismo, no requerirá permiso del CONELEC, pero deberá registrarse en el CONELEC y cumplir las exigencias de las Empresas Distribuidoras y los Municipios respectivos.

5.4. BALANCE DE POTENCIA Y ENERGÍA

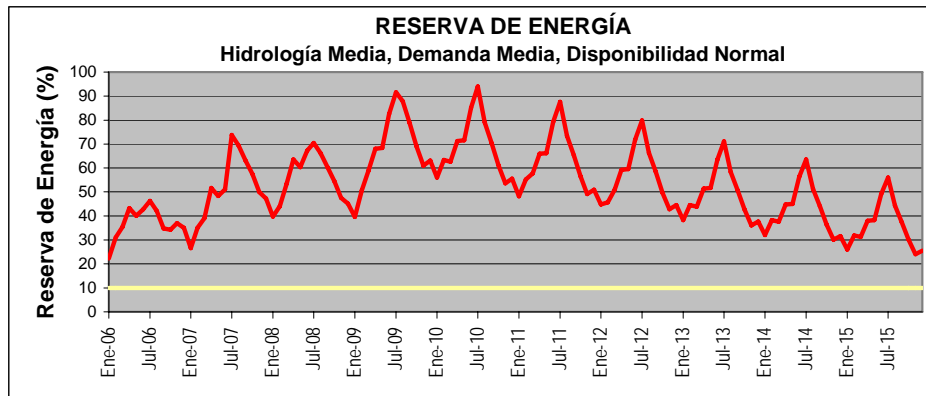
El balance entre oferta de potencia y demanda máxima de potencia, para cada uno de los años del período de análisis, se presenta en el **Anexo 5.15**, considerando la capacidad disponible actual, más los proyectos de generación que son parte de este Plan; esto es los constantes en el **Anexo 5.02**.

Se deduce que, si entran en operación en las fechas previstas las nuevas centrales generadoras consideradas en este Plan; y, se mantienen en el mercado las que están disponibles, se contaría durante todo el período, con reservas de potencia superiores a la unidad más grande (133 MW) y al 10%.

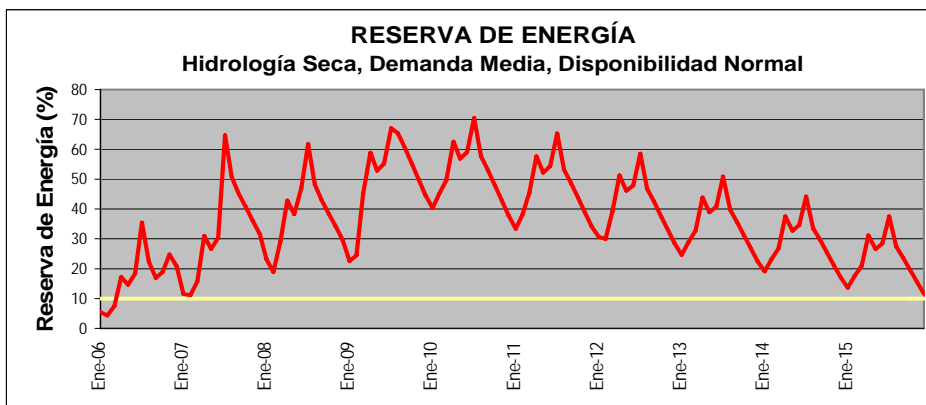
El problema del sistema eléctrico del país, no es de potencia sino de energía, especialmente en los períodos de estiaje de la vertiente oriental o Amazónica (Octubre - Marzo), pues de ella depende la mayor producción hidroeléctrica. Sin embargo, pueden tenerse déficit de potencia en períodos que normalmente se esperan altos caudales en las centrales hidroeléctricas, se programan los mantenimientos anuales de unidades termoeléctricas; y, si en esos meses se producen daños de unidades y/o restricciones en las interconexiones internacionales y caudales menores a los esperados.

En los **Anexos 5.08, 5.09, 5.10, 5.11, 5.12 y 5.13**, se presentan balances de energía mensual, para el período decenal, con varios escenarios principales, que son representativos de más de 18 alternativas analizadas, resultantes de combinar los tres escenarios de crecimiento de demanda (menor, medio, mayor), con dos escenarios de hidrología (media y seca) y con varias opciones de disponibilidad, de las cuales se han tomado aquellas que consideran la central más grande (Trinitaria), fuera de servicio; y, la pérdida de la interconexión de 230 kV con Colombia (200 a 250 MW).

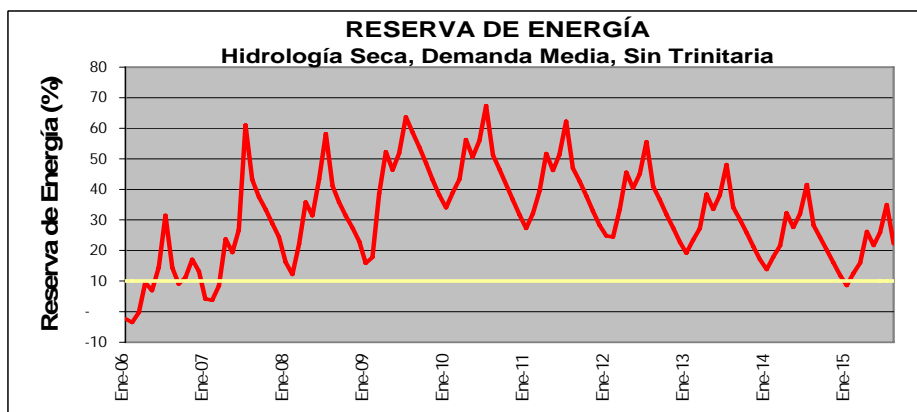
En el **Anexo 5.08** se presentan las estimaciones de disponibilidad mensual de energía activa y la demanda, correspondientes al escenario de: hidrología media, demanda media y disponibilidad normal de unidades, esto es aquellas que durante el 2005 permanecieron usualmente operables. La diferencia entre oferta y demanda se muestra en las últimas columnas, en GWh y en porcentaje, concluyendo que, en este escenario no existiría déficit y las reservas serían superiores al 10% recomendado, según se observa en el gráfico siguiente.



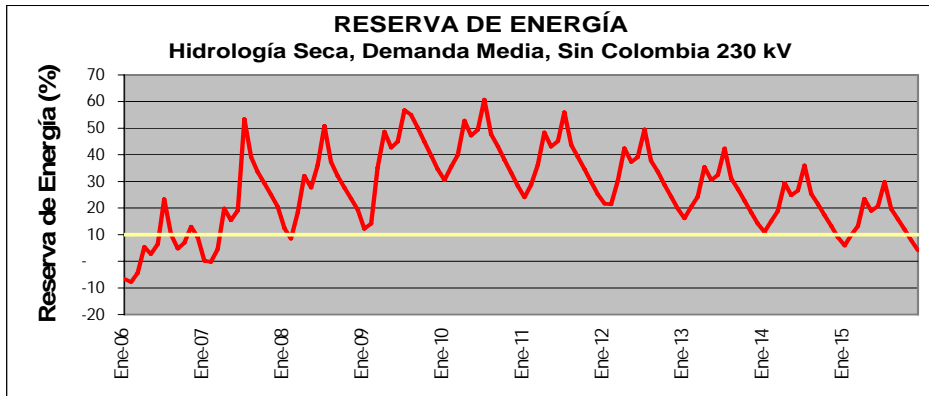
El **Anexo 5.09** contiene el balance para escenario de hidrología seca, demanda con crecimiento medio y disponibilidad normal. En este caso no existiría déficit y las reservas serían superiores al 10% recomendado.



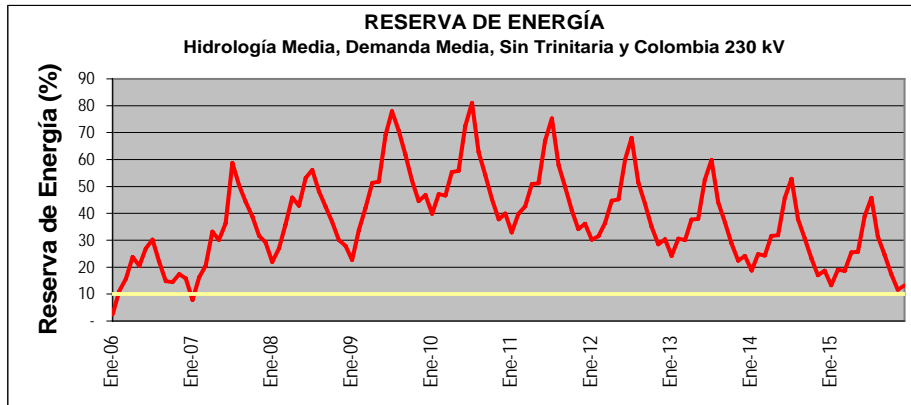
El **Anexo 5.10** tiene datos similares, para hidrología seca y demanda media, pero sin la unidad térmica mayor (Trinitaria 133 MW y 922 GWh / año). En este caso, que se considera como base, se tendría reservas menores al 10% en varios meses de los años: 2006, 2007 y 2015.



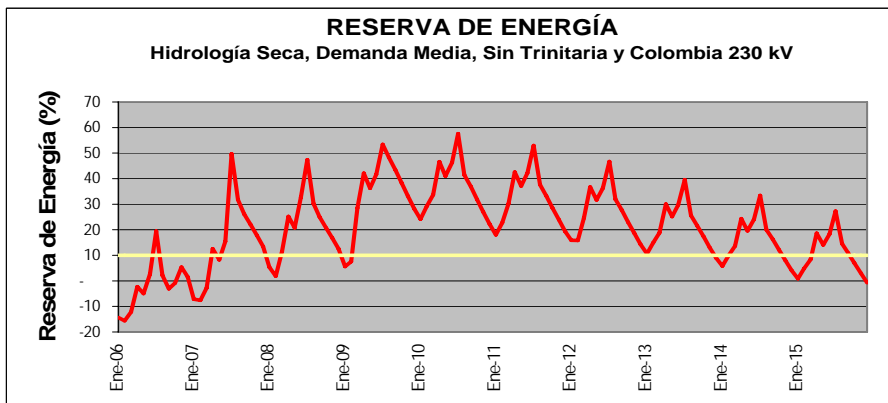
El **Anexo 5.11** presenta datos para escenario de hidrología seca y demanda media, pero sin la interconexión con Colombia. En este caso se tendría déficit de energía el mes de febrero de 2007; y, reservas menores al 10% en varios meses de los años 2006, 2007, 2008, 2014 y 2015. Esa situación puede apreciarse en el gráfico siguiente.



El Anexo 5.12 muestra el balance para escenario de hidrología media y demanda media; pero, para una disponibilidad de generación crítica por salida de servicio de la central Trinitaria y la interconexión con Colombia. En este caso, se tendría en el mes de enero de 2007, una reserva inferior al 10%.



El **Anexo 5.13** considera escenario de hidrología seca y demanda media, para una disponibilidad crítica por falta de la central Trinitaria y la interconexión con Colombia. En este escenario, se tendrían varios meses con reservas menores a 10% en los años 2006, 2007, 2008, 2009, 2013, 2014 y 2015; y, posible déficit en varios meses de los años 2006, 2007 y 2015.



Como se ve, varios escenarios serían muy graves, pero confirman la gran oportunidad que tienen los inversionistas, para desarrollar nuevas centrales generadoras que

cubran los requerimientos de los períodos en los cuales la oferta es menor que la demanda más la reserva recomendable.

El **Anexo 5.14 resume los anteriores, presentando balances de energía para cada año**; de los cuales se puede coleccionar lo siguiente:

- Para un escenario de **hidrología media**, crecimiento de **demanda media** y **disponibilidad de todas** las unidades de generación consideradas en este Plan; **no habrían déficit ni reservas menores** al 10% de la demanda.
- Para **hidrología seca**, crecimiento de **demanda media** y **disponibilidad normal** de las unidades de generación; **no habrían déficit ni reservas menores** al 10% de la demanda.
- Para **hidrología seca**, crecimiento de **demanda media** y **no disponibilidad de la unidad más grande**; se tendrían **reservas menores** al 10% de la demanda, en varios meses.
- Para **hidrología seca**, crecimiento de **demanda media** y **no disponibilidad de la interconexión de 230 kV con Colombia**; se tendría déficit de energía en febrero de 2007; y, **reservas menores** al 10% de la demanda, en varios meses del período considerado.
- Para **hidrología seca**, crecimiento de **demanda media** y **no disponibilidad de la unidad más grande y de la interconexión de 230 kV con Colombia**; se tendrían déficit de energía en varios meses de los años 2006, 2007 y 2015; y, **reservas menores** al 10% de la demanda, en muchos meses.
- El balance de energía no es tan afectado por cambios en el escenario de crecimiento de la demanda; pero sí al considerar hidrología seca en lugar de media; o, indisponibilidad de fuentes de energía similares a la central térmica mayor o a la interconexión con Colombia.

De todo lo indicado en este punto se puede concluir que no se tendría déficit de potencia en las horas de máxima demanda, en el período decenal, si entran en servicio los proyectos contemplados. Pero, el problema más crítico estriba en la baja disponibilidad de energía, especialmente en los meses de estiaje, por lo que, en el corto y mediano plazo, las opciones son:

1. *Impulsar procesos de contratación mediante concurso, de bloques de energía eléctrica por parte de las empresas distribuidoras, especialmente para asegurar el abastecimiento en los períodos de estiaje;*
2. *Asegurar que operen todos los equipos de generación disponibles;*
3. *Acelerar el desarrollo de las diversas etapas de interconexión con Perú y Colombia;*
4. *Instalar ciclos combinados en las unidades termoeléctricas existentes que sean viables;*
5. *Promover nuevas centrales termoeléctricas eficientes con uso de gas natural importado o combustibles de bajo costo;*
6. *Seguir promoviendo el uso eficiente de la energía;*
7. *Disminuir las pérdidas de energía;*
8. *Promover el desarrollo de nuevas centrales de generación hidroeléctrica.*

El cuadro siguiente muestra las energías adicionales que se requerirían, para cubrir el déficit del mes más crítico de cada año y mantener reservas del 10% de la demanda, para los escenarios estudiados anteriormente:

ENERGÍA ADICIONAL NECESARIA PARA TENER 10% DE RESERVA (GWh/mes)												
Hidrología	Crecimiento Demanda	Disponibilidad Generación	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
MEDIA	MEDIA	NORMAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SECA	MEDIA	NORMAL	63	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SECA	MEDIA	Sin Unidad más grande	151	76	-	-	-	-	-	-	-	62
SECA	MEDIA	Sin Colombia 230 kV	204	128	19	-	-	-	-	-	14	114
MEDIA	MEDIA	Sin Trinitaria, sin Colombia 230 kV	93	28	-	-	-	-	-	-	-	-
SECA	MEDIA	Sin Trinitaria, sin Colombia 230 kV	300	224	106	61	-	-	-	18	110	210

La instalación de nuevas centrales generadoras debe ser complementada con programas de disminución de pérdidas, administración de demanda y uso eficiente de la energía, que serán beneficiosos para los usuarios.

Quienes han recibido autorizaciones para instalar centrales de generación, deben acelerar la instalación de las mismas. Además, el CONELEC concluirá los trámites de solicitudes cuanto antes; con lo que se facilitará e incentivará las inversiones privadas en centrales generadoras.

5.5. POTENCIA POR TIPO DE PLANTA GENERADORA

En función del cuadro presentado en el punto anterior, se puede estimar la potencia equivalente que sería necesaria para que las reservas de energía sean de por lo menos 10% en el mes más crítico de cada año, considerando centrales con un factor de planta de 0,7.

POTENCIA ADICIONAL EQUIVALENTE, PARA TENER 10% DE RESERVA (MW)												
Hidrología	Crecimiento Demanda	Disponibilidad Generación	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
MEDIA	MEDIA	NORMAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SECA	MEDIA	NORMAL	125	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SECA	MEDIA	Sin Unidad más grande	300	150	0	0	0	0	0	0	0	123
SECA	MEDIA	Sin Colombia 230 kV	404	254	37	0	0	0	0	0	27	226
MEDIA	MEDIA	Sin Trinitaria, sin Colombia 230 kV	184	55	0	0	0	0	0	0	0	0
SECA	MEDIA	Sin Trinitaria, sin Colombia 230 kV	595	445	209	120	0	0	0	35	217	417

La expectativa general es aprovechar al máximo los recursos naturales renovables y fundamentalmente la hidroenergía, cuyo potencial técnico y económicamente factible que no ha sido aprovechado se estima en 22.400 MW. Este y los siguientes datos de energía potencial, fueron obtenidos de la información sobre el Sector Energético Ecuatoriano, publicada por el Ministerio de Energía y Minas, la cual se puede encontrar también, en el "Sistema de Información Económica - Energética", que mantiene actualizado OLADE (Organización Latinoamericana de Energía).

También se podrán utilizar parcialmente las reservas probadas de petróleo, que se estiman en 3.400 millones de barriles; y, 23.000 millones de metros cúbicos de gas asociado, según datos del Ministerio de Energía y Minas, más las reservas de gas natural del Golfo de Guayaquil, con la central Bajo Alto.

Las centrales generadoras y los sistemas eléctricos de las filiales de Petroecuador; y de otras empresas petroleras, deberán conectarse entre ellos y con el sistema de la Empresa Eléctrica Sucumbíos, para optimizar el uso de los recursos energéticos; obviamente, asegurando la continuidad del suministro, con equipos de protección adecuados.

Mediante una Regulación vigente, se incentiva la inversión en plantas de generación basadas en energías renovables no convencionales, como eólica, solar, biomasa y geotérmica, las cuales inclusive pueden recibir financiamiento con recursos del Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal, FERUM.

El potencial geotérmico aproximado del Ecuador es de 1.450 millones de toneladas equivalentes de petróleo, siendo los proyectos Tufiño-Chiles-Cerro Negro (Binacional con Colombia), Chachimbiro, Chalupas, Papallacta y Baños de Cuenca, los que mayor interés pueden despertar en los inversionistas privados. Más información sobre este aspecto se puede encontrar en estudios preparados con apoyo de CEPAL, OLADE y GTZ.

No se tienen estimaciones adecuadas del potencial solar y eólico, pero sí un estudio para las Islas Galápagos, sobre la base del cual en el año 2004 empezó a operar un sistema híbrido en la Isla Floreana; y, en los años siguientes en las demás islas habitadas. Para esos proyectos se cuenta con el apoyo del PNUD y donaciones de países amigos.

Se debe seguir impulsando las interconexiones eléctricas y energéticas en general, con los países vecinos, tendiendo a la formación de sistemas regionales integrados, a fin de aprovechar las diferencias hidrológicas y los recursos energéticos disponibles en los otros países. Las interconexiones internacionales pueden considerarse como generadores virtuales en la frontera del país.

Según la política definida para el sector eléctrico, mediante Acuerdo 039 (R. O. 157, de 1 de diciembre de 2005 por el Ministerio de Energía y Minas, se deberá impulsar un mayor intercambio de electricidad entre los países de la región, por lo cual el Ecuador procurará a futuro convertirse en exportador neto.

Con el propósito de mantener un adecuado balance, el parque generador ecuatoriano deberá contar con unidades hidroeléctricas, otras que operen mediante combustibles disponibles en el Ecuador y los países vecinos; especialmente gas y residuos de las refinerías de petróleo; y, con enlaces internacionales que permitan aprovechar otros recursos energéticos.

Uno de los proyectos que está estudiando Petroecuador, es el denominado ITT (Ishpingo, Tambococha, Tiputini), que permitiría la explotación de crudo pesado en el sector de Nuevo Rocafuerte, para una producción promedio de 100 000 b/d. Se está analizando la posibilidad de instalar una nueva refinería para procesar ese crudo y obtener combustibles y/o crudo sintético. La planta podría estar en la misma zona, en Shushufindi o en Monteverde-Guayas; y, dependiendo del proceso de refinación que se decida, se obtendrían combustibles livianos y más o menos 20 000 b/d de residuo grado 10 API estimativamente, o Coque, que podrían aprovecharse para generación eléctrica (25 a 40 MW / 1 000 b).

Adicionalmente, Petroecuador y las empresas privadas que extraen petróleo en el nororiente ecuatoriano, cuentan con varios campos que producen en el orden de 130 000 barriles por día de petróleo pesado (18 a 24 API), el cual ya no se mezcla con

crudo liviano para poder transportarlo hacia la costa norte, pues es llevado por el oleoducto para crudo pesado (OCP). Una parte de ese petróleo pesado podría ser usado para generación eléctrica, cerca de los sitios de extracción.

Por tanto, a más del proyecto Termoriente que, de concretarse, utilizaría parte de los residuos de la Refinería Amazonas; los inversionistas tienen la oportunidad de ejecutar proyectos de generación eléctrica, que aprovechen el crudo pesado y los residuos de refinación, adquiriéndolos a precios competitivos, menores a los de Diesel y Fuel Oil que están siendo usados actualmente por las empresas generadoras que tienen centrales con motores a combustión interna, turbinas de gas y turbinas a vapor.

Para impulsar la optimización del parque electro generador ecuatoriano, obteniendo costos de producción menores, el CONELEC promueve modificaciones tecnológicas en centrales, para utilizar combustibles pesados en lugar de diesel y fuel oil, con ayuda de varias entidades, y la asesoría de un equipo técnico de la Unión Eléctrica de Cuba, empresa que ha ejecutado con éxito proyectos de ese tipo.

5.6. RESERVA TÉCNICA RECOMENDABLE

Dentro de los objetivos de la LRSE se establece, proporcionar al país un servicio eléctrico de alta calidad y confiabilidad.

En los años 1992, 1995 y 1996, el Ecuador sufrió racionamientos de energía, en los períodos de estiaje de la cuenca amazónica, donde se encuentran instaladas las centrales hidráulicas más importantes, a pesar de tener plantas eléctricas con la suficiente capacidad de potencia. Por esta razón, dentro del Reglamento del Mercado Mayorista, se establecen los criterios que se deben aplicar para incentivar y remunerar a los generadores que aseguren el cumplimiento de la política indicada.

En general la reserva técnica se define como la potencia de la unidad más grande del sistema (ahora 133 MW); y, la reserva de energía como 10% de la demanda mensual.

De los distintos escenarios analizados, se considera como base aquel con demanda media, hidrología seca y sin la unidad generadora mayor, más una reserva de al menos el 10% de la demanda de energía; pero, por el alto crecimiento de la demanda, se podría esperar una demanda similar a la del escenario mayor; lo cual requeriría más inversiones en generación y en las otras etapas. Las inversiones estimadas, en los proyectos de generación contemplados en el Plan, (**Anexo 5.02**), ascienden a 1 207 millones de dólares, aproximadamente.

A eso se debe agregar proyectos adicionales que permitan mantener al menos el 10% de reserva de energía en el escenario considerado como base; por tanto, según los cuadros que constan al final del punto 5.4 y al inicio del punto 5.5, desde el año 2006 se requieren fuentes adicionales de generación para cubrir 76 GWh/mes, que considerando Factor de Planta 0,7 serían equivalentes a 150 MW. Asumiendo un costo medio de 1 000 USD / kW, se requeriría del orden de 150 millones de dólares adicionales.

Por tanto, la inversión total requerida en generación, para el período 2006 -2015 sería del orden de USD 1 357 000 000 (mil trescientos cincuenta y siete millones de dólares).

5.7. CENTRALES HIDROELÉCTRICAS PROMOVIDAS

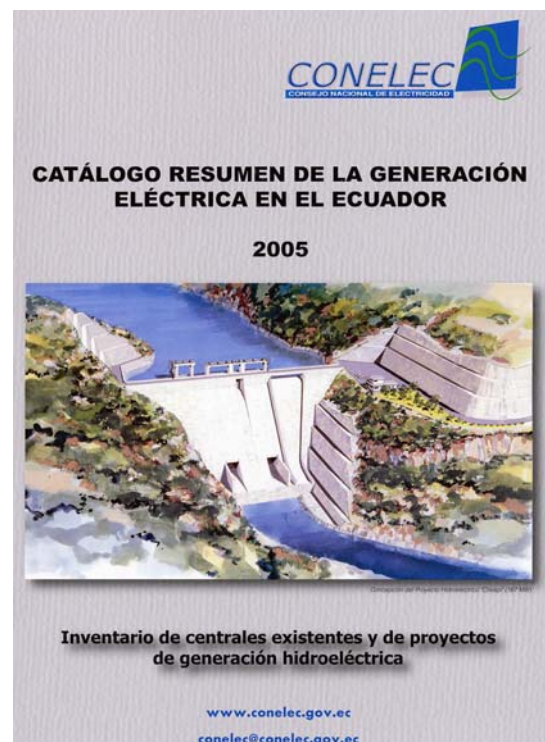
Los proyectos que en este Plan se consideran con carácter meramente referencial, se fundamentan principalmente en 3 catálogos, preparados por el Ex INECEL, con apoyo de la Corporación Financiera Nacional, CFN, publicados en noviembre de 1997, los cuales están siendo actualizados y promovidos por el CONELEC para que el sector privado emprenda en su ejecución.

En el año 2003 el CONELEC realizó el “Estudio Hidroenergético Integral de la Cuenca de los Ríos Santiago y Cayapas”, en convenio con la Universidad de Cuenca, producto de lo cual se estudiaron a nivel de prefactibilidad básica cinco proyectos con potencias comprendidas entre 1 y 50 MW.

En el año 2005 el CONELEC realizó un estudio similar para la cuenca del Río Mayo – Chinchipe, identificando cinco proyectos con potencias comprendidas entre 20 y 80 MW, para los cuales se cuenta con la prefactibilidad básica.

A fines del 2003 se publicó el documento denominado “Catálogo Resumen de la Generación Eléctrica en el Ecuador”, el mismo que contiene información resumida sobre el estado actual de la generación eléctrica en el Ecuador, de la generación futura con los proyectos con contrato o certificado de concesión o permiso otorgado por el CONELEC; y, el catálogo de proyectos disponibles para su desarrollo con la participación de la empresa privada.

En septiembre del año 2005 se publicó una actualización del citado catálogo, que contiene el inventario de recursos energéticos con fines de generación eléctrica, según dispone la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, así como información sobre las centrales de generación existentes, en ejecución y los proyectos disponibles.



En el **Anexo 5.16** se resumen los 145 proyectos de 1 o más MW, que constando en los catálogos citados, no tienen certificados de permiso o concesión, ni interferencias

de aquellos en trámite. En este listado se incluyen los proyectos recién incorporados al catálogo producto de los estudios realizados por el CONELEC; y, los proyectos cuyos certificados de permiso o concesión han sido revocados. Esos proyectos disponibles para la iniciativa privada, suman 11 602 MW de potencia y 66 386 GWh/año de energía media estimada. Además en los catálogos mencionados se detallan otros proyectos menores de 1 MW.

En los **Anexos 5.17, 5.18 y 5.19** se presentan los mapas del Ecuador con la ubicación de los proyectos hidroeléctricos disponibles, con potencias instalables de más de 100 MW, entre 10 y 100 MW y entre 1 y 10 MW, respectivamente. Mayor información se puede encontrar en el catálogo antes citado y en la página web del CONELEC (www.conelec.gov.ec).

La promoción citada no implica que los mismos deban considerarse como parte integrante del presente Plan de Electrificación y por tanto, éstos, como cualquier otro proyecto que nazca de la iniciativa privada, estarán sometidos al proceso de “concesiones específicas”, si son mayores a 50 MW y al trámite de “Permiso”, si no exceden de esa potencia y son de más de 1 MW.

Para promover las centrales hidroeléctricas y otras con energías renovables, el CONELEC viene realizando e impulsando, estudios de cuencas hidrográficas y de recursos geotérmicos, fotovoltaicos, eólicos, olomotrices, etc...

Los proyectos que aprovechen energías no convencionales, como eólica, solar, geotérmica, biomasa y otras similares; podrán recibir con prioridad fondos del FERUM, si los proyectos benefician a sectores rurales y urbano marginales; además de ser despachados obligadamente hasta el límite reglamentario y de recibir precios regulados muy atractivos, según la Regulación 004 / 04.

En julio del año 2006 se envió al Congreso Nacional, con el carácter de urgente, un proyecto de reforma a la LRSE, que clarifica los esquemas de garantías y contra garantías para los inversionistas; y, contiene varias propuestas que, son señales concretas para atraer mayor inversión al sector eléctrico, especialmente para generación hidroeléctrica y centrales termoeléctricas eficientes.

A más de las plantas generadoras que se instalen en el país, se considera como generadores virtuales a los sistemas de interconexión con Colombia y Perú, que se mencionan en este capítulo y en el de Transmisión; las cuales permiten aprovechar las disponibilidades energéticas y las complementariedades hidrológicas de los países vecinos; por lo cual el CONELEC ha promovido y continuará impulsando esas interconexiones, que a futuro servirán para que el Ecuador se convierta en un exportador neto de energía eléctrica.

5.8. PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN UTILIZANDO EL MODELO SUPER-OLADE

Para el presente estudio, se ha utilizado el modelo “Sistema Unificado de Planificación Eléctrica Regional”, SUPER-OLADE, herramienta orientada a la priorización, dimensionamiento y selección de proyectos de generación eléctrica, para satisfacer el crecimiento de la demanda de energía eléctrica en condiciones de incertidumbre, la cual ha venido siendo utilizada para la planificación de la expansión de generación, por varios países de América Central, del Caribe y de Sudamérica.

Metodología

El modelo permite identificar plantas de generación cuya entrada en operación está definida, a las que se denomina “Comprometidas”, los cuales se incluyen obligatoriamente en los planes de expansión de generación; y otros proyectos, a los que se denomina “Candidatos”, que son considerados en el análisis de optimización, y pueden o no ser incluidos por el modelo en el plan de expansión, en función de la manera en que sus características técnicas y económicas, se acomodan a las condiciones de demanda.

En el estudio, se han considerado como *Comprometidos*, todos los proyectos que se encuentran en construcción o aquellos que tienen contratos de permiso o concesión, y cuya entrada en operación está prevista dentro del período de estudio: 2006-2020. Otros 25 proyectos disponibles (**Anexo 5.20**) se consideran como *Candidatos*.

En tal virtud, los proyectos hidroeléctricos SIBIMBE (15,8 MW), CALOPE (15 MW), SAN FRANCISCO (212 MW) y MAZAR (190 MW), que se encuentran en construcción, y los proyectos de interconexión con Colombia (segunda fase 250 MW) y Perú (Etapa 1 radial 90 MW), han sido considerados como *comprometidos*.

La central ABANICO de 15 MW, se la considera dentro del plan de expansión, a pesar de que se encuentra en operación, debido a que la modelación se tomó en cuenta desde enero 2006.

Para la modelación, se adoptaron las siguientes premisas y escenarios:

- Período de análisis de 15 años, partiendo desde el 2006
- Tasa de descuento del 12%
- Sistema uninodal, que hace abstracción de la transmisión y considera toda la carga concentrada en un solo nodo.
- Crecimiento de la demanda: a) Escenario Menor, b) Escenario Medio y c) Escenario Mayor.
- Precios de combustible: a) De acuerdo al Decreto Ejecutivo 338 y b) Precios de combustibles Internacionales.
- Importación de Energía: a) El caso con Importación y b) sin considerar la importación, es decir, con autoabastecimiento de energía.
- Coca Codo Sinclair: a) Una alternativa de 1500 MW, b) con el proyecto en 2 etapas 432 MW y 427 MW, c) sin el proyecto Coca Codo Sinclair.

Precios de Combustibles establecidos de acuerdo a Decreto Ejecutivo 338

COMBUSTIBLES	(USD/galón)
FUEL OIL 4	0,7083
DIESEL 2	0,9187
NAFTA	0,7479
RESIDUO ESM 100000 SRW1	0,2992
GAS NATURAL ECUADOR*	0,1455

*Gas natural en USD / m3

Precios de Combustibles estimados de acuerdo a precios Internacionales.

COMBUSTIBLES	(USD/galón)
FUEL OIL 4	0,9335
DIESEL 2	1,7340
NAFTA	1,4128
RESIDUO ESM 100000 SRW1	0,2992
GAS NATURAL ECUADOR*	0,1721

*Gas natural en USD / m³

Los precios de los combustibles incluyen el 2% de margen de comercialización y 12 % del impuesto al valor agregado IVA.

Los precios del Proyecto Térmico Arenillas de 150 MW, utilizara gas natural proveniente del Perú a un precio de 2,25 dólares el millón de BTU.

Haciendo uso del módulo de planificación bajo incertidumbre del SUPER-OLADE (MODPIN), se ha determinado, para cada uno de los tres escenarios de demanda y para cada caso descrito en las premisas, 36 planes óptimos de expansión de la generación para satisfacer el crecimiento de la demanda, cuyos resultados se muestran en el **Anexo 5.21**.

5.9. PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN SIN CONSIDERAR EL PROYECTO TERMORIENTE

Como se indicó en el numeral 5.1, el Directorio del CONELEC, mediante Resolución No. 190/06 del 15 de agosto de 2006, resolvió iniciar el procedimiento de terminación del Contrato de Concesión suscrito el 19 de abril de 1999 con la Empresa Termoriente Cía. Ltda., así como los Contratos Modificatorios, por haber incumplido las obligaciones contractuales.

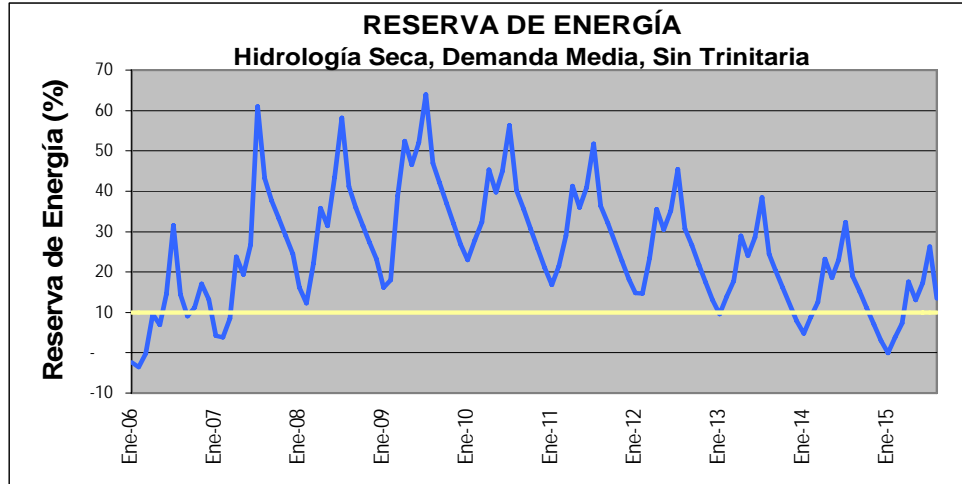
Con estos antecedentes, y para efectos del presente Plan, se realizó, en forma complementaria, el análisis de los planes de expansión de generación sin la inclusión del proyecto Termoriente, tanto con la utilización del Sistema de Información de Balance Energético (SIBE), modelo computacional desarrollado en el CONELEC, utilizado en el análisis descrito en los numerales 5.1, 5.2, 5.4, 5.5 y 5.6, así como del modelo SUPER-OLADE-BID, utilizado en el análisis descrito en el numeral 5.8. Un resumen de los resultados se presenta a continuación:

BALANCE DE POTENCIA Y ENERGÍA SIN TERMORIENTE

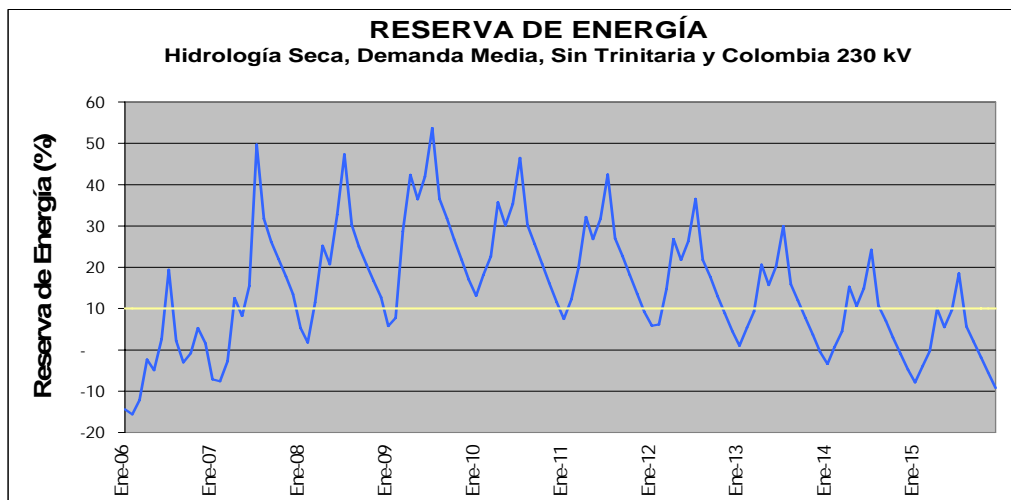
Si se realiza una analogía con los gráficos mostrados en el numeral 5.4, y sin considerar el proyecto Termoriente, se obtienen los siguientes resultados.

- Para el escenario de hidrología media, demanda media y disponibilidad normal de unidades, no existiría déficit y las reservas serían superiores al 10% recomendado,
- Para hidrología seca, demanda con crecimiento medio y disponibilidad normal, no existiría déficit y las reservas serían inferiores al 10% recomendado, en varios meses de los años 2014 y 2015.
- Para el caso de hidrología seca y demanda media, pero sin la unidad térmica mayor (Trinitaria 133 MW y 922 GWh / año) –Caso Base-, se tendrían reservas

menores al 10% en varios meses de los años: 2006, 2007, 2013, 2014 y 2015; y, déficit en enero y diciembre de 2015. Esta situación se observa en el siguiente gráfico:



- d) En el escenario de hidrología seca y demanda media, pero sin la interconexión con Colombia, se tendrían déficit de energía en el mes de febrero de 2007 y en varios meses de 2015; y, reservas menores al 10% en varios meses de los años 2006, 2007, 2008, 2013, 2014 y 2015.
- e) Para el caso de hidrología media y demanda media; pero, para una disponibilidad de generación crítica por salida de servicio de la central Trinitaria y la interconexión con Colombia, se tendría una reserva inferior al 10% en el mes de enero de 2007 y en varios meses de los años 2014 y 2015.
- f) Para el escenario de hidrología seca y demanda media, con una disponibilidad crítica por falta de la central Trinitaria y la interconexión con Colombia, se tendrían varios meses con reservas menores a 10% en los años 2006, 2007, 2008, 2009, 2011, 2012, 2013, 2014 y 2015; y, posibles déficit en varios meses de los años 2007, 2013, 2014 y 2015. Esta situación se visualiza en el siguiente gráfico:



RESULTADOS DEL SUPER OLADE SIN TERMORIENTE

Haciendo uso del módulo de planificación bajo incertidumbre del SUPER-OLADE (MODPIN), para cada uno de los tres escenarios de demanda y con las premisas para el cálculo descritas en el numeral 5.8, se determinaron los planes óptimos de expansión de la generación para satisfacer el crecimiento de la demanda, cuyos resultados se muestran a continuación.

Escenario de crecimiento de demanda menor

ALTERNATIVAS DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN CON EL MODELO SUPER-OLADE							
CASO: COCA CODO SINCLAIR 2 ETAPAS, PRECIOS COMBUSTIBLES DECRETO EJECUTIVO ESCENARIO DE CRECIMIENTO DE DEMANDA MENOR							
AÑO DE OPERACIÓN	CON TERMORIENTE			SIN TERMORIENTE			OBSERVACIONES
	TIPO DE PLANTA	PROYECTO	POTENCIA (MW)	TIPO DE PLANTA	PROYECTO	POTENCIA (MW)	
Ene-06	H	ABANICO 1	15	H	ABANICO 1	15	Construido
Ene-07	H	SAN FRANCISCO	212	H	SAN FRANCISCO	212	En Construcción
	H	SIBIMBE	15.8	H	SIBIMBE	15.8	En Construcción
	H	CALOPE	15	H	CALOPE	15	En Construcción
	T	INTERCON-PE1	90	T	INTERCON-PE1	90	Construido
	T	KEPPEL	150	T	KEPPEL	150	Con Contrato
Ene-08	H	JONDACHI	12	H	JONDACHI	12	Modelación SUPER
	H	TOPO	22.8	H	TOPO	22.8	Con Contrato
	T	E. D. SIERRA	-28.7	T	E. D. SIERRA	-28.7	Retiro
	T	E. D. COSTA	-83.1	T	E. D. COSTA	-83.1	Retiro
	T	INTERCON-CO2	250	T	INTERCON-CO2	250	En Construcción
Ene-09	T	TERMORIENTE 1	100	T	INTERCON-CO2	250	Con Contrato
	H	SABANILLA	30	H	SABANILLA	30	Modelación SUPER
	H	PILALO 3	10.8	H	PILALO 3	10.8	Modelación SUPER
	H	ABANICO 2	22.5	H	ABANICO 2	22.5	Modelación SUPER
	H	OCANA	26	H	OCANA	26	Con Contrato
Ene-10	T	MACHALA POWER 2	95	T	MACHALA POWER 2	95	Con Contrato
	H	MAZAR	190	H	MAZAR	190	En Construcción
Ene-11	T	TERMORIENTE 2	170	T	MAZAR	190	Con Contrato
	H	COCA CODO 1	432	H	COCA CODO 1	432	Modelación SUPER
Ene-12	T	MACHALA POWER 3	87	T	MACHALA POWER 3	87	Con Contrato
	H	DELSI-TANISAGUA	105	H	DELSI-TANISAGUA	105	Modelación SUPER
Ene-14	H	COCA CODO 2	427	H	COCA CODO 2	427	Modelación SUPER
Ene-15				H	SOPLADORA	312	Modelación SUPER
Ene-16	H	SOPLADORA	312				Modelación SUPER
Ene-18				H	ANGAMARCA SINDE	29	Modelación SUPER
TOTAL INSTALADO (MW)			2678.1	TOTAL INSTALADO (MW)			2437.1

En el corto plazo (2006-2010) y en el mediano plazo (2011-2015) los planes indicativos de expansión tienen un equipamiento similar. En el largo plazo (2016-2020), para el caso de la no inclusión del proyecto Termoriente, el modelo arroja como resultado la inclusión del proyecto hidroeléctrico Angamarca Sinde (29 MW) y un adelanto en la fecha de ingreso del proyecto Sopladora (312 MW)

Escenario de crecimiento de demanda medio

Para un escenario de crecimiento de la demanda media, en el corto plazo se tiene un equipamiento de generación similar, con o sin Termoriente.

En el mediano plazo, para el caso de la no inclusión del proyecto Termoriente, el modelo realiza la optimización de la expansión de la generación, mediante el ingreso de proyectos hidroeléctricos como: Jondachi (12 MW), Tigrillos (49,6 MW) y Sigchos (18 MW).

ALTERNATIVAS DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN CON EL MODELO SUPER-OLADE							
CASO: COCA CODO SINCLAIR 2 ETAPAS, PRECIOS COMBUSTIBLES DECRETO EJECUTIVO ESCENARIO DE CRECIMIENTO DE DEMANDA MEDIO							
	CON TERMORIENTE			SIN TERMORIENTE			
AÑO DE OPERACIÓN	TIPO DE PLANTA	PROYECTO	POTENCIA (MW)	TIPO DE PLANTA	PROYECTO	POTENCIA (MW)	OBSERVACIONES
Ene-06	H	ABANICO 1	15	H	ABANICO 1	15	Construido
Ene-07	H	SAN FRANCISCO	212	H	SAN FRANCISCO	212	En Construcción
	H	SIBIMBE	15.8	H	SIBIMBE	15.8	En Construcción
	H	CALOPE	15	H	CALOPE	15	En Construcción
	T	INTERCON-PE1	90	T	INTERCON-PE1	90	Construido
	T	KEPPEL	150	T	KEPPEL	150	Con Contrato
Ene-08	H	TOPO	22.8	H	JONDACHI	12	Modelación SUPER
	T	E. D. SIERRA	-28.7	H	TOPO	22.8	Con Contrato
	T	E. D. COSTA	-83.1	T	E. D. SIERRA	-28.7	Retiro
	T	INTERCON-CO2	250	T	E. D. COSTA	-83.1	Retiro
	T	TERMORIENTE 1	100	T	INTERCON-CO2	250	En Construcción
Ene-09	H	SABANILLA	30	H	SABANILLA	30	Con Contrato
	H	PILALO 3	10.8	H	PILALO 3	10.8	Modelación SUPER
	H	ABANICO 2	22.5	H	ABANICO 2	22.5	Modelación SUPER
	H	OCANA	26	H	OCANA	26	Con Contrato
	T	MACHALA POWER 2	95	T	MACHALA POWER 2	95	Con Contrato
Ene-10				H	TIGRILLOS	49.6	Modelación SUPER
				H	SIGCHOS	18	Modelación SUPER
	H	CHESPI	167	H	CHESPI	167	Modelación SUPER
	H	MAZAR	190	H	MAZAR	190	En Construcción
	T	TERMORIENTE 2	170				Con Contrato
Ene-11	H	COCA CODO 1	432	H	COCA CODO 1	432	Modelación SUPER
	T	MACHALA POWER 3	87	T	MACHALA POWER 3	87	Con Contrato
Ene-12	H	DELSI-TANISAGUA	105				Modelación SUPER
Ene-13				H	DELSI-TANISAGUA	105	Modelación SUPER
Ene-14	H	COCA CODO 2	427	H	COCA CODO 2	427	Modelación SUPER
Ene-15	H	SOPLADORA	312	H	SOPLADORA	312	Modelación SUPER
Ene-18	H	ABITAGUA	177	H	ABITAGUA	177	Modelación SUPER
				H	RIO LUIS	15.5	Modelación SUPER
TOTAL INSTALADO (MW)			3010.1	TOTAL INSTALADO (MW)			2835.2

En el largo plazo, se obtiene un equipamiento similar, excepto por el ingreso del proyecto hidroeléctrico Río Luis (15,5 MW) en el año 2018.

Escenario de crecimiento de demanda mayor

En el escenario de crecimiento de la demanda mayor, se tiene principalmente el ingreso del proyecto térmico con gas natural Arenillas (150 MW), esto para el caso de la no inclusión del proyecto Termoriente. En el largo plazo solamente se tienen modificaciones a las fechas de ingreso de algunos proyectos.

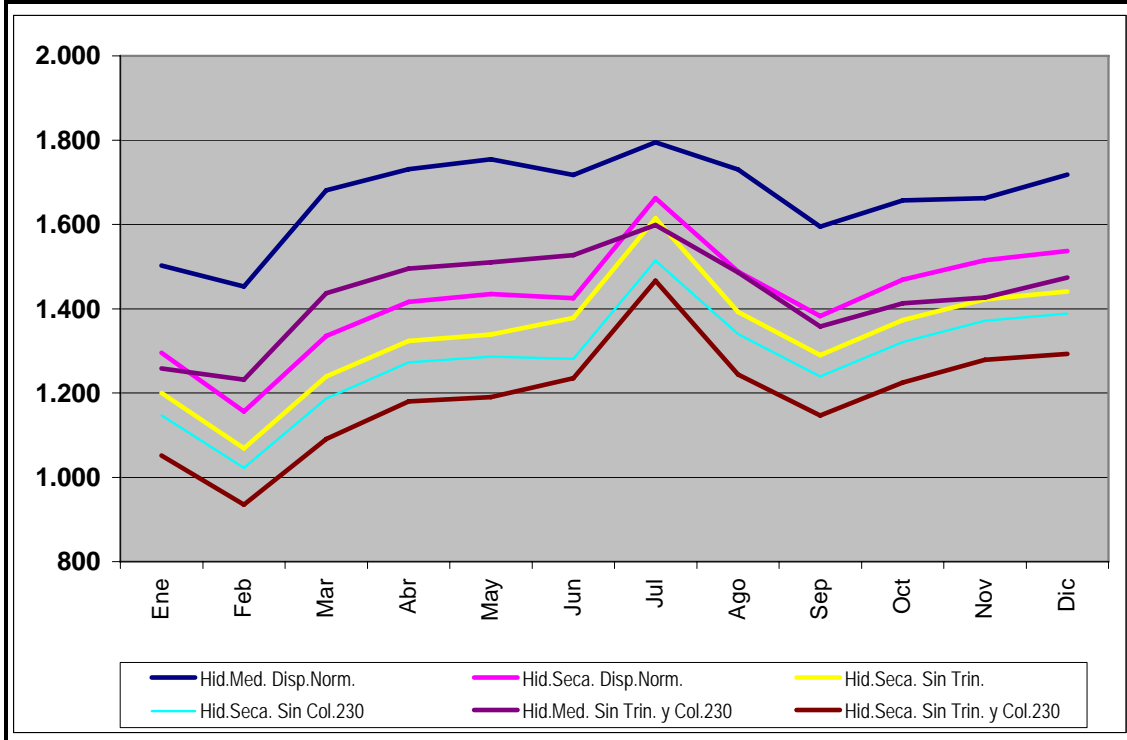
La no inclusión del proyecto Termoriente en los planes de expansión de generación 2006 - 2020, hace que el modelo SUPER tome en cuenta otros proyectos hidroeléctricos o con gas natural (ciclo combinado) para suplirlo.

El modelo recomienda la incorporación de otros proyectos como: Tigrillos (50 MW), Sigchos (18 MW), Angamarca Sinde (29 MW), Río Luis (15,5 MW), Jondachi (12 MW), que, por ser hidroeléctricos, provocan una disminución de los costos de operación del sistema, en comparación con la alternativa que incluye al proyecto Termoriente.

ALTERNATIVAS DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN CON EL MODELO SUPER-OLADE							
CASO: COCA CODO SINCLAIR 2 ETAPAS, PRECIOS COMBUSTIBLES DECRETO EJECUTIVO ESCENARIO DE CRECIMIENTO DE DEMANDA MAYOR							
CASO CON TERMORIENTE				CASO SIN TERMORIENTE			
AÑO DE OPERACIÓN	TIPO DE PLANTA	PROYECTO	POTENCIA (MW)	TIPO DE PLANTA	PROYECTO	POTENCIA (MW)	OBSERVACIONES
Ene-06	H	ABANICO 1	15	H	ABANICO 1	15	Construido
Ene-07	H	SAN FRANCISCO	212	H	SAN FRANCISCO	212	En Construcción
	H	SIBIMBE	15.8	H	SIBIMBE	15.8	En Construcción
	H	CALOPE	15	H	CALOPE	15	En Construcción
	T	INTERCON-PE1	90	T	INTERCON-PE1	90	Construido
	T	KEPPEL	150	T	KEPPEL	150	Con Contrato
Ene-08	H	JONDACHI	12	H	TOPO	22.8	Modelación SUPER
	H	TOPO	22.8	H	TOPO	22.8	Con Contrato
	T	E. D. SIERRA	-28.7	T	E. D. SIERRA	-28.7	Retiro
	T	E. D. COSTA	-83.1	T	E. D. COSTA	-83.1	Retiro
	T	INTERCON-CO2	250	T	INTERCON-CO2	250	En Construcción
	T	TERMORIENTE 1	100	T	ARENILLAS	150	Modelación SUPER
Ene-09	H	SABANILLA	30	H	ANGAMARCA SINDE	29	Modelación SUPER
	H	PILALO 3	10.8	H	SABANILLA	30	Modelación SUPER
	H	ABANICO 2	22.5	H	PILALO 3	10.8	Modelación SUPER
	H	OCANA	26	H	ABANICO 2	22.5	Modelación SUPER
	T	MACHALA POWER 2	95	H	OCANA	26	Con Contrato
Ene-10	H	TIGRILLOS	49.6	T	MACHALA POWER 2	95	Con Contrato
	H	CHESPI	167	H	TIGRILLOS	49.6	Modelación SUPER
	H	SIGCHOS	18	H	CHESPI	167	Modelación SUPER
	H	MAZAR	190	H	SIGCHOS	18	Modelación SUPER
	T	TERMORIENTE 2	170	H	MAZAR	190	En Construcción
Ene-11	H	COCA CODO 1	432	H	COCA CODO 1	432	Modelación SUPER
	T	MACHALA POWER 3	87	T	MACHALA POWER 3	87	Con Contrato
Ene-12				H	DELSI-TANISAGUA	105	Modelación SUPER
Ene-13	H	DELSI-TANISAGUA	105				Modelación SUPER
Ene-14	H	SOPLADORA	312	H	SOPLADORA	312	Modelación SUPER
	H	COCA CODO 2	427	H	COCA CODO 2	427	Modelación SUPER
Ene-17				H	SAN MIGUEL	704	Modelación SUPER
Ene-18	H	SAN MIGUEL	704				Modelación SUPER
	H	ANGAMARCA SINDE	29				Modelación SUPER
TOTAL INSTALADO (MW)			3645.7	TOTAL INSTALADO (MW)			3513.7

Anexo 5.01 DISPONIBILIDAD TÍPICA DE ENERGÍA EN EL S.N.I. (GWh)
 Sep-06

Mes tipo	Hid.Med. Disp.Norm.	Hid.Seca. Disp.Norm.	Hid.Seca. Sin Trin.	Hid.Seca. Sin Col.230	Hid.Med. Sin Trin. y Col.230	Hid.Seca. Sin Trin. y Col.230
Ene	1.502	1.296	1.200	1.147	1.258	1.051
Feb	1.452	1.156	1.069	1.022	1.232	935
Mar	1.681	1.335	1.239	1.187	1.437	1.091
Abr	1.731	1.416	1.323	1.273	1.495	1.180
May	1.754	1.435	1.339	1.287	1.510	1.191
Jun	1.717	1.425	1.378	1.281	1.527	1.235
Jul	1.795	1.662	1.614	1.514	1.599	1.466
Ago	1.730	1.488	1.392	1.340	1.486	1.244
Sep	1.594	1.383	1.290	1.239	1.358	1.146
Oct	1.657	1.469	1.373	1.320	1.413	1.224
Nov	1.663	1.515	1.422	1.372	1.426	1.279
Dic	1.718	1.537	1.441	1.389	1.474	1.293
Año	19.996	17.116	16.080	15.371	17.215	14.335



Anexo 5.02		DISPONIBILIDADES FUTURAS DE GENERACIÓN PARA SERVICIO PÚBLICO																				
HIDROLOGÍA o CONDICIÓN EÓLICA MEDIA (Probabilidad de excedencia 50%)		Y FECHA ESTIMADA DE OPERACION DE LOS PROYECTOS CON CONTRATO DE CONCESIÓN O PERMISO																				
		FIRMADO CON EL CONELEC, VIGENTES PARA EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO (S.N.I.)																				
CENTRAL o INTER-CONEXIÓN	Sibimbe	Calope	La Esperanza	San Francisco U1	San Francisco U2	Poza Honda	Chorrillos	Victoria-Kuijos	San José del Tambo	Topo	Ocaña	Mazar	Incr. Molino con Mazar	Perú 230 kV Et. 1	Ecoelectric	Barcazas Termoguyayas	Colombia 230 kV línea 2	Salinas	Bajo Alto 2	Termoriente	Bajo Alto 3	Villonaco
TIPO ---->	Hidroeléctrica	Hidroeléctrica	Hidroeléctrica	Hidroeléctrica	Hidroeléctrica	Hidroeléctrica	Hidroeléctrica	Hidroeléctrica	Hidroeléctrica	Hidroeléctrica	Hidroeléctrica	Hidroeléctrica	Hidroeléctrica	Interconexión Internacional	Térmica Vapor	Térmica	Interconexión Internacional	Eólica	Gas Ciclo Combinado	Motor Comb. Interna	Gas Ciclo Combinado	Eólica
Ene	10,2	9,1	0,5	47,9	47,9	1,1	1,1	5,4	4,0	14,3	17,3	44,1	114,0	41,4	0,0	89,3	167,5	1,9	56,5	170,7	51,8	3,3
Feb	10,5	10,0	0,7	55,0	55,0	1,5	1,8	4,9	7,0	13,9	17,3	50,9	64,0	37,4	0,0	80,6	150,0	1,7	51,1	154,2	46,8	3,0
Mar	10,5	10,0	1,3	61,0	61,0	2,1	1,9	5,4	7,0	14,5	17,3	65,7	10,6	41,4	0,0	89,3	167,5	1,8	56,5	170,7	51,8	3,3
Abr	10,5	10,0	1,7	65,6	65,6	1,7	2,1	5,2	7,0	14,9	17,3	89,2	-9,4	40,0	14,3	86,4	162,5	1,9	54,7	165,2	50,1	3,2
May	10,5	10,0	2,0	67,2	67,2	1,4	2,2	5,4	7,0	15,1	17,3	94,1	41,3	41,4	14,3	89,3	167,5	1,5	56,5	170,7	51,8	3,3
Jun	10,2	8,9	0,9	69,2	69,2	1,0	2,8	5,2	4,0	15,1	17,3	101,0	185,6	40,0	14,4	86,4	162,5	1,4	54,7	165,2	50,1	3,2
Jul	8,5	6,6	1,2	70,0	70,0	1,1	2,7	5,4	3,0	15,1	17,3	109,6	272,1	41,4	14,3	89,3	167,5	1,0	56,5	170,7	51,8	3,3
Ago	6,9	5,1	1,9	68,4	68,4	1,4	2,0	5,4	2,5	15,1	17,3	91,3	118,9	41,4	14,4	89,3	167,5	1,1	56,5	170,7	51,8	3,3
Sep	5,9	4,8	2,0	63,6	63,6	1,7	1,7	5,2	2,0	15,1	17,3	76,1	79,5	40,0	29,5	86,4	162,5	1,6	54,7	165,2	50,1	3,2
Oct	5,4	5,0	3,0	58,2	58,2	1,5	0,9	5,4	2,0	14,8	17,3	66,8	33,1	41,4	26,4	89,3	167,5	2,0	56,5	170,7	51,8	3,3
Nov	5,4	5,0	2,4	51,8	51,8	1,1	0,8	5,2	2,0	14,5	17,3	57,7	27,3	40,0	0,0	86,4	162,5	2,2	54,7	165,2	50,1	3,2
Dic	7,0	5,4	1,6	50,1	50,1	0,9	0,9	5,4	2,0	13,5	17,2	57,7	105,4	41,4	0,0	89,3	167,5	2,1	56,5	170,7	51,8	3,3
GWh Anual	101,5	89,9	19,2	727,7	727,7	16,5	21,0	63,8	49,5	175,9	207,5	904,2	1 042,4	487,2	127,5	1 051,2	1 972,5	20,3	665,4	2 010,4	609,8	39,4
MW -->	15,8	15,0	6,0	106,0	106,0	3,0	4,0	10,0	8,0	22,0	26,0	190,0	0,0	100,0	30,5	150,0	250,0	10,0	95,0	270,0	87,0	15,0
F. Planta	0,73	0,68	0,37	0,78	0,78	0,63	0,60	0,73	0,71	0,91	0,91	0,54	n.a.	0,56	0,48	0,80	0,90	0,23	0,80	0,85	0,80	0,30
Fecha autorizada para operación	Jul-05	Ene-07	Nov-05	Feb-08	Feb-08	Nov-05	Jul-07	Abr-08	Dic-07	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Mar-09	Oct-04	Dic-06	Mar-07	Mar-07	Oct-07	Jun-08	Jun-07	Mar-11	Dic-08
Operación estimada	Ago-06	Ene-07	Nov-06	Abr-07	Jul-07	Mar-07	Jul-07	Abr-08	Ene-09	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Mar-09	Oct-06	Jul-07	Nov-06	Jul-07	Abr-08	Jun-08		Mar-11	Dic-08
ESTADO	Finalizada la construcción	En construcción	En construcción	En construcción	En construcción	En construcción	En construcción	No inicia construcción	No inicia construcción	No inicia construcción	No inicia construcción	En construcción	Depende de Mazar	Autorizado como red	En construcción	Depende de obtención de permisos Ambientales	Terminado Diseño y en espera de ofertas para construcción	No inicia construcción	No inicia construcción	No inicia construcción	No inicia construcción	No inicia construcción
EMPRESA	HidroSibimbe S.A.	Enemax S.A.	Managers- radon S.A.	Hidropastaza S.A.	Hidropastaza S.A.	Managers- radon S.A.	Hidroza- mora S.A.	Hidro- loria S.A.	Hidro- lam- bo S.A.	Pernaf S.A.	Elecausiro S.A.	Hidropaul S.A.	Hidro- Paule S.A.	Transeletric S.A.	Ecoelectric	Termo- quayas/ Generation	Transeletric S.A.	Electrovento S.A.	Machala Power Cia. Ltda.	Termoriente Cia. Ltda.	Power Cia. Ltda.	Villonaco Wirod Power S.A.
Observaciones	En operación comercial	Operación estimada por Dirección Supervisión	Operación estimada por Dirección Supervisión	Operación estimada por Dirección Supervisión	Operación estimada por Dirección Supervisión	Operación estimada por Dirección Supervisión	Operación estimada por Dirección Supervisión	Operación estimada por Dirección Supervisión	Operación estimada por Dirección Supervisión	Disminución de potencia aprobada por Directorio 18-Jul-06	Ampliado plazo por Directorio 11-Ene-06	Operación estimada por Dirección Supervisión		Sevilla a E.E. El Oro, Radial	Operación estimada por Dirección Supervisión	Operación estimada por Dirección Supervisión		Ampliado plazo por Directorio 5-Ene-05	Directorio amplio plazo en 3 años	Mediante Resolución 19006 de 15/08/06, el CONELEC resolvió iniciar el procedimiento de liberación del Contrato de Concesión.	Directorio amplio plazo en 3 años	Operación estimada por Dirección Supervisión

Anexo 5.03		DISPONIBILIDADES FUTURAS DE GENERACIÓN PARA SERVICIO PÚBLICO																				
HIDROLOGÍA o CONDICIÓN EÓLICA SECA (Probabilidad de excedencia 90%)																						
CENTRAL o INTER-CONEXIÓN	Sibimbe	Calope	La Esperanza	San Francisco U1	San Francisco U2	Poza Honda	Chorrillos	Victoria-Kuijos	San José del Tambo	Topo	Ocaña	Mazar	Increment. Molino con Mazar	Perú 230 KV Et. 1	Ecoelectric	Barcazas Terguaya	Colombia 230 kv línea 2	Salinas	Bajo Alto 2	Termoriente	Bajo Alto 3	Villonaco
TIPO ---->	Hidroeléctrica	Hidroeléctrica	Hidroeléctrica	Hidroeléctrica	Hidroeléctrica	Hidroeléctrica	Hidroeléctrica	Hidroeléctrica	Hidroeléctrica	Hidroeléctrica	Hidroeléctrica	Hidroeléctrica	Hidro-eléctrica	Interconexión Internacional	Térmica Vapor	Térmica	Interconexión Internacional	Eólica	Gas Ciclo Combinado	Motor Comb. Interna	Gas Ciclo Combinado	Eólica
Ene	10,2	4,1	0,4	32,0	32,0	0,8	0,7	3,6	3,0	12,7	17,3	85,3	82,4	56,9	0,0	89,3	167,5	1,9	56,5	170,7	51,8	3,3
Feb	10,3	4,5	0,6	34,8	34,8	1,1	1,2	3,3	5,0	10,3	17,3	117,9	91,9	57,3	0,0	80,6	150,0	1,7	51,1	154,2	46,8	3,0
Mar	10,3	5,2	1,1	46,5	46,5	1,5	1,2	3,6	5,0	12,5	17,3	124,1	107,9	84,9	0,0	89,3	167,5	1,8	56,5	170,7	51,8	3,3
Abr	10,3	7,1	1,4	54,3	54,3	1,2	1,5	3,5	5,0	15,0	17,3	126,1	115,0	105,2	14,3	86,4	162,5	1,9	54,7	165,2	50,1	3,2
May	10,3	8,0	1,6	53,2	53,2	1,0	1,5	3,6	5,0	15,1	17,3	110,5	117,4	86,9	14,3	89,3	167,5	1,5	56,5	170,7	51,8	3,3
Jun	9,5	8,0	0,7	64,1	64,1	0,7	1,7	3,5	3,0	15,1	17,3	70,0	117,4	73,4	14,4	86,4	162,5	1,4	54,7	165,2	50,1	3,2
Jul	6,4	8,0	0,9	70,4	70,4	0,8	1,8	3,6	2,5	15,1	17,3	44,7	117,4	57,9	14,3	89,3	167,5	1,0	56,5	170,7	51,8	3,3
Ago	4,7	7,2	1,5	65,9	65,9	1,0	1,5	3,6	2,0	15,1	17,3	31,3	117,4	46,6	14,4	89,3	167,5	1,1	56,5	170,7	51,8	3,3
Sep	3,7	6,9	1,6	51,2	51,2	1,2	1,2	3,5	1,5	15,1	17,3	31,0	117,4	47,3	29,5	86,4	162,5	1,6	54,7	165,2	50,1	3,2
Oct	3,4	6,2	2,3	41,8	41,8	1,1	0,7	3,6	1,5	14,1	17,3	31,7	106,6	52,0	26,4	89,3	167,5	2,0	56,5	170,7	51,8	3,3
Nov	2,1	5,9	2,1	36,1	36,1	0,8	0,5	3,5	1,5	12,4	17,3	30,9	91,3	68,4	0,0	86,4	162,5	2,2	54,7	165,2	50,1	3,2
Dic	3,4	4,8	1,3	34,4	34,4	0,7	0,6	3,6	1,5	9,7	17,2	33,9	85,9	55,5	0,0	89,3	167,5	2,1	56,5	170,7	51,8	3,3
GWh Anual	84,6	75,9	15,5	584,4	584,4	11,9	14,1	42,9	36,5	162,2	207,5	837,4	1 268,0	792,3	127,5	1 051,2	1 972,5	20,3	665,4	2 010,4	609,8	39,4
MW ---->	16	15	6,0	106	106,0	3	4	10	8	22	26	190	0	100	31	150	250	10	95	270,0	87	15
F. Planta	0,6	0,6	n.a.	0,6	0,6	0,5	0,4	0,5	0,5	0,8	0,9	0,5	n.a.	0,9	0,5	0,8	0,9	0,2	0,8	0,9	0,8	0,3
Fecha autorizada para operación	Jul-05	Ene-07	Nov-05	Feb-08	Feb-08	Nov-05	Jul-07	Abr-08	Dic-07	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Mar-09	Oct-04	Dic-06	Mar-07	Mar-07	Oct-07	Jun-08	Jun-07	Mar-11	Dic-08
Operación estimada	Ago-06	Ene-07	Nov-06	Abr-07	Jul-07	Mar-07	Jul-07	Abr-08	Ene-09	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Mar-09	Oct-06	Jul-07	Nov-06	Jul-07	Abr-08	Jun-08		Mar-11	Dic-08
ESTADO	Finalizada la construcción	En construcción	En construcción	En construcción	En construcción	En construcción	En construcción	No inicia construcción	No inicia construcción	No inicia construcción	No inicia construcción	En construcción	Depende de Mazar	Autorizado como red	En construcción	Depende de obtención de permisos Ambientales	Terminado Diseño y en espera de ofertas para construcción	No inicia construcción	No inicia construcción	No inicia construcción	No inicia construcción	No inicia construcción
EMPRESA	HidroSibimbe S.A.	Enemax S.A.	Managersación S.A.	Hidropastaza S.A.	Hidropastaza S.A.	Managersación S.A.	Hidroza-mora S.A.	Hidro-victoria S.A.	Hidro-iambo S.A.	Penal S.A.	Elecjusto S.A.	Hidrogaule S.A.	Hidro-Paule S.A.	Transeletric S.A.	Ecoelectric	Termo-guayas Generación	Transeletric S.A.	Electrovento S.A.	Machala Power Cia. Ltda.	Termoriente Cia. Ltda.	Machala Power Cia. Ltda.	Villonaco Wind Power S.A.
Observaciones	En pruebas de operación comercial	Operación estimada por Dirección Supervisión		Operación estimada por Dirección Supervisión	Operación estimada por Dirección Supervisión					Disminución de potencia aprobada por Directorio 18-Jul-06	Ampliado plazo por Directorio 11-Ene-06			Señoría a E.E. El Oro Radial			Ampliado plazo por Directorio 5-Ene-05	Directorio amplio plazo en 3 años		Mediante Resolución 18/06 de 15.08.06, el CONELEC resolvió iniciar el procedimiento de eliminación del Contrato de Construcción.	Directorio amplio plazo en 3 años	

DISPONIBILIDAD EN POSIBLE NUEVA GENERACIÓN (GWh) HIDROLOGÍA MEDIA

Mes-Año	Sitimbe	Calope	La Esperanza	San Francisco U1	San Francisco U2	Poza Honda	Chorrillos	Victoria-Quijos	San José del Tambo	Topo	Ocaña	Mazar	Increment. Molino con Mazar	Perú 230 kV Et. 1	Ecoelectric	Barcazas Termoguayas	Colombia 230 kV línea 2	Salinas	Bajo Alto 2	Termoriente	Bajo Alto 3	Villonaco	Total Adicional
Ene-06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Feb-06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mar-06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Abr-06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
May-06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jun-06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jul-06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ago-06	6,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6,90
Sep-06	5,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,90
Oct-06	5,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	41,4	-	-	-	-	-	-	-	-	46,80
Nov-06	5,4	-	2,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40,0	-	86,4	-	-	-	-	-	-	134,20
Dic-06	7,0	-	1,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	41,4	-	89,3	-	-	-	-	-	-	139,28
Ene-07	10,2	9,1	0,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	41,4	-	89,3	-	-	-	-	-	-	150,48
Feb-07	10,5	10,0	0,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	37,4	-	80,6	-	-	-	-	-	-	139,24
Mar-07	10,5	10,0	1,3	-	-	2,1	-	-	-	-	-	-	-	41,4	-	89,3	-	-	-	-	-	-	154,58
Abr-07	10,5	10,0	1,7	65,6	-	1,7	-	-	-	-	-	-	-	40,0	-	86,4	-	-	-	-	-	-	215,85
May-07	10,5	10,0	2,0	67,2	-	1,4	-	-	-	-	-	-	-	41,4	-	89,3	-	-	-	-	-	-	221,78
Jun-07	10,2	8,9	0,9	69,2	-	1,0	-	-	-	-	-	-	-	40,0	-	86,4	-	-	-	-	-	-	216,55
Jul-07	8,5	6,6	1,2	70,0	70,0	1,1	2,7	-	-	-	-	-	-	41,4	14,3	89,3	167,5	-	-	-	-	-	472,54
Ago-07	6,9	5,1	1,9	68,4	68,4	1,4	2,0	-	-	-	-	-	-	41,4	14,4	89,3	167,5	-	-	-	-	-	466,68
Sep-07	5,9	4,8	2,0	63,6	63,6	1,7	1,7	-	-	-	-	-	-	40,0	29,5	86,4	162,5	-	-	-	-	-	461,67
Oct-07	5,4	5,0	3,0	58,2	58,2	1,5	0,9	-	-	-	-	-	-	41,4	26,4	89,3	167,5	-	-	-	-	-	456,84
Nov-07	5,4	5,0	2,4	51,8	51,8	1,1	0,8	-	-	-	-	-	-	40,0	-	86,4	162,5	-	-	-	-	-	407,07
Dic-07	7,0	5,4	1,6	50,1	50,1	0,9	0,9	-	-	-	-	-	-	41,4	-	89,3	167,5	-	-	-	-	-	414,09
Ene-08	10,2	9,1	0,5	47,9	47,9	1,1	1,1	-	-	-	-	-	-	41,4	-	89,3	167,5	-	-	-	-	-	415,91
Feb-08	10,5	10,0	0,7	55,0	55,0	1,5	1,8	-	-	-	-	-	-	37,4	-	80,6	150,0	-	-	-	-	-	402,57
Mar-08	10,5	10,0	1,3	61,0	61,0	2,1	1,9	-	-	-	-	-	-	41,4	-	89,3	167,5	-	-	-	-	-	445,92
Abr-08	10,5	10,0	1,7	65,6	65,6	1,7	2,1	5,2	-	-	-	-	-	40,0	14,3	86,4	162,5	1,9	-	-	-	-	467,41
May-08	10,5	10,0	2,0	67,2	67,2	1,4	2,2	5,4	-	-	-	-	-	41,4	14,3	89,3	167,5	1,5	-	-	-	-	479,86
Jun-08	10,2	8,9	0,9	69,2	69,2	1,0	2,8	5,2	-	-	-	-	-	40,0	14,4	86,4	162,5	1,4	54,7	-	-	-	526,75
Jul-08	8,5	6,6	1,2	70,0	70,0	1,1	2,7	5,4	-	-	-	-	-	41,4	14,3	89,3	167,5	1,0	56,5	-	-	-	535,49
Ago-08	6,9	5,1	1,9	68,4	68,4	1,4	2,0	5,4	-	-	-	-	-	41,4	14,4	89,3	167,5	1,1	56,5	-	-	-	529,66
Sep-08	5,9	4,8	2,0	63,6	63,6	1,7	1,7	5,2	-	-	-	-	-	40,0	29,5	86,4	162,5	1,6	54,7	-	-	-	523,25
Oct-08	5,4	5,0	3,0	58,2	58,2	1,5	0,9	5,4	-	-	-	-	-	41,4	26,4	89,3	167,5	2,0	56,5	-	-	-	520,76
Nov-08	5,4	5,0	2,4	51,8	51,8	1,1	0,8	5,2	-	-	-	-	-	40,0	-	86,4	162,5	2,2	54,7	-	-	-	469,21
Dic-08	7,0	5,4	1,6	50,1	50,1	0,9	0,9	5,4	-	-	-	-	-	41,4	-	89,3	167,5	2,1	56,5	-	-	3,3	481,43
Ene-09	10,2	9,1	0,5	47,9	47,9	1,1	1,1	5,4	14,3	14,3	-	-	-	41,4	-	89,3	167,5	1,9	56,5	-	-	3,3	511,71
Feb-09	10,5	10,0	0,7	55,0	55,0	1,5	1,8	4,9	13,9	13,9	17,3	-	-	37,4	-	80,6	150,0	1,7	51,1	-	-	3,0	508,40
Mar-09	10,5	10,0	1,3	61,0	61,0	2,1	1,9	5,4	14,5	14,5	17,3	65,7	10,6	41,4	-	89,3	167,5	1,8	56,5	-	-	3,3	635,59
Abr-09	10,5	10,0	1,7	65,6	65,6	1,7	2,1	5,2	14,9	14,9	17,3	89,2	-9,4	40,0	14,3	86,4	162,5	1,9	54,7	-	-	3,2	652,25
May-09	10,5	10,0	2,0	67,2	67,2	1,4	2,2	5,4	15,1	15,1	17,3	94,1	41,3	41,4	14,3	89,3	167,5	1,5	56,5	-	-	3,3	722,61
Jun-09	10,2	8,9	0,9	69,2	69,2	1,0	2,8	5,2	15,1	15,1	17,3	101,0	185,6	40,0	14,4	86,4	162,5	1,4	54,7	-	-	3,2	864,09
Jul-09	8,5	6,6	1,2	70,0	70,0	1,1	2,7	5,4	15,1	15,1	17,3	109,6	272,1	41,4	14,3	89,3	167,5	1,0	56,5	-	-	3,3	968,04
Ago-09	6,9	5,1	1,9	68,4	68,4	1,4	2,0	5,4	15,1	15,1	17,3	91,3	118,9	41,4	14,4	89,3	167,5	1,1	56,5	170,7	-	3,3	961,46
Sep-09	5,9	4,8	2,0	63,6	63,6	1,7	1,7	5,2	15,1	15,1	17,3	76,1	79,5	40,0	29,5	86,4	162,5	1,6	54,7	165,2	-	3,2	894,83
Oct-09	5,4	5,0	3,0	58,2	58,2	1,5	0,9	5,4	14,8	14,8	17,3	66,8	33,1	41,4	26,4	89,3	167,5	2,0	56,5	170,7	-	3,3	841,65
Nov-09	5,4	5,0	2,4	51,8	51,8	1,1	0,8	5,2	14,5	14,5	17,3	57,7	27,3	40,0	-	86,4	162,5	2,2	54,7	165,2	-	3,2	768,99
Dic-09	7,0	5,4	1,6	50,1	50,1	0,9	0,9	5,4	13,5	13,5	17,2	57,7	105,4	41,4	-	89,3	167,5	2,1	56,5	170,7	-	3,3	859,48
Ene-10	10,2	9,1	0,5	47,9	47,9	1,1	1,1	5,4	14,3	14,3	17,3	44,1	114,0	41,4	-	89,3	167,5	1,9	56,5	170,7	-	3,3	857,86
Feb-10	10,5	10,0	0,7	55,0	55,0	1,5	1,8	4,9	13,9	13,9	17,3	50,9	64,0	37,4	-	80,6	150,0	1,7	51,1	154,2	-	3,0	777,52
Mar-10	10,5	10,0	1,3	61,0	61,0	2,1	1,9	5,4	14,5	14,5	17,3	65,7	10,6	41,4	-	89,3	167,5	1,8	56,5	170,7	-	3,3	806,34
Abr-10	10,5	10,0	1,7	65,6	65,6	1,7	2,1	5,2	14,9	14,9	17,3	89,2	-9,4	40,0	14,3	86,4	162,5	1,9	54,7	165,2	-	3,2	817,49
May-10	10,5	10,0	2,0	67,2	67,2	1,4	2,2	5,4	15,1	15,1	17,3	94,1	41,3	41,4	14,3	89,3	167,5	1,5	56,5	170,7	-	3,3	893,36
Jun-10	10,2	8,9	0,9	69,2	69,2	1,0	2,8	5,2	15,1	15,1	17,3	101,0	185,6	40,0	14,4	86,4	162,5	1,4	54,7	165,2	-	3,2	1.029,33
Jul-10	8,5	6,6	1,2	70,0	70,0	1,1	2,7	5,4	15,1	15,1	17,3	109,6	272,1	41,4	14,3	89,3	167,5	1,0	56,5	170,7	-	3,3	1.138,79
Ago-10	6,9	5,1	1,9	68,4	68,4	1,4	2,0	5,4	15,1	15,1	17,3	91,3	118,9	41,4	14,4	89,3	167,5	1,1	56,5	170,7	-	3,3	961,46
Sep-10	5,9	4,8	2,0	63,6	63,6	1,7	1,7	5,2	15,1	15,1	17,3	76,1	79,5	40,0	29,5	86,4	162,5	1,6	54,7	165,2	-	3,2	894,83
Oct-10	5,4	5,0	3,0	58,2	58,2	1,5	0,9	5,4	14,8	14,8	17,3	66,8	33,1	41,4	26,4	89,3	167,5	2,0	56,5	170,7	-	3,3	841,65
Nov-10	5,4	5,0	2,4	51,8	51,8	1,1	0,8	5,2	14,5	14,5	17,3	57,7	27,3	40,0	-	86,4	162,5	2,2	54,7	165,2	-	3,2	768,99
Dic-10	7,0	5,4	1,6	50,1	50,1	0,9	0,9	5,4	13,5	13,5	17,2	57,7	105,4	41,4	-	89,3	167,5	2,1	56,5	170,7	-	3,3	859,48

Anexo 5.04
2 de 2
DISPONIBILIDAD EN POSIBLE NUEVA GENERACIÓN (GWh) HIDROLOGÍA MEDIA

Mes-Año	Sitimbe	Calope	La Esperanza	San Francisco U1	San Francisco U2	Poza Honda	Chorrillos	Victoria-Quijos	San José del Tambo	Topo	Ocaña	Mazar	Increm. Molino con Mazar	Perú 230 kV Et. 1	Ecoelectric	Barcazas Termoguayas	Colombia 230 kV línea 2	Salinas	Bajo Alto 2	Termoriente	Bajo Alto 3	Villonaco	Total Adicional
Ene-11	10,2	9,1	0,5	47,9	47,9	1,1	1,1	5,4	14,3	14,3	17,3	44,1	114,0	41,4	-	89,3	167,5	1,9	56,5	170,7	-	3,3	857,86
Feb-11	10,5	10,0	0,7	55,0	55,0	1,5	1,8	4,9	13,9	13,9	17,3	50,9	64,0	37,4	-	80,6	150,0	1,7	51,1	154,2	-	3,0	777,52
Mar-11	10,5	10,0	1,3	61,0	61,0	2,1	1,9	5,4	14,5	14,5	17,3	65,7	10,6	41,4	-	89,3	167,5	1,8	56,5	170,7	51,8	3,3	858,14
Abr-11	10,5	10,0	1,7	65,6	65,6	1,7	2,1	5,2	14,9	14,9	17,3	89,2	-9,4	40,0	14,3	86,4	162,5	1,9	54,7	165,2	50,1	3,2	867,59
May-11	10,5	10,0	2,0	67,2	67,2	1,4	2,2	5,4	15,1	15,1	17,3	94,1	41,3	41,4	14,3	89,3	167,5	1,5	56,5	170,7	51,8	3,3	945,16
Jun-11	10,2	8,9	0,9	69,2	69,2	1,0	2,8	5,2	15,1	15,1	17,3	101,0	185,6	40,0	14,4	86,4	162,5	1,4	54,7	165,2	50,1	3,2	1.079,43
Jul-11	8,5	6,6	1,2	70,0	70,0	1,1	2,7	5,4	15,1	15,1	17,3	109,6	272,1	41,4	14,3	89,3	167,5	1,0	56,5	170,7	51,8	3,3	1.190,59
Ago-11	6,9	5,1	1,9	68,4	68,4	1,4	2,0	5,4	15,1	15,1	17,3	91,3	118,9	41,4	14,4	89,3	167,5	1,1	56,5	170,7	51,8	3,3	1.013,26
Sep-11	5,9	4,8	2,0	63,6	63,6	1,7	1,7	5,2	15,1	15,1	17,3	76,1	79,5	40,0	29,5	86,4	162,5	1,6	54,7	165,2	50,1	3,2	944,93
Oct-11	5,4	5,0	3,0	58,2	58,2	1,5	0,9	5,4	14,8	14,8	17,3	66,8	33,1	41,4	26,4	89,3	167,5	2,0	56,5	170,7	51,8	3,3	893,45
Nov-11	5,4	5,0	2,4	51,8	51,8	1,1	0,8	5,2	14,5	14,5	17,3	57,7	27,3	40,0	-	86,4	162,5	2,2	54,7	165,2	50,1	3,2	819,09
Dic-11	7,0	5,4	1,6	50,1	50,1	0,9	0,9	5,4	13,5	13,5	17,2	57,7	105,4	41,4	-	89,3	167,5	2,1	56,5	170,7	51,8	3,3	911,28
Ene-12	10,2	9,1	0,5	47,9	47,9	1,1	1,1	5,4	14,3	14,3	17,3	44,1	114,0	41,4	-	89,3	167,5	1,9	56,5	170,7	51,8	3,3	909,66
Feb-12	10,5	10,0	0,7	55,0	55,0	1,5	1,8	4,9	13,9	13,9	17,3	50,9	64,0	37,4	-	80,6	150,0	1,7	51,1	154,2	46,8	3,0	824,32
Mar-12	10,5	10,0	1,3	61,0	61,0	2,1	1,9	5,4	14,5	14,5	17,3	65,7	10,6	41,4	-	89,3	167,5	1,8	56,5	170,7	51,8	3,3	858,14
Abr-12	10,5	10,0	1,7	65,6	65,6	1,7	2,1	5,2	14,9	14,9	17,3	89,2	-9,4	40,0	14,3	86,4	162,5	1,9	54,7	165,2	50,1	3,2	867,59
May-12	10,5	10,0	2,0	67,2	67,2	1,4	2,2	5,4	15,1	15,1	17,3	94,1	41,3	41,4	14,3	89,3	167,5	1,5	56,5	170,7	51,8	3,3	945,16
Jun-12	10,2	8,9	0,9	69,2	69,2	1,0	2,8	5,2	15,1	15,1	17,3	101,0	185,6	40,0	14,4	86,4	162,5	1,4	54,7	165,2	50,1	3,2	1.079,43
Jul-12	8,5	6,6	1,2	70,0	70,0	1,1	2,7	5,4	15,1	15,1	17,3	109,6	272,1	41,4	14,3	89,3	167,5	1,0	56,5	170,7	51,8	3,3	1.190,59
Ago-12	6,9	5,1	1,9	68,4	68,4	1,4	2,0	5,4	15,1	15,1	17,3	91,3	118,9	41,4	14,4	89,3	167,5	1,1	56,5	170,7	51,8	3,3	1.013,26
Sep-12	5,9	4,8	2,0	63,6	63,6	1,7	1,7	5,2	15,1	15,1	17,3	76,1	79,5	40,0	29,5	86,4	162,5	1,6	54,7	165,2	50,1	3,2	944,93
Oct-12	5,4	5,0	3,0	58,2	58,2	1,5	0,9	5,4	14,8	14,8	17,3	66,8	33,1	41,4	26,4	89,3	167,5	2,0	56,5	170,7	51,8	3,3	893,45
Nov-12	5,4	5,0	2,4	51,8	51,8	1,1	0,8	5,2	14,5	14,5	17,3	57,7	27,3	40,0	-	86,4	162,5	2,2	54,7	165,2	50,1	3,2	819,09
Dic-12	7,0	5,4	1,6	50,1	50,1	0,9	0,9	5,4	13,5	13,5	17,2	57,7	105,4	41,4	-	89,3	167,5	2,1	56,5	170,7	51,8	3,3	911,28
Ene-13	10,2	9,1	0,5	47,9	47,9	1,1	1,1	5,4	14,3	14,3	17,3	44,1	114,0	41,4	-	89,3	167,5	1,9	56,5	170,7	51,8	3,3	909,66
Feb-13	10,5	10,0	0,7	55,0	55,0	1,5	1,8	4,9	13,9	13,9	17,3	50,9	64,0	37,4	-	80,6	150,0	1,7	51,1	154,2	46,8	3,0	824,32
Mar-13	10,5	10,0	1,3	61,0	61,0	2,1	1,9	5,4	14,5	14,5	17,3	65,7	10,6	41,4	-	89,3	167,5	1,8	56,5	170,7	51,8	3,3	858,14
Abr-13	10,5	10,0	1,7	65,6	65,6	1,7	2,1	5,2	14,9	14,9	17,3	89,2	-9,4	40,0	14,3	86,4	162,5	1,9	54,7	165,2	50,1	3,2	867,59
May-13	10,5	10,0	2,0	67,2	67,2	1,4	2,2	5,4	15,1	15,1	17,3	94,1	41,3	41,4	14,3	89,3	167,5	1,5	56,5	170,7	51,8	3,3	945,16
Jun-13	10,2	8,9	0,9	69,2	69,2	1,0	2,8	5,2	15,1	15,1	17,3	101,0	185,6	40,0	14,4	86,4	162,5	1,4	54,7	165,2	50,1	3,2	1.079,43
Jul-13	8,5	6,6	1,2	70,0	70,0	1,1	2,7	5,4	15,1	15,1	17,3	109,6	272,1	41,4	14,3	89,3	167,5	1,0	56,5	170,7	51,8	3,3	1.190,59
Ago-13	6,9	5,1	1,9	68,4	68,4	1,4	2,0	5,4	15,1	15,1	17,3	91,3	118,9	41,4	14,4	89,3	167,5	1,1	56,5	170,7	51,8	3,3	1.013,26
Sep-13	5,9	4,8	2,0	63,6	63,6	1,7	1,7	5,2	15,1	15,1	17,3	76,1	79,5	40,0	29,5	86,4	162,5	1,6	54,7	165,2	50,1	3,2	944,93
Oct-13	5,4	5,0	3,0	58,2	58,2	1,5	0,9	5,4	14,8	14,8	17,3	66,8	33,1	41,4	26,4	89,3	167,5	2,0	56,5	170,7	51,8	3,3	893,45
Nov-13	5,4	5,0	2,4	51,8	51,8	1,1	0,8	5,2	14,5	14,5	17,3	57,7	27,3	40,0	-	86,4	162,5	2,2	54,7	165,2	50,1	3,2	819,09
Dic-13	7,0	5,4	1,6	50,1	50,1	0,9	0,9	5,4	13,5	13,5	17,2	57,7	105,4	41,4	-	89,3	167,5	2,1	56,5	170,7	51,8	3,3	911,28
Ene-14	10,2	9,1	0,5	47,9	47,9	1,1	1,1	5,4	14,3	14,3	17,3	44,1	114,0	41,4	-	89,3	167,5	1,9	56,5	170,7	51,8	3,3	909,66
Feb-14	10,5	10,0	0,7	55,0	55,0	1,5	1,8	4,9	13,9	13,9	17,3	50,9	64,0	37,4	-	80,6	150,0	1,7	51,1	154,2	46,8	3,0	824,32
Mar-14	10,5	10,0	1,3	61,0	61,0	2,1	1,9	5,4	14,5	14,5	17,3	65,7	10,6	41,4	-	89,3	167,5	1,8	56,5	170,7	51,8	3,3	858,14
Abr-14	10,5	10,0	1,7	65,6	65,6	1,7	2,1	5,2	14,9	14,9	17,3	89,2	-9,4	40,0	14,3	86,4	162,5	1,9	54,7	165,2	50,1	3,2	867,59
May-14	10,5	10,0	2,0	67,2	67,2	1,4	2,2	5,4	15,1	15,1	17,3	94,1	41,3	41,4	14,3	89,3	167,5	1,5	56,5	170,7	51,8	3,3	945,16
Jun-14	10,2	8,9	0,9	69,2	69,2	1,0	2,8	5,2	15,1	15,1	17,3	101,0	185,6	40,0	14,4	86,4	162,5	1,4	54,7	165,2	50,1	3,2	1.079,43
Jul-14	8,5	6,6	1,2	70,0	70,0	1,1	2,7	5,4	15,1	15,1	17,3	109,6	272,1	41,4	14,3	89,3	167,5	1,0	56,5	170,7	51,8	3,3	1.190,59
Ago-14	6,9	5,1	1,9	68,4	68,4	1,4	2,0	5,4	15,1	15,1	17,3	91,3	118,9	41,4	14,4	89,3	167,5	1,1	56,5	170,7	51,8	3,3	1.013,26
Sep-14	5,9	4,8	2,0	63,6	63,6	1,7	1,7	5,2	15,1	15,1	17,3	76,1	79,5	40,0	29,5	86,4	162,5	1,6	54,7	165,2	50,1	3,2	944,93
Oct-14	5,4	5,0	3,0	58,2	58,2	1,5	0,9	5,4	14,8	14,8	17,3	66,8	33,1	41,4	26,4	89,3	167,5	2,0	56,5	170,7	51,8	3,3	893,45
Nov-14	5,4	5,0	2,4	51,8	51,8	1,1	0,8	5,2	14,5	14,5	17,3	57,7	27,3	40,0	-	86,4	162,5	2,2	54,7	165,2	50,1	3,2	819,09
Dic-14	7,0	5,4	1,6	50,1	50,1	0,9	0,9	5,4	13,5	13,5	17,2	57,7	105,4	41,4	-	89,3	167,5	2,1	56,5	170,7	51,8	3,3	911,28
Ene-15	10,2	9,1	0,5	47,9	47,9	1,1	1,1	5,4	14,3	14,3	17,3	44,1	114,0	41,4	-	89,3	167,5	1,9	56,5	170,7	51,8	3,3	909,66
Feb-15	10,5	10,0	0,7	55,0	55,0	1,5	1,8	4,9	13,9	13,9	17,3	50,9	64,0	37,4	-	80,6	150,0	1,7	51,1	154,2	46,8	3,0	824,32
Mar-15	10,5	10,0	1,3	61,0	61,0	2,1	1,9	5,4	14,5	14,5	17,3	65,7	10,6	41,4	-	89,3	167,5	1,8	56,5	170,7	51,8	3,3	858,14
Abr-15	10,5	10,0	1,7	65,6	65,6	1,7	2,1	5,2	14,9	14,9	17,3	89,2	-9,4	40,0	14,3	86,4	162,5	1,9	54,7	165,2	50,1	3,2	867,59
May-15	10,5	10,0	2,0	67,2	67,2	1,4	2,2	5,4	15,1	15,1	17,3	94,1	41,3	41,4	14,3	89,3	167,5	1,5	56,5	170,7	51,8	3,3	945,16
Jun-15	10,2	8,9	0,9	69,2	69,2	1,0	2,8	5,2	15,1	15,1	17,3	101,0	185,6	40,0	14,4	86,4	162,5	1,4	54,7	165,2	50,1	3,2	1.079,43
Jul-15	8,5	6,6	1,2	70,0	70,0	1,1	2,7	5,4	15,1	15,1	17,3	109,6	272,1	41,4	14,3	89,3	167,5						

Anexo 5.05																									
DISPONIBILIDAD EN POSIBLE NUEVA GENERACIÓN (GWh)																									
HIDROLOGÍA SECA																									
Mes-Año	Sibimbe	Calope	La Esperanza	San Francisco U1	San Francisco U2	Poza Honda	Chorrillos	Victoria-Quijos	San José del Tambo	Topo	Ocaña	Mazar	Increm. Molino con Mazar	Perú 230 kV Et. 1	Ecoelectric	Barcazas Termoguasayas	Colombia 230 kV línea 2	Salinas	Bajo Alto 2	Termoriente	Bajo Alto 3	Villonaco	Total Adicional		
Ene-06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Feb-06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Mar-06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Abr-06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
May-06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Jun-06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Jul-06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Ago-06	4,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,70	
Sep-06	3,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,70	
Oct-06	3,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	55,40	
Nov-06	2,1	-	2,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	68,4	-	86,4	-	-	-	-	-	-	-	159,00	
Dic-06	3,4	-	1,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	55,5	-	89,3	-	-	-	-	-	-	-	149,48	
Ene-07	10,2	4,1	0,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	56,9	-	89,3	-	-	-	-	-	-	-	160,88	
Feb-07	10,3	4,5	0,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	57,3	-	80,6	-	-	-	-	-	-	-	153,34	
Mar-07	10,3	5,2	1,1	-	-	1,5	-	-	-	-	-	-	-	84,9	-	89,3	-	-	-	-	-	-	-	192,28	
Abr-07	10,3	7,1	1,4	54,3	-	1,2	-	-	-	-	-	-	-	105,2	-	86,4	-	-	-	-	-	-	-	265,85	
May-07	10,3	8,0	1,6	53,2	-	1,0	-	-	-	-	-	-	-	86,9	-	89,3	-	-	-	-	-	-	-	250,23	
Jun-07	9,5	8,0	0,7	64,1	-	0,7	-	-	-	-	-	-	-	73,4	-	86,4	-	-	-	-	-	-	-	242,80	
Jul-07	6,4	8,0	0,9	70,4	70,4	0,8	1,8	-	-	-	-	-	-	57,9	14,3	89,3	167,5	-	-	-	-	-	-	487,54	
Ago-07	4,7	7,2	1,5	65,9	65,9	1,0	1,5	-	-	-	-	-	-	46,6	14,4	89,3	167,5	-	-	-	-	-	-	465,39	
Sep-07	3,7	6,9	1,6	51,2	51,2	1,2	1,2	-	-	-	-	-	-	47,3	29,5	86,4	162,5	-	-	-	-	-	-	442,74	
Oct-07	3,4	6,2	2,3	41,8	41,8	1,1	0,7	-	-	-	-	-	-	52,0	26,4	89,3	167,5	-	-	-	-	-	-	432,37	
Nov-07	2,1	5,9	2,1	36,1	36,1	0,8	0,5	-	-	-	-	-	-	68,4	-	86,4	162,5	-	-	-	-	-	-	400,92	
Dic-07	3,4	4,8	1,3	34,4	34,4	0,7	0,6	-	-	-	-	-	-	55,5	-	89,3	167,5	-	-	-	-	-	-	391,85	
Ene-08	10,2	4,1	0,4	32,0	32,0	0,8	0,7	-	-	-	-	-	-	56,9	-	89,3	167,5	-	-	-	-	-	-	393,81	
Feb-08	10,3	4,5	0,6	34,8	34,8	1,1	1,2	-	-	-	-	-	-	57,3	-	80,6	150,0	-	-	-	-	-	-	375,29	
Mar-08	10,3	5,2	1,1	46,5	46,5	1,5	1,2	-	-	-	-	-	-	84,9	-	89,3	167,5	-	-	-	-	-	-	453,93	
Abr-08	10,3	7,1	1,4	54,3	54,3	1,2	1,5	3,5	-	-	-	-	-	105,2	14,3	86,4	162,5	1,9	-	-	-	-	-	503,73	
May-08	10,3	8,0	1,6	53,2	53,2	1,0	1,5	3,6	-	-	-	-	-	86,9	14,3	89,3	167,5	1,5	-	-	-	-	-	491,79	
Jun-08	9,5	8,0	0,7	64,1	64,1	0,7	1,7	3,5	-	-	-	-	-	73,4	14,4	86,4	162,5	1,4	54,7	-	-	-	-	545,13	
Jul-08	6,4	8,0	0,9	70,4	70,4	0,8	1,8	3,6	-	-	-	-	-	57,9	14,3	89,3	167,5	1,0	56,5	-	-	-	-	548,72	
Ago-08	4,7	7,2	1,5	65,9	65,9	1,0	1,5	3,6	-	-	-	-	-	46,6	14,4	89,3	167,5	1,1	56,5	-	-	-	-	526,59	
Sep-08	3,7	6,9	1,6	51,2	51,2	1,2	1,2	3,5	-	-	-	-	-	47,3	29,5	86,4	162,5	1,6	54,7	-	-	-	-	502,60	
Oct-08	3,4	6,2	2,3	41,8	41,8	1,1	0,7	3,6	-	-	-	-	-	52,0	26,4	89,3	167,5	2,0	56,5	-	-	-	-	494,51	
Nov-08	2,1	5,9	2,1	36,1	36,1	0,8	0,5	3,5	-	-	-	-	-	68,4	-	86,4	162,5	2,2	54,7	-	-	-	-	461,34	
Dic-08	3,4	4,8	1,3	34,4	34,4	0,7	0,6	3,6	-	-	-	-	-	55,5	-	89,3	167,5	2,1	56,5	-	-	-	3,3	457,41	
Ene-09	10,2	4,1	0,4	32,0	32,0	0,8	0,7	3,6	3,0	12,7	-	-	-	56,9	-	89,3	167,5	1,9	56,5	-	-	-	3,3	474,93	
Feb-09	10,3	4,5	0,6	34,8	34,8	1,1	1,2	3,3	5,0	10,3	17,3	-	-	57,3	-	80,6	150,0	1,7	51,1	-	-	-	3,0	467,02	
Mar-09	10,3	5,2	1,1	46,5	46,5	1,5	1,2	3,6	5,0	12,5	17,3	124,1	107,9	84,9	-	89,3	167,5	1,8	56,5	-	-	-	3,3	786,03	
Abr-09	10,3	7,1	1,4	54,3	54,3	1,2	1,5	3,5	5,0	15,0	17,3	126,1	115,0	105,2	14,3	86,4	162,5	1,9	54,7	-	-	-	3,2	840,07	
May-09	10,3	8,0	1,6	53,2	53,2	1,0	1,5	3,6	5,0	15,1	17,3	110,5	117,4	86,9	14,3	89,3	167,5	1,5	56,5	-	-	-	3,3	816,94	
Jun-09	9,5	8,0	0,7	64,1	64,1	0,7	1,7	3,5	3,0	15,1	17,3	70,0	117,4	73,4	14,4	86,4	162,5	1,4	54,7	-	-	-	3,2	771,17	
Jul-09	6,4	8,0	0,9	70,4	70,4	0,8	1,8	3,6	2,5	15,1	17,3	44,7	117,4	57,9	14,3	89,3	167,5	1,0	56,5	-	-	-	3,3	749,07	
Ago-09	4,7	7,2	1,5	65,9	65,9	1,0	1,5	3,6	2,0	15,1	17,3	31,3	117,4	46,6	14,4	89,3	167,5	1,1	56,5	170,7	-	-	3,3	883,79	
Sep-09	3,7	6,9	1,6	51,2	51,2	1,2	1,2	3,5	1,5	15,1	17,3	31,0	117,4	47,3	29,5	86,4	162,5	1,6	54,7	165,2	-	-	3,2	853,38	
Oct-09	3,4	6,2	2,3	41,8	41,8	1,1	0,7	3,6	1,5	14,1	17,3	31,7	106,6	52,0	26,4	89,3	167,5	2,0	56,5	170,7	-	-	3,3	839,80	
Nov-09	2,1	5,9	2,1	36,1	36,1	0,8	0,5	3,5	1,5	12,4	17,3	30,9	91,3	68,4	-	86,4	162,5	2,2	54,7	165,2	-	-	3,2	783,22	
Dic-09	3,4	4,8	1,3	34,4	34,4	0,7	0,6	3,6	1,5	9,7	17,2	33,9	85,9	55,5	-	89,3	167,5	2,1	56,5	170,7	-	-	3,3	776,36	
Ene-10	10,2	4,1	0,4	32,0	32,0	0,8	0,7	3,6	3,0	12,7	17,3	85,3	82,4	56,9	-	89,3	167,5	1,9	56,5	170,7	-	-	3,3	830,68	
Feb-10	10,3	4,5	0,6	34,8	34,8	1,1	1,2	3,3	5,0	10,3	17,3	117,9	91,9	57,3	-	80,6	150,0	1,7	51,1	154,2	-	-	3,0	831,04	
Mar-10	10,3	5,2	1,1	46,5	46,5	1,5	1,2	3,6	5,0	12,5	17,3	124,1	107,9	84,9	-	89,3	167,5	1,8	56,5	170,7	-	-	3,3	956,78	
Abr-10	10,3	7,1	1,4	54,3	54,3	1,2	1,5	3,5	5,0	15,0	17,3	126,1	115,0	105,2	14,3	86,4	162,5	1,9	54,7	165,2	-	-	3,2	1.005,31	
May-10	10,3	8,0	1,6	53,2	53,2	1,0	1,5	3,6	5,0	15,1	17,3	110,5	117,4	86,9	14,3	89,3	167,5	1,5	56,5	170,7	-	-	3,3	987,68	
Jun-10	9,5	8,0	0,7	64,1	64,1	0,7	1,7	3,5	3,0	15,1	17,3	70,0	117,4	73,4	14,4	86,4	162,5	1,4	54,7	165,2	-	-	3,2	936,41	
Jul-10	6,4	8,0	0,9	70,4	70,4	0,8	1,8	3,6	2,5	15,1	17,3	44,7	117,4	57,9	14,3	89,3	167,5	1,0	56,5	170,7	-	-	3,3	919,81	
Ago-10	4,7	7,2	1,5	65,9	65,9	1,0	1,5	3,6	2,0	15,1	17,3	31,3	117,4	46,6	14,4	89,3	167,5	1,1	56,5	170,7	-	-	3,3	883,79	
Sep-10	3,7	6,9	1,6	51,2	51,2	1,2	1,2	3,5	1,5	15,1	17,3	31,0	117,4	47,3	29,5	86,4	162,5	1,6	54,7	165,2	-	-	3,2	853,38	
Oct-10	3,4	6,2	2,3	41,8	41,8	1,1	0,7	3,6	1,5	14,1	17,3	31,7	106,6	52,0	26,4	89,3	167,5	2,0	56,5	170,7	-	-	3,3	839,80	
Nov-10	2,1	5,9	2,1	36,1	36,1	0,8	0,5	3,5	1,5	12,4	17,3	30,9	91,3	68,4	-	86,4	162,5	2,2	54,7	165,2	-	-	3,2	783,22	
Dic-10	3,4	4,8	1,3	34,4	34,4	0,7	0,6	3,6	1,5	9,7	17,2	33,9	85,9	55,5	-	89,3	167,5	2,1	56,5	170,7	-	-	3,3	776,36	

Anexo 5.05

2 de 2

DISPONIBILIDAD EN POSIBLE NUEVA GENERACIÓN (GWh)		HIDROLOGÍA SECA																					
Mes-Año	Sibimbe	Calope	La Esperanza	San Francisco U1	San Francisco U2	Pozo Honda	Chorrillos	Victoria-Cujos	San José del Tambo	Topo	Ocaña	Mazar	Increment. Molino con Mazar	Perú 230 kV Et. 1	Ecoelectric	Barcazas Ternaguayas	Colombia 230 kV línea 2	Salinas	Bajo Alto 2	Ternoriente	Bajo Alto 3	Villonaco	Total Adicional
Ene-11	10,2	4,1	0,4	32,0	32,0	0,8	0,7	3,6	3,0	12,7	17,3	85,3	82,4	56,9	-	89,3	167,5	1,9	56,5	170,7	-	3,3	830,68
Feb-11	10,3	4,5	0,6	34,8	34,8	1,1	1,2	3,3	5,0	10,3	17,3	117,9	91,9	57,3	-	80,6	150,0	1,7	51,1	154,2	-	3,0	831,04
Mar-11	10,3	5,2	1,1	46,5	46,5	1,5	1,2	3,6	5,0	12,5	17,3	124,1	107,9	84,9	-	89,3	167,5	1,8	56,5	170,7	51,8	3,3	1.008,58
Abr-11	10,3	7,1	1,4	54,3	54,3	1,2	1,5	3,5	5,0	15,0	17,3	126,1	115,0	105,2	14,3	86,4	162,5	1,9	54,7	165,2	50,1	3,2	1.055,41
May-11	10,3	8,0	1,6	53,2	53,2	1,0	1,5	3,6	5,0	15,1	17,3	110,5	117,4	86,9	14,3	89,3	167,5	1,5	56,5	170,7	51,8	3,3	1.039,48
Jun-11	9,5	8,0	0,7	64,1	64,1	0,7	1,7	3,5	3,0	15,1	17,3	70,0	117,4	73,4	14,4	86,4	162,5	1,4	54,7	165,2	50,1	3,2	986,51
Jul-11	6,4	8,0	0,9	70,4	70,4	0,8	1,8	3,6	2,5	15,1	17,3	44,7	117,4	57,9	14,3	89,3	167,5	1,0	56,5	170,7	51,8	3,3	971,61
Ago-11	4,7	7,2	1,5	65,9	65,9	1,0	1,5	3,6	2,0	15,1	17,3	31,3	117,4	46,6	14,4	89,3	167,5	1,1	56,5	170,7	51,8	3,3	935,59
Sep-11	3,7	6,9	1,6	51,2	51,2	1,2	1,2	3,5	1,5	15,1	17,3	31,0	117,4	47,3	29,5	86,4	162,5	1,6	54,7	165,2	50,1	3,2	903,48
Oct-11	3,4	6,2	2,3	41,8	41,8	1,1	0,7	3,6	1,5	14,1	17,3	31,7	106,6	52,0	26,4	89,3	167,5	2,0	56,5	170,7	51,8	3,3	891,60
Nov-11	2,1	5,9	2,1	36,1	36,1	0,8	0,5	3,5	1,5	12,4	17,3	30,9	91,3	68,4	-	86,4	162,5	2,2	54,7	165,2	50,1	3,2	833,32
Dic-11	3,4	4,8	1,3	34,4	34,4	0,7	0,6	3,6	1,5	9,7	17,2	33,9	85,9	55,5	-	89,3	167,5	2,1	56,5	170,7	51,8	3,3	828,16
Ene-12	10,2	4,1	0,4	32,0	32,0	0,8	0,7	3,6	3,0	12,7	17,3	85,3	82,4	56,9	-	89,3	167,5	1,9	56,5	170,7	51,8	3,3	882,48
Feb-12	10,3	4,5	0,6	34,8	34,8	1,1	1,2	3,3	5,0	10,3	17,3	117,9	91,9	57,3	-	80,6	150,0	1,7	51,1	154,2	46,8	3,0	877,84
Mar-12	10,3	5,2	1,1	46,5	46,5	1,5	1,2	3,6	5,0	12,5	17,3	124,1	107,9	84,9	-	89,3	167,5	1,8	56,5	170,7	51,8	3,3	1.008,58
Abr-12	10,3	7,1	1,4	54,3	54,3	1,2	1,5	3,5	5,0	15,0	17,3	126,1	115,0	105,2	14,3	86,4	162,5	1,9	54,7	165,2	50,1	3,2	1.055,41
May-12	10,3	8,0	1,6	53,2	53,2	1,0	1,5	3,6	5,0	15,1	17,3	110,5	117,4	86,9	14,3	89,3	167,5	1,5	56,5	170,7	51,8	3,3	1.039,48
Jun-12	9,5	8,0	0,7	64,1	64,1	0,7	1,7	3,5	3,0	15,1	17,3	70,0	117,4	73,4	14,4	86,4	162,5	1,4	54,7	165,2	50,1	3,2	986,51
Jul-12	6,4	8,0	0,9	70,4	70,4	0,8	1,8	3,6	2,5	15,1	17,3	44,7	117,4	57,9	14,3	89,3	167,5	1,0	56,5	170,7	51,8	3,3	971,61
Ago-12	4,7	7,2	1,5	65,9	65,9	1,0	1,5	3,6	2,0	15,1	17,3	31,3	117,4	46,6	14,4	89,3	167,5	1,1	56,5	170,7	51,8	3,3	935,59
Sep-12	3,7	6,9	1,6	51,2	51,2	1,2	1,2	3,5	1,5	15,1	17,3	31,0	117,4	47,3	29,5	86,4	162,5	1,6	54,7	165,2	50,1	3,2	903,48
Oct-12	3,4	6,2	2,3	41,8	41,8	1,1	0,7	3,6	1,5	14,1	17,3	31,7	106,6	52,0	26,4	89,3	167,5	2,0	56,5	170,7	51,8	3,3	891,60
Nov-12	2,1	5,9	2,1	36,1	36,1	0,8	0,5	3,5	1,5	12,4	17,3	30,9	91,3	68,4	-	86,4	162,5	2,2	54,7	165,2	50,1	3,2	833,32
Dic-12	3,4	4,8	1,3	34,4	34,4	0,7	0,6	3,6	1,5	9,7	17,2	33,9	85,9	55,5	-	89,3	167,5	2,1	56,5	170,7	51,8	3,3	828,16
Ene-13	10,2	4,1	0,4	32,0	32,0	0,8	0,7	3,6	3,0	12,7	17,3	85,3	82,4	56,9	-	89,3	167,5	1,9	56,5	170,7	51,8	3,3	882,48
Feb-13	10,3	4,5	0,6	34,8	34,8	1,1	1,2	3,3	5,0	10,3	17,3	117,9	91,9	57,3	-	80,6	150,0	1,7	51,1	154,2	46,8	3,0	877,84
Mar-13	10,3	5,2	1,1	46,5	46,5	1,5	1,2	3,6	5,0	12,5	17,3	124,1	107,9	84,9	-	89,3	167,5	1,8	56,5	170,7	51,8	3,3	1.008,58
Abr-13	10,3	7,1	1,4	54,3	54,3	1,2	1,5	3,5	5,0	15,0	17,3	126,1	115,0	105,2	14,3	86,4	162,5	1,9	54,7	165,2	50,1	3,2	1.055,41
May-13	10,3	8,0	1,6	53,2	53,2	1,0	1,5	3,6	5,0	15,1	17,3	110,5	117,4	86,9	14,3	89,3	167,5	1,5	56,5	170,7	51,8	3,3	1.039,48
Jun-13	9,5	8,0	0,7	64,1	64,1	0,7	1,7	3,5	3,0	15,1	17,3	70,0	117,4	73,4	14,4	86,4	162,5	1,4	54,7	165,2	50,1	3,2	986,51
Jul-13	6,4	8,0	0,9	70,4	70,4	0,8	1,8	3,6	2,5	15,1	17,3	44,7	117,4	57,9	14,3	89,3	167,5	1,0	56,5	170,7	51,8	3,3	971,61
Ago-13	4,7	7,2	1,5	65,9	65,9	1,0	1,5	3,6	2,0	15,1	17,3	31,3	117,4	46,6	14,4	89,3	167,5	1,1	56,5	170,7	51,8	3,3	935,59
Sep-13	3,7	6,9	1,6	51,2	51,2	1,2	1,2	3,5	1,5	15,1	17,3	31,0	117,4	47,3	29,5	86,4	162,5	1,6	54,7	165,2	50,1	3,2	903,48
Oct-13	3,4	6,2	2,3	41,8	41,8	1,1	0,7	3,6	1,5	14,1	17,3	31,7	106,6	52,0	26,4	89,3	167,5	2,0	56,5	170,7	51,8	3,3	891,60
Nov-13	2,1	5,9	2,1	36,1	36,1	0,8	0,5	3,5	1,5	12,4	17,3	30,9	91,3	68,4	-	86,4	162,5	2,2	54,7	165,2	50,1	3,2	833,32
Dic-13	3,4	4,8	1,3	34,4	34,4	0,7	0,6	3,6	1,5	9,7	17,2	33,9	85,9	55,5	-	89,3	167,5	2,1	56,5	170,7	51,8	3,3	828,16
Ene-14	10,2	4,1	0,4	32,0	32,0	0,8	0,7	3,6	3,0	12,7	17,3	85,3	82,4	56,9	-	89,3	167,5	1,9	56,5	170,7	51,8	3,3	882,48
Feb-14	10,3	4,5	0,6	34,8	34,8	1,1	1,2	3,3	5,0	10,3	17,3	117,9	91,9	57,3	-	80,6	150,0	1,7	51,1	154,2	46,8	3,0	877,84
Mar-14	10,3	5,2	1,1	46,5	46,5	1,5	1,2	3,6	5,0	12,5	17,3	124,1	107,9	84,9	-	89,3	167,5	1,8	56,5	170,7	51,8	3,3	1.008,58
Abr-14	10,3	7,1	1,4	54,3	54,3	1,2	1,5	3,5	5,0	15,0	17,3	126,1	115,0	105,2	14,3	86,4	162,5	1,9	54,7	165,2	50,1	3,2	1.055,41
May-14	10,3	8,0	1,6	53,2	53,2	1,0	1,5	3,6	5,0	15,1	17,3	110,5	117,4	86,9	14,3	89,3	167,5	1,5	56,5	170,7	51,8	3,3	1.039,48
Jun-14	9,5	8,0	0,7	64,1	64,1	0,7	1,7	3,5	3,0	15,1	17,3	70,0	117,4	73,4	14,4	86,4	162,5	1,4	54,7	165,2	50,1	3,2	986,51
Jul-14	6,4	8,0	0,9	70,4	70,4	0,8	1,8	3,6	2,5	15,1	17,3	44,7	117,4	57,9	14,3	89,3	167,5	1,0	56,5	170,7	51,8	3,3	971,61
Ago-14	4,7	7,2	1,5	65,9	65,9	1,0	1,5	3,6	2,0	15,1	17,3	31,3	117,4	46,6	14,4	89,3	167,5	1,1	56,5	170,7	51,8	3,3	935,59
Sep-14	3,7	6,9	1,6	51,2	51,2	1,2	1,2	3,5	1,5	15,1	17,3	31,0	117,4	47,3	29,5	86,4	162,5	1,6	54,7	165,2	50,1	3,2	903,48
Oct-14	3,4	6,2	2,3	41,8	41,8	1,1	0,7	3,6	1,5	14,1	17,3	31,7	106,6	52,0	26,4	89,3	167,5	2,0	56,5	170,7	51,8	3,3	891,60
Nov-14	2,1	5,9	2,1	36,1	36,1	0,8	0,5	3,5	1,5	12,4	17,3	30,9	91,3	68,4	-	86,4	162,5	2,2	54,7	165,2	50,1	3,2	833,32
Dic-14	3,4	4,8	1,3	34,4	34,4	0,7	0,6	3,6	1,5	9,7	17,2	33,9	85,9	55,5	-	89,3	167,5	2,1	56,5	170,7	51,8	3,3	828,16
Ene-15	10,2	4,1	0,4	32,0	32,0	0,8	0,7	3,6	3,0	12,7	17,3	85,3	82,4	56,9	-	89,3	167,5	1,9	56,5	170,7	51,8	3,3	882,48
Feb-15	10,3	4,5	0,6	34,8	34,8	1,1	1,2	3,3	5,0	10,3	17,3	117,9	91,9	57,3	-	80,6	150,0	1,7	51,1	154,2	46,8	3,0	877,84
Mar-15	10,3	5,2	1,1	46,5	46,5	1,5	1,2	3,6	5,0	12,5	17,3	124,1	107,9	84,9	-	89,3	167,5	1,8	56,5	170,7	51,8	3,3	1.008,58
Abr-15	10,3	7,1	1,4	54,3	54,3	1,2	1,5	3,5	5,0	15,0	17,3	126,1	115,0	105,2	14,3	86,4	162,5	1,9	54,7	165,2	50,1	3,2	1.055,41
May-15	10,3	8,0	1,6	53,2	53,2	1,0	1,5	3,6	5,0	15,1	17,3	110,5	117,4	86,9	14,3	89,3	167,5	1,5	56,5	170,7	51,8	3,3	1.039,48
Jun-15	9,5	8,0	0,7	64,1	64,1	0,7	1,7	3,5	3,0	15,1	17,3	70,0	117,4	73,4	14,4	86,4	162,5	1,4	54,7	165,2	50,1	3,2	986,51
Jul-15	6,4	8,0	0,9	70,4	70,4	0,8	1,8	3,6	2,5	15,1	17,3	44,7	117,4	57,9	14,3	89,3	167,5	1,0	56,5	170,7	51,8	3,3	971,61

Anexo 5.06																							
POTENCIA NOMINAL DE LA NUEVA GENERACIÓN (MW)																							
Año	Sibimbe	Calope	La Esperanza	San Francisco U1	San Francisco U2	Poza Honda	Chorrillos	Victoria-Quijos	San José del Tambo	Topo	Ocaña	Mazar	Increment. Molino con Mazar	Perú 230 kV Et. 1	Ecoelectric	Barcazas Termoguayas	Colombia 230 kV línea 2	Salinas	Bajo Alto 2	Termoriente	Bajo Alto 3	Villonaco	Total Adicional
2006	16	-	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100	-	150	-	-	-	-	-	-	271,8
2007	-	15	-	106	106	3	4	-	-	-	-	-	-	-	31	-	250	-	-	-	-	-	514,5
2008	-	-	-	-	-	-	-	10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10	95	-	-	15	130,0
2009	-	-	-	-	-	-	-	-	8	22	26	190	-	-	-	-	-	-	-	270	-	-	516,0
2010	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2011	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	87	-	87,0
2012	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2013	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2014	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2015	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total																						1.519,3	
Observaciones	Finalizada la construcción	En construcción	En construcción	En construcción	En construcción	En construcción	En construcción	No inicia construcción	No inicia construcción	No inicia construcción	No inicia construcción	En construcción	Depende de Mazar	Autorizado como red	En construcción	Depende de obtención de permisos Ambientales	Terminado Diseño y en espera de ofertas para construcción	No inicia construcción	No inicia construcción	No inicia construcción	No inicia construcción	No inicia construcción	

Anexo 5.07								
CERTIFICADOS VIGENTES PARA NUEVA GENERACIÓN								Septiembre 2006
NO SE INCLUYEN LOS PROYECTOS QUE YA TIENEN CONTRATOS DE PERMISO O CONCESIÓN FIRMADOS (Anexo 5.02)								
Tipo	Empresa / Entidad	Proyecto	Río	Vertiente	Ubicación	Provincia	Potencia (MW)	Energía Media (GWh/año)
Hidráulica	Hidrotoapi	Toachi Pilatón	Toachi, Pilatón	Pacífico	Sto. Domingo	Pichincha	190,0	1028
	Pemaf	Abitagua	Pastaza	Atlántico	Baños / Mera	Tungurahua, Pastaza	177,0	1359
	Produastro	Angamarca	Angamarca	Pacífico	Pangua	Cotopaxi	75,0	350
	Hidrolitoral S.A.	Baba	Baba	Pacífico	Corriente Larga	Pichincha, Los Ríos	42,0	144,0
	Hidrelgen	Sabanilla	Sabanilla	Atlántico	Zamora	Zamora Chinchipe	30,0	229,0
	Hidronación S.A.	Angamarca-Sinde	Angamarca, Sinde	Pacífico	Moraspungo	Bolívar, Cotopaxi	29,1	208,0
	Triolo	Sigchos	Sigchos	Pacífico	Sigchos	Cotopaxi	18,0	132,0
	Erdesu	Jondachi	Jondachi	Atlántico	Archidona	Napo	12,0	88,0
	Qualitec	Pilaló 3	Pilaló	Pacífico	El Progreso	Cotopaxi	11,0	73,0
	Dr. Juan C. Freile	Sn. José de Minas	Perlabí y Cubi	Pacífico	Sn. J. de Minas	Pichincha	6,0	42,0
Electrogen	Tumigina Papallacta	Tumigina, Papallacta	Atlántico	Papallacta	Napo	1,8	13,0	
Eólica	Proviento	Las Chinchas	n.a.	n.a.	Catamayo	Loja	3,4	7,5
Térmica	Ulysseas Inc.	Power Barge II	n.a.	n.a.	Libertad	Guayas	50,0	252,0
Total general							645,3	3.925,5

Anexo 5.08		1 de 2				
BALANCE DE ENERGÍA EN EL S.N.I. 2006 - 2015 (GWh)						
HIDROLOGÍA MEDIA, DEMANDA MEDIA, DISPONIBILIDAD NORMAL						
Mes-Año	Diponibilidad inicial	Oferta adicional	Disponibilidad total	Demanda	Diferencia o reserva	Reserva %
Ene-06	1.502	-	1.502	1.228	274	22
Feb-06	1.452	-	1.452	1.108	344	31
Mar-06	1.681	-	1.681	1.242	439	35
Abr-06	1.731	-	1.731	1.208	523	43
May-06	1.754	-	1.754	1.253	502	40
Jun-06	1.717	-	1.717	1.204	514	43
Jul-06	1.795	-	1.795	1.228	567	46
Ago-06	1.724	7	1.730	1.217	513	42
Sep-06	1.588	6	1.594	1.183	412	35
Oct-06	1.610	47	1.657	1.235	423	34
Nov-06	1.529	134	1.663	1.214	449	37
Dic-06	1.579	139	1.718	1.273	446	35
Ene-07	1.502	150	1.653	1.306	347	27
Feb-07	1.452	139	1.592	1.178	413	35
Mar-07	1.681	155	1.835	1.320	515	39
Abr-07	1.731	216	1.947	1.284	663	52
May-07	1.754	222	1.976	1.332	644	48
Jun-07	1.717	217	1.934	1.279	654	51
Jul-07	1.795	473	2.267	1.305	962	74
Ago-07	1.724	467	2.190	1.294	896	69
Sep-07	1.588	462	2.050	1.257	793	63
Oct-07	1.610	457	2.067	1.312	755	58
Nov-07	1.529	407	1.936	1.291	645	50
Dic-07	1.579	414	1.993	1.353	640	47
Ene-08	1.502	416	1.918	1.372	546	40
Feb-08	1.452	403	1.855	1.287	568	44
Mar-08	1.681	446	2.127	1.385	741	54
Abr-08	1.731	467	2.199	1.345	854	64
May-08	1.754	480	2.234	1.393	841	60
Jun-08	1.717	527	2.244	1.341	903	67
Jul-08	1.795	535	2.330	1.367	963	70
Ago-08	1.724	530	2.253	1.356	897	66
Sep-08	1.588	523	2.112	1.317	795	60
Oct-08	1.610	521	2.131	1.379	752	55
Nov-08	1.529	469	1.998	1.354	643	48
Dic-08	1.579	481	2.060	1.420	641	45
Ene-09	1.502	512	2.014	1.443	571	40
Feb-09	1.452	508	1.961	1.302	659	51
Mar-09	1.681	636	2.316	1.458	858	59
Abr-09	1.731	652	2.383	1.419	965	68
May-09	1.754	723	2.477	1.471	1.006	68
Jun-09	1.717	864	2.581	1.414	1.168	83
Jul-09	1.795	968	2.763	1.442	1.321	92
Ago-09	1.724	961	2.685	1.430	1.255	88
Sep-09	1.588	895	2.483	1.389	1.094	79
Oct-09	1.610	842	2.452	1.450	1.002	69
Nov-09	1.529	769	2.298	1.426	871	61
Dic-09	1.579	859	2.438	1.495	944	63
Ene-10	1.502	858	2.360	1.513	847	56
Feb-10	1.452	778	2.230	1.365	865	63
Mar-10	1.681	806	2.487	1.529	958	63
Abr-10	1.731	817	2.549	1.488	1.061	71
May-10	1.754	893	2.648	1.543	1.104	72
Jun-10	1.717	1.029	2.746	1.483	1.264	85
Jul-10	1.795	1.139	2.934	1.512	1.422	94
Ago-10	1.724	961	2.685	1.499	1.186	79
Sep-10	1.588	895	2.483	1.457	1.026	70
Oct-10	1.610	842	2.452	1.521	931	61
Nov-10	1.529	769	2.298	1.496	802	54
Dic-10	1.579	859	2.438	1.568	871	56

Anexo 5.08		2 de 2				
BALANCE DE ENERGÍA EN EL S.N.I. 2006 - 2015 (GWh)						
HIDROLOGÍA MEDIA, DEMANDA MEDIA, DISPONIBILIDAD NORMAL						
Mes-Año	Diponibilidad inicial	Oferta adicional	Disponibilidad total	Demanda	Diferencia o reserva	Reserva %
Ene-11	1.502	858	2.360	1.592	768	48
Feb-11	1.452	778	2.230	1.437	793	55
Mar-11	1.681	858	2.539	1.610	929	58
Abr-11	1.731	868	2.599	1.566	1.033	66
May-11	1.754	945	2.699	1.624	1.075	66
Jun-11	1.717	1.079	2.797	1.560	1.236	79
Jul-11	1.795	1.191	2.986	1.591	1.394	88
Ago-11	1.724	1.013	2.737	1.578	1.159	73
Sep-11	1.588	945	2.533	1.533	1.000	65
Oct-11	1.610	893	2.504	1.601	903	56
Nov-11	1.529	819	2.348	1.574	774	49
Dic-11	1.579	911	2.490	1.650	840	51
Ene-12	1.502	910	2.412	1.666	746	45
Feb-12	1.452	824	2.277	1.563	714	46
Mar-12	1.681	858	2.539	1.682	857	51
Abr-12	1.731	868	2.599	1.632	967	59
May-12	1.754	945	2.699	1.691	1.008	60
Jun-12	1.717	1.079	2.797	1.628	1.168	72
Jul-12	1.795	1.191	2.986	1.660	1.326	80
Ago-12	1.724	1.013	2.737	1.646	1.091	66
Sep-12	1.588	945	2.533	1.598	935	58
Oct-12	1.610	893	2.504	1.674	830	50
Nov-12	1.529	819	2.348	1.644	704	43
Dic-12	1.579	911	2.490	1.723	767	45
Ene-13	1.502	910	2.412	1.745	667	38
Feb-13	1.452	824	2.277	1.574	702	45
Mar-13	1.681	858	2.539	1.764	775	44
Abr-13	1.731	868	2.599	1.716	883	51
May-13	1.754	945	2.699	1.780	920	52
Jun-13	1.717	1.079	2.797	1.710	1.087	64
Jul-13	1.795	1.191	2.986	1.744	1.241	71
Ago-13	1.724	1.013	2.737	1.729	1.008	58
Sep-13	1.588	945	2.533	1.680	853	51
Oct-13	1.610	893	2.504	1.754	750	43
Nov-13	1.529	819	2.348	1.725	623	36
Dic-13	1.579	911	2.490	1.808	682	38
Ene-14	1.502	910	2.412	1.826	586	32
Feb-14	1.452	824	2.277	1.647	629	38
Mar-14	1.681	858	2.539	1.846	693	38
Abr-14	1.731	868	2.599	1.795	803	45
May-14	1.754	945	2.699	1.862	837	45
Jun-14	1.717	1.079	2.797	1.789	1.008	56
Jul-14	1.795	1.191	2.986	1.825	1.161	64
Ago-14	1.724	1.013	2.737	1.809	928	51
Sep-14	1.588	945	2.533	1.758	775	44
Oct-14	1.610	893	2.504	1.835	669	36
Nov-14	1.529	819	2.348	1.805	543	30
Dic-14	1.579	911	2.490	1.892	598	32
Ene-15	1.502	910	2.412	1.914	498	26
Feb-15	1.452	824	2.277	1.727	550	32
Mar-15	1.681	858	2.539	1.935	604	31
Abr-15	1.731	868	2.599	1.882	717	38
May-15	1.754	945	2.699	1.952	747	38
Jun-15	1.717	1.079	2.797	1.876	921	49
Jul-15	1.795	1.191	2.986	1.913	1.073	56
Ago-15	1.724	1.013	2.737	1.897	840	44
Sep-15	1.588	945	2.533	1.843	691	37
Oct-15	1.610	893	2.504	1.924	580	30
Nov-15	1.529	819	2.348	1.892	456	24
Dic-15	1.579	911	2.490	1.983	507	26

Anexo 5.09						
						1 de 2
BALANCE DE ENERGÍA EN EL S.N.I. 2006 - 2015 (GWh)						
HIDROLOGÍA SECA, DEMANDA MEDIA, DISPONIBILIDAD NORMAL						
Mes-Año	Diponibilidad inicial	Oferta adicional	Disponibilidad total	Demanda	Diferencia o reserva	Reserva %
Ene-06	1 296	-	1 296	1 228	67	5
Feb-06	1 156	-	1 156	1 108	48	4
Mar-06	1 335	-	1 335	1 242	93	8
Abr-06	1 416	-	1 416	1 208	208	17
May-06	1 435	-	1 435	1 253	182	15
Jun-06	1 425	-	1 425	1 204	221	18
Jul-06	1 662	-	1 662	1 228	435	35
Ago-06	1 483	5	1 488	1 217	271	22
Sep-06	1 379	4	1 383	1 183	200	17
Oct-06	1 413	55	1 469	1 235	234	19
Nov-06	1 356	159	1 515	1 214	301	25
Dic-06	1 387	149	1 537	1 273	264	21
Ene-07	1 296	161	1 457	1 306	151	12
Feb-07	1 156	153	1 309	1 178	131	11
Mar-07	1 335	192	1 527	1 320	207	16
Abr-07	1 416	266	1 682	1 284	398	31
May-07	1 435	250	1 685	1 332	353	27
Jun-07	1 425	243	1 668	1 279	388	30
Jul-07	1 662	488	2 150	1 305	845	65
Ago-07	1 483	465	1 949	1 294	655	51
Sep-07	1 379	443	1 822	1 257	565	45
Oct-07	1 413	432	1 846	1 312	533	41
Nov-07	1 356	401	1 757	1 291	466	36
Dic-07	1 387	392	1 779	1 353	426	32
Ene-08	1 296	394	1 690	1 372	317	23
Feb-08	1 156	375	1 531	1 287	244	19
Mar-08	1 335	454	1 789	1 385	404	29
Abr-08	1 416	504	1 920	1 345	575	43
May-08	1 435	492	1 927	1 393	533	38
Jun-08	1 425	545	1 970	1 341	629	47
Jul-08	1 662	549	2 211	1 367	844	62
Ago-08	1 483	527	2 010	1 356	654	48
Sep-08	1 379	503	1 882	1 317	565	43
Oct-08	1 413	495	1 908	1 379	529	38
Nov-08	1 356	461	1 817	1 354	463	34
Dic-08	1 387	457	1 845	1 420	425	30
Ene-09	1 296	475	1 771	1 443	328	23
Feb-09	1 156	467	1 623	1 302	321	25
Mar-09	1 335	786	2 121	1 458	663	45
Abr-09	1 416	840	2 256	1 419	838	59
May-09	1 435	817	2 252	1 471	781	53
Jun-09	1 425	771	2 196	1 414	782	55
Jul-09	1 662	749	2 411	1 442	970	67
Ago-09	1 483	884	2 367	1 430	938	66
Sep-09	1 379	853	2 232	1 389	843	61
Oct-09	1 413	840	2 253	1 450	803	55
Nov-09	1 356	783	2 139	1 426	713	50
Dic-09	1 387	776	2 164	1 495	669	45
Ene-10	1 296	831	2 126	1 513	613	41
Feb-10	1 156	831	1 987	1 365	622	46
Mar-10	1 335	957	2 292	1 529	762	50
Abr-10	1 416	1 005	2 421	1 488	934	63
May-10	1 435	988	2 423	1 543	880	57
Jun-10	1 425	936	2 361	1 483	879	59
Jul-10	1 662	920	2 582	1 512	1 070	71
Ago-10	1 483	884	2 367	1 499	868	58
Sep-10	1 379	853	2 232	1 457	776	53
Oct-10	1 413	840	2 253	1 521	732	48
Nov-10	1 356	783	2 139	1 496	644	43
Dic-10	1 387	776	2 164	1 568	596	38

Anexo 5.09						
2 de 2						
BALANCE DE ENERGÍA EN EL S.N.I. 2006 - 2015 (GWh)						
HIDROLOGÍA SECA, DEMANDA MEDIA, DISPONIBILIDAD NORMAL						
Mes-Año	Diponibilidad inicial	Oferta adicional	Disponibilidad total	Demanda	Diferencia o reserva	Reserva %
Ene-11	1 296	831	2 126	1 592	534	34
Feb-11	1 156	831	1 987	1 437	550	38
Mar-11	1 335	1 009	2 344	1 610	734	46
Abr-11	1 416	1 055	2 472	1 566	906	58
May-11	1 435	1 039	2 474	1 624	850	52
Jun-11	1 425	987	2 411	1 560	851	55
Jul-11	1 662	972	2 634	1 591	1 043	66
Ago-11	1 483	936	2 419	1 578	841	53
Sep-11	1 379	903	2 282	1 533	749	49
Oct-11	1 413	892	2 305	1 601	704	44
Nov-11	1 356	833	2 189	1 574	615	39
Dic-11	1 387	828	2 216	1 650	566	34
Ene-12	1 296	882	2 178	1 666	512	31
Feb-12	1 156	878	2 034	1 563	471	30
Mar-12	1 335	1 009	2 344	1 682	662	39
Abr-12	1 416	1 055	2 472	1 632	840	51
May-12	1 435	1 039	2 474	1 691	783	46
Jun-12	1 425	987	2 411	1 628	783	48
Jul-12	1 662	972	2 634	1 660	974	59
Ago-12	1 483	936	2 419	1 646	773	47
Sep-12	1 379	903	2 282	1 598	684	43
Oct-12	1 413	892	2 305	1 674	631	38
Nov-12	1 356	833	2 189	1 644	545	33
Dic-12	1 387	828	2 216	1 723	492	29
Ene-13	1 296	882	2 178	1 745	433	25
Feb-13	1 156	878	2 034	1 574	459	29
Mar-13	1 335	1 009	2 344	1 764	580	33
Abr-13	1 416	1 055	2 472	1 716	756	44
May-13	1 435	1 039	2 474	1 780	695	39
Jun-13	1 425	987	2 411	1 710	701	41
Jul-13	1 662	972	2 634	1 744	890	51
Ago-13	1 483	936	2 419	1 729	690	40
Sep-13	1 379	903	2 282	1 680	602	36
Oct-13	1 413	892	2 305	1 754	551	31
Nov-13	1 356	833	2 189	1 725	464	27
Dic-13	1 387	828	2 216	1 808	407	23
Ene-14	1 296	882	2 178	1 826	352	19
Feb-14	1 156	878	2 034	1 647	386	23
Mar-14	1 335	1 009	2 344	1 846	498	27
Abr-14	1 416	1 055	2 472	1 795	676	38
May-14	1 435	1 039	2 474	1 862	612	33
Jun-14	1 425	987	2 411	1 789	622	35
Jul-14	1 662	972	2 634	1 825	809	44
Ago-14	1 483	936	2 419	1 809	610	34
Sep-14	1 379	903	2 282	1 758	525	30
Oct-14	1 413	892	2 305	1 835	470	26
Nov-14	1 356	833	2 189	1 805	385	21
Dic-14	1 387	828	2 216	1 892	324	17
Ene-15	1 296	882	2 178	1 914	264	14
Feb-15	1 156	878	2 034	1 727	307	18
Mar-15	1 335	1 009	2 344	1 935	409	21
Abr-15	1 416	1 055	2 472	1 882	589	31
May-15	1 435	1 039	2 474	1 952	522	27
Jun-15	1 425	987	2 411	1 876	536	29
Jul-15	1 662	972	2 634	1 913	721	38
Ago-15	1 483	936	2 419	1 897	522	28
Sep-15	1 379	903	2 282	1 843	440	24
Oct-15	1 413	892	2 305	1 924	381	20
Nov-15	1 356	833	2 189	1 892	297	16
Dic-15	1 387	828	2 216	1 983	232	12

Anexo 5.10						
1 de 2						
BALANCE DE ENERGÍA EN EL S.N.I. 2006 - 2015 (GWh)						
HIDROLOGÍA SECA, DEMANDA MEDIA, SIN CENTRAL TRINITARIA						
Mes-Año	Diponibilidad inicial	Oferta adicional	Disponibilidad total	Demanda	Diferencia o reserva	Reserva %
Ene-06	1 200	-	1 200	1 228	-29	-2
Feb-06	1 069	-	1 069	1 108	-39	-4
Mar-06	1 239	-	1 239	1 242	-3	-0
Abr-06	1 323	-	1 323	1 208	115	10
May-06	1 339	-	1 339	1 253	86	7
Jun-06	1 378	-	1 378	1 204	175	15
Jul-06	1 614	-	1 614	1 228	387	32
Ago-06	1 387	5	1 392	1 217	175	14
Sep-06	1 286	4	1 290	1 183	107	9
Oct-06	1 317	55	1 373	1 235	138	11
Nov-06	1 263	159	1 422	1 214	208	17
Dic-06	1 291	149	1 441	1 273	168	13
Ene-07	1 200	161	1 361	1 306	55	4
Feb-07	1 069	153	1 223	1 178	44	4
Mar-07	1 239	192	1 431	1 320	111	8
Abr-07	1 323	266	1 589	1 284	305	24
May-07	1 339	250	1 589	1 332	257	19
Jun-07	1 378	243	1 621	1 279	342	27
Jul-07	1 614	488	2 102	1 305	797	61
Ago-07	1 387	465	1 853	1 294	559	43
Sep-07	1 286	443	1 729	1 257	472	38
Oct-07	1 317	432	1 750	1 312	437	33
Nov-07	1 263	401	1 664	1 291	373	29
Dic-07	1 291	392	1 683	1 353	330	24
Ene-08	1 200	394	1 594	1 372	221	16
Feb-08	1 069	375	1 444	1 287	157	12
Mar-08	1 239	454	1 693	1 385	308	22
Abr-08	1 323	504	1 827	1 345	482	36
May-08	1 339	492	1 831	1 393	437	31
Jun-08	1 378	545	1 923	1 341	582	43
Jul-08	1 614	549	2 163	1 367	796	58
Ago-08	1 387	527	1 914	1 356	558	41
Sep-08	1 286	503	1 789	1 317	472	36
Oct-08	1 317	495	1 812	1 379	433	31
Nov-08	1 263	461	1 725	1 354	370	27
Dic-08	1 291	457	1 749	1 420	329	23
Ene-09	1 200	475	1 675	1 443	232	16
Feb-09	1 069	467	1 536	1 302	235	18
Mar-09	1 239	786	2 025	1 458	567	39
Abr-09	1 323	840	2 163	1 419	745	52
May-09	1 339	817	2 156	1 471	685	47
Jun-09	1 378	771	2 149	1 414	736	52
Jul-09	1 614	749	2 363	1 442	922	64
Ago-09	1 387	884	2 271	1 430	842	59
Sep-09	1 286	853	2 139	1 389	751	54
Oct-09	1 317	840	2 157	1 450	707	49
Nov-09	1 263	783	2 046	1 426	620	43
Dic-09	1 291	776	2 068	1 495	573	38
Ene-10	1 200	831	2 030	1 513	517	34
Feb-10	1 069	831	1 900	1 365	535	39
Mar-10	1 239	957	2 196	1 529	666	44
Abr-10	1 323	1 005	2 329	1 488	841	57
May-10	1 339	988	2 327	1 543	784	51
Jun-10	1 378	936	2 315	1 483	832	56
Jul-10	1 614	920	2 534	1 512	1 022	68
Ago-10	1 387	884	2 271	1 499	772	51
Sep-10	1 286	853	2 139	1 457	683	47
Oct-10	1 317	840	2 157	1 521	636	42
Nov-10	1 263	783	2 046	1 496	551	37
Dic-10	1 291	776	2 068	1 568	500	32

Anexo 5.10		2 de 2				
BALANCE DE ENERGÍA EN EL S.N.I. 2006 - 2015 (GWh)						
HIDROLOGÍA SECA, DEMANDA MEDIA, SIN CENTRAL TRINITARIA						
Mes-Año	Diponibilidad inicial	Oferta adicional	Disponibilidad total	Demanda	Diferencia o reserva	Reserva %
Ene-11	1 200	831	2 030	1 592	438	28
Feb-11	1 069	831	1 900	1 437	464	32
Mar-11	1 239	1 009	2 248	1 610	638	40
Abr-11	1 323	1 055	2 379	1 566	813	52
May-11	1 339	1 039	2 378	1 624	754	46
Jun-11	1 378	987	2 365	1 560	805	52
Jul-11	1 614	972	2 586	1 591	995	62
Ago-11	1 387	936	2 323	1 578	745	47
Sep-11	1 286	903	2 190	1 533	656	43
Oct-11	1 317	892	2 209	1 601	608	38
Nov-11	1 263	833	2 097	1 574	522	33
Dic-11	1 291	828	2 120	1 650	470	28
Ene-12	1 200	882	2 082	1 666	416	25
Feb-12	1 069	878	1 947	1 563	384	25
Mar-12	1 239	1 009	2 248	1 682	566	34
Abr-12	1 323	1 055	2 379	1 632	747	46
May-12	1 339	1 039	2 378	1 691	687	41
Jun-12	1 378	987	2 365	1 628	737	45
Jul-12	1 614	972	2 586	1 660	926	56
Ago-12	1 387	936	2 323	1 646	677	41
Sep-12	1 286	903	2 190	1 598	591	37
Oct-12	1 317	892	2 209	1 674	535	32
Nov-12	1 263	833	2 097	1 644	453	28
Dic-12	1 291	828	2 120	1 723	396	23
Ene-13	1 200	882	2 082	1 745	337	19
Feb-13	1 069	878	1 947	1 574	373	24
Mar-13	1 239	1 009	2 248	1 764	484	27
Abr-13	1 323	1 055	2 379	1 716	663	39
May-13	1 339	1 039	2 378	1 780	599	34
Jun-13	1 378	987	2 365	1 710	655	38
Jul-13	1 614	972	2 586	1 744	842	48
Ago-13	1 387	936	2 323	1 729	594	34
Sep-13	1 286	903	2 190	1 680	509	30
Oct-13	1 317	892	2 209	1 754	455	26
Nov-13	1 263	833	2 097	1 725	371	22
Dic-13	1 291	828	2 120	1 808	312	17
Ene-14	1 200	882	2 082	1 826	256	14
Feb-14	1 069	878	1 947	1 647	300	18
Mar-14	1 239	1 009	2 248	1 846	402	22
Abr-14	1 323	1 055	2 379	1 795	583	32
May-14	1 339	1 039	2 378	1 862	516	28
Jun-14	1 378	987	2 365	1 789	576	32
Jul-14	1 614	972	2 586	1 825	761	42
Ago-14	1 387	936	2 323	1 809	514	28
Sep-14	1 286	903	2 190	1 758	432	25
Oct-14	1 317	892	2 209	1 835	374	20
Nov-14	1 263	833	2 097	1 805	292	16
Dic-14	1 291	828	2 120	1 892	228	12
Ene-15	1 200	882	2 082	1 914	168	9
Feb-15	1 069	878	1 947	1 727	220	13
Mar-15	1 239	1 009	2 248	1 935	313	16
Abr-15	1 323	1 055	2 379	1 882	496	26
May-15	1 339	1 039	2 378	1 952	426	22
Jun-15	1 378	987	2 365	1 876	489	26
Jul-15	1 614	972	2 586	1 913	673	35
Ago-15	1 387	936	2 323	1 897	426	22
Sep-15	1 286	903	2 190	1 843	347	19
Oct-15	1 317	892	2 209	1 924	285	15
Nov-15	1 263	833	2 097	1 892	204	11
Dic-15	1 291	828	2 120	1 983	136	7

Anexo 5.11		1 de 2				
BALANCE DE ENERGÍA EN EL S.N.I. 2006 - 2015 (GWh)						
HIDROLOGÍA SECA, DEMANDA MEDIA, SIN COLOMBIA 230 kV						
Mes-Año	Diponibilidad inicial	Oferta adicional	Disponibilidad total	Demanda	Diferencia o reserva	Reserva %
Ene-06	1 147	-	1 147	1 228	-81	-7
Feb-06	1 022	-	1 022	1 108	-86	-8
Mar-06	1 187	-	1 187	1 242	-55	-4
Abr-06	1 273	-	1 273	1 208	65	5
May-06	1 287	-	1 287	1 253	34	3
Jun-06	1 281	-	1 281	1 204	78	6
Jul-06	1 514	-	1 514	1 228	287	23
Ago-06	1 335	5	1 340	1 217	123	10
Sep-06	1 235	4	1 239	1 183	57	5
Oct-06	1 265	55	1 320	1 235	86	7
Nov-06	1 213	159	1 372	1 214	157	13
Dic-06	1 239	149	1 389	1 273	116	9
Ene-07	1 147	161	1 308	1 306	3	0
Feb-07	1 022	153	1 175	1 178	-3	-0
Mar-07	1 187	192	1 379	1 320	59	4
Abr-07	1 273	266	1 539	1 284	255	20
May-07	1 287	250	1 537	1 332	205	15
Jun-07	1 281	243	1 524	1 279	245	19
Jul-07	1 514	488	2 002	1 305	697	53
Ago-07	1 335	465	1 801	1 294	507	39
Sep-07	1 235	443	1 678	1 257	421	33
Oct-07	1 265	432	1 697	1 312	385	29
Nov-07	1 213	401	1 614	1 291	323	25
Dic-07	1 239	392	1 631	1 353	278	21
Ene-08	1 147	394	1 541	1 372	169	12
Feb-08	1 022	375	1 397	1 287	110	9
Mar-08	1 187	454	1 641	1 385	255	18
Abr-08	1 273	504	1 776	1 345	432	32
May-08	1 287	492	1 778	1 393	385	28
Jun-08	1 281	545	1 826	1 341	485	36
Jul-08	1 514	549	2 063	1 367	695	51
Ago-08	1 335	527	1 862	1 356	506	37
Sep-08	1 235	503	1 738	1 317	421	32
Oct-08	1 265	495	1 760	1 379	381	28
Nov-08	1 213	461	1 674	1 354	320	24
Dic-08	1 239	457	1 697	1 420	277	20
Ene-09	1 147	475	1 622	1 443	180	12
Feb-09	1 022	467	1 489	1 302	187	14
Mar-09	1 187	786	1 973	1 458	514	35
Abr-09	1 273	840	2 113	1 419	694	49
May-09	1 287	817	2 104	1 471	632	43
Jun-09	1 281	771	2 052	1 414	639	45
Jul-09	1 514	749	2 263	1 442	821	57
Ago-09	1 335	884	2 219	1 430	789	55
Sep-09	1 235	853	2 089	1 389	700	50
Oct-09	1 265	840	2 105	1 450	655	45
Nov-09	1 213	783	1 996	1 426	570	40
Dic-09	1 239	776	2 016	1 495	521	35
Ene-10	1 147	831	1 978	1 513	465	31
Feb-10	1 022	831	1 853	1 365	488	36
Mar-10	1 187	957	2 143	1 529	614	40
Abr-10	1 273	1 005	2 278	1 488	790	53
May-10	1 287	988	2 274	1 543	731	47
Jun-10	1 281	936	2 218	1 483	735	50
Jul-10	1 514	920	2 434	1 512	922	61
Ago-10	1 335	884	2 219	1 499	720	48
Sep-10	1 235	853	2 089	1 457	632	43
Oct-10	1 265	840	2 105	1 521	584	38
Nov-10	1 213	783	1 996	1 496	500	33
Dic-10	1 239	776	2 016	1 568	448	29

Anexo 5.11						
2 de 2						
BALANCE DE ENERGÍA EN EL S.N.I. 2006 - 2015 (GWh)						
HIDROLOGÍA SECA, DEMANDA MEDIA, SIN COLOMBIA 230 kV						
Mes-Año	Diponibilidad inicial	Oferta adicional	Disponibilidad total	Demanda	Diferencia o reserva	Reserva %
Ene-11	1 147	831	1 978	1 592	386	24
Feb-11	1 022	831	1 853	1 437	416	29
Mar-11	1 187	1 009	2 195	1 610	586	36
Abr-11	1 273	1 055	2 328	1 566	762	49
May-11	1 287	1 039	2 326	1 624	702	43
Jun-11	1 281	987	2 268	1 560	707	45
Jul-11	1 514	972	2 486	1 591	894	56
Ago-11	1 335	936	2 271	1 578	693	44
Sep-11	1 235	903	2 139	1 533	606	40
Oct-11	1 265	892	2 157	1 601	556	35
Nov-11	1 213	833	2 046	1 574	472	30
Dic-11	1 239	828	2 067	1 650	417	25
Ene-12	1 147	882	2 030	1 666	364	22
Feb-12	1 022	878	1 900	1 563	337	22
Mar-12	1 187	1 009	2 195	1 682	514	31
Abr-12	1 273	1 055	2 328	1 632	696	43
May-12	1 287	1 039	2 326	1 691	635	38
Jun-12	1 281	987	2 268	1 628	640	39
Jul-12	1 514	972	2 486	1 660	826	50
Ago-12	1 335	936	2 271	1 646	625	38
Sep-12	1 235	903	2 139	1 598	541	34
Oct-12	1 265	892	2 157	1 674	483	29
Nov-12	1 213	833	2 046	1 644	402	24
Dic-12	1 239	828	2 067	1 723	344	20
Ene-13	1 147	882	2 030	1 745	285	16
Feb-13	1 022	878	1 900	1 574	325	21
Mar-13	1 187	1 009	2 195	1 764	431	24
Abr-13	1 273	1 055	2 328	1 716	612	36
May-13	1 287	1 039	2 326	1 780	546	31
Jun-13	1 281	987	2 268	1 710	558	33
Jul-13	1 514	972	2 486	1 744	742	43
Ago-13	1 335	936	2 271	1 729	541	31
Sep-13	1 235	903	2 139	1 680	459	27
Oct-13	1 265	892	2 157	1 754	403	23
Nov-13	1 213	833	2 046	1 725	321	19
Dic-13	1 239	828	2 067	1 808	259	14
Ene-14	1 147	882	2 030	1 826	204	11
Feb-14	1 022	878	1 900	1 647	253	15
Mar-14	1 187	1 009	2 195	1 846	350	19
Abr-14	1 273	1 055	2 328	1 795	533	30
May-14	1 287	1 039	2 326	1 862	464	25
Jun-14	1 281	987	2 268	1 789	479	27
Jul-14	1 514	972	2 486	1 825	661	36
Ago-14	1 335	936	2 271	1 809	462	26
Sep-14	1 235	903	2 139	1 758	381	22
Oct-14	1 265	892	2 157	1 835	321	18
Nov-14	1 213	833	2 046	1 805	241	13
Dic-14	1 239	828	2 067	1 892	176	9
Ene-15	1 147	882	2 030	1 914	116	6
Feb-15	1 022	878	1 900	1 727	173	10
Mar-15	1 187	1 009	2 195	1 935	260	13
Abr-15	1 273	1 055	2 328	1 882	446	24
May-15	1 287	1 039	2 326	1 952	374	19
Jun-15	1 281	987	2 268	1 876	392	21
Jul-15	1 514	972	2 486	1 913	573	30
Ago-15	1 335	936	2 271	1 897	374	20
Sep-15	1 235	903	2 139	1 843	296	16
Oct-15	1 265	892	2 157	1 924	233	12
Nov-15	1 213	833	2 046	1 892	154	8
Dic-15	1 239	828	2 067	1 983	84	4

Anexo 5.12		1 de 2				
BALANCE DE ENERGÍA EN EL S.N.I. 2006 - 2015 (GWh)						
HIDR. MEDIA, DEM. MEDIA, SIN: TRINITARIA y COLOMBIA 230 kV						
Mes-Año	Diponibilidad inicial	Oferta adicional	Disponibilidad total	Demanda	Diferencia o reserva	Reserva %
Ene-06	1.258	-	1.258	1.228	30	2
Feb-06	1.232	-	1.232	1.108	124	11
Mar-06	1.437	-	1.437	1.242	195	16
Abr-06	1.495	-	1.495	1.208	287	24
May-06	1.510	-	1.510	1.253	257	21
Jun-06	1.527	-	1.527	1.204	324	27
Jul-06	1.599	-	1.599	1.228	371	30
Ago-06	1.479	7	1.486	1.217	269	22
Sep-06	1.352	6	1.358	1.183	175	15
Oct-06	1.366	47	1.413	1.235	178	14
Nov-06	1.292	134	1.426	1.214	212	17
Dic-06	1.335	139	1.474	1.273	201	16
Ene-07	1.258	150	1.409	1.306	103	8
Feb-07	1.232	139	1.371	1.178	193	16
Mar-07	1.437	155	1.591	1.320	271	21
Abr-07	1.495	216	1.711	1.284	427	33
May-07	1.510	222	1.732	1.332	400	30
Jun-07	1.527	217	1.744	1.279	464	36
Jul-07	1.599	473	2.071	1.305	766	59
Ago-07	1.479	467	1.946	1.294	652	50
Sep-07	1.352	462	1.814	1.257	557	44
Oct-07	1.366	457	1.823	1.312	510	39
Nov-07	1.292	407	1.699	1.291	408	32
Dic-07	1.335	414	1.749	1.353	396	29
Ene-08	1.258	416	1.674	1.372	302	22
Feb-08	1.232	403	1.634	1.287	347	27
Mar-08	1.437	446	1.882	1.385	497	36
Abr-08	1.495	467	1.962	1.345	618	46
May-08	1.510	480	1.990	1.393	596	43
Jun-08	1.527	527	2.054	1.341	713	53
Jul-08	1.599	535	2.134	1.367	767	56
Ago-08	1.479	530	2.009	1.356	653	48
Sep-08	1.352	523	1.875	1.317	558	42
Oct-08	1.366	521	1.887	1.379	508	37
Nov-08	1.292	469	1.761	1.354	407	30
Dic-08	1.335	481	1.816	1.420	397	28
Ene-09	1.258	512	1.770	1.443	327	23
Feb-09	1.232	508	1.740	1.302	439	34
Mar-09	1.437	636	2.072	1.458	614	42
Abr-09	1.495	652	2.147	1.419	729	51
May-09	1.510	723	2.233	1.471	761	52
Jun-09	1.527	864	2.391	1.414	978	69
Jul-09	1.599	968	2.567	1.442	1.125	78
Ago-09	1.479	961	2.441	1.430	1.011	71
Sep-09	1.352	895	2.247	1.389	858	62
Oct-09	1.366	842	2.208	1.450	758	52
Nov-09	1.292	769	2.061	1.426	635	45
Dic-09	1.335	859	2.194	1.495	699	47
Ene-10	1.258	858	2.116	1.513	603	40
Feb-10	1.232	778	2.009	1.365	644	47
Mar-10	1.437	806	2.243	1.529	713	47
Abr-10	1.495	817	2.312	1.488	824	55
May-10	1.510	893	2.403	1.543	860	56
Jun-10	1.527	1.029	2.557	1.483	1.074	72
Jul-10	1.599	1.139	2.738	1.512	1.225	81
Ago-10	1.479	961	2.441	1.499	941	63
Sep-10	1.352	895	2.247	1.457	790	54
Oct-10	1.366	842	2.208	1.521	687	45
Nov-10	1.292	769	2.061	1.496	565	38
Dic-10	1.335	859	2.194	1.568	626	40

Anexo 5.12						
						2 de 2
BALANCE DE ENERGÍA EN EL S.N.I. 2006 - 2015 (GWh)						
HIDR. MEDIA, DEM. MEDIA, SIN: TRINITARIA y COLOMBIA 230 kV						
Mes-Año	Diponibilidad inicial	Oferta adicional	Disponibilidad total	Demanda	Diferencia o reserva	Reserva %
Ene-11	1.258	858	2.116	1.592	524	33
Feb-11	1.232	778	2.009	1.437	573	40
Mar-11	1.437	858	2.295	1.610	685	43
Abr-11	1.495	868	2.362	1.566	797	51
May-11	1.510	945	2.455	1.624	831	51
Jun-11	1.527	1.079	2.607	1.560	1.046	67
Jul-11	1.599	1.191	2.789	1.591	1.198	75
Ago-11	1.479	1.013	2.493	1.578	915	58
Sep-11	1.352	945	2.297	1.533	764	50
Oct-11	1.366	893	2.260	1.601	659	41
Nov-11	1.292	819	2.111	1.574	537	34
Dic-11	1.335	911	2.246	1.650	596	36
Ene-12	1.258	910	2.168	1.666	502	30
Feb-12	1.232	824	2.056	1.563	493	32
Mar-12	1.437	858	2.295	1.682	613	36
Abr-12	1.495	868	2.362	1.632	730	45
May-12	1.510	945	2.455	1.691	764	45
Jun-12	1.527	1.079	2.607	1.628	979	60
Jul-12	1.599	1.191	2.789	1.660	1.130	68
Ago-12	1.479	1.013	2.493	1.646	847	51
Sep-12	1.352	945	2.297	1.598	699	44
Oct-12	1.366	893	2.260	1.674	586	35
Nov-12	1.292	819	2.111	1.644	467	28
Dic-12	1.335	911	2.246	1.723	523	30
Ene-13	1.258	910	2.168	1.745	423	24
Feb-13	1.232	824	2.056	1.574	482	31
Mar-13	1.437	858	2.295	1.764	531	30
Abr-13	1.495	868	2.362	1.716	646	38
May-13	1.510	945	2.455	1.780	675	38
Jun-13	1.527	1.079	2.607	1.710	897	52
Jul-13	1.599	1.191	2.789	1.744	1.045	60
Ago-13	1.479	1.013	2.493	1.729	763	44
Sep-13	1.352	945	2.297	1.680	617	37
Oct-13	1.366	893	2.260	1.754	506	29
Nov-13	1.292	819	2.111	1.725	386	22
Dic-13	1.335	911	2.246	1.808	438	24
Ene-14	1.258	910	2.168	1.826	342	19
Feb-14	1.232	824	2.056	1.647	409	25
Mar-14	1.437	858	2.295	1.846	449	24
Abr-14	1.495	868	2.362	1.795	567	32
May-14	1.510	945	2.455	1.862	593	32
Jun-14	1.527	1.079	2.607	1.789	818	46
Jul-14	1.599	1.191	2.789	1.825	965	53
Ago-14	1.479	1.013	2.493	1.809	683	38
Sep-14	1.352	945	2.297	1.758	539	31
Oct-14	1.366	893	2.260	1.835	424	23
Nov-14	1.292	819	2.111	1.805	306	17
Dic-14	1.335	911	2.246	1.892	354	19
Ene-15	1.258	910	2.168	1.914	254	13
Feb-15	1.232	824	2.056	1.727	329	19
Mar-15	1.437	858	2.295	1.935	360	19
Abr-15	1.495	868	2.362	1.882	480	26
May-15	1.510	945	2.455	1.952	503	26
Jun-15	1.527	1.079	2.607	1.876	731	39
Jul-15	1.599	1.191	2.789	1.913	876	46
Ago-15	1.479	1.013	2.493	1.897	596	31
Sep-15	1.352	945	2.297	1.843	454	25
Oct-15	1.366	893	2.260	1.924	336	17
Nov-15	1.292	819	2.111	1.892	219	12
Dic-15	1.335	911	2.246	1.983	263	13

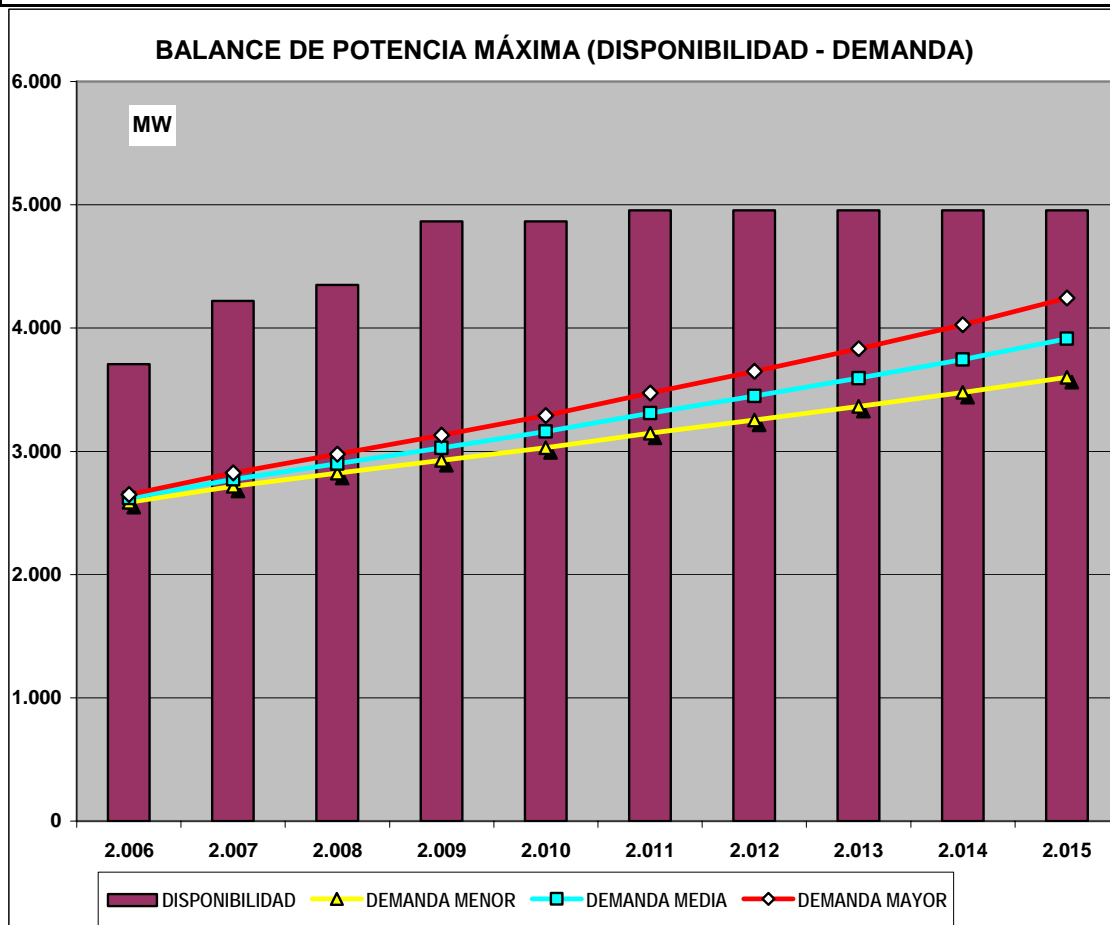
Anexo 5.13						
1 de 2						
BALANCE DE ENERGÍA EN EL S.N.I. 2006 - 2015 (GWh)						
HIDR. SECA, DEM. MEDIA, SIN: TRINITARIA y COLOMBIA 230 kV						
Mes-Año	Diponibilidad inicial	Oferta adicional	Disponibilidad total	Demanda	Diferencia o reserva	Reserva %
Ene-06	1 051	-	1 051	1 228	-177	-14
Feb-06	935	-	935	1 108	-173	-16
Mar-06	1 091	-	1 091	1 242	-151	-12
Abr-06	1 180	-	1 180	1 208	-28	-2
May-06	1 191	-	1 191	1 253	-62	-5
Jun-06	1 235	-	1 235	1 204	31	3
Jul-06	1 466	-	1 466	1 228	239	19
Ago-06	1 239	5	1 244	1 217	27	2
Sep-06	1 143	4	1 146	1 183	-36	-3
Oct-06	1 169	55	1 224	1 235	-10	-1
Nov-06	1 120	159	1 279	1 214	65	5
Dic-06	1 143	149	1 293	1 273	20	2
Ene-07	1 051	161	1 212	1 306	-93	-7
Feb-07	935	153	1 089	1 178	-89	-8
Mar-07	1 091	192	1 283	1 320	-37	-3
Abr-07	1 180	266	1 446	1 284	162	13
May-07	1 191	250	1 441	1 332	109	8
Jun-07	1 235	243	1 478	1 279	198	15
Jul-07	1 466	488	1 954	1 305	649	50
Ago-07	1 239	465	1 705	1 294	411	32
Sep-07	1 143	443	1 585	1 257	328	26
Oct-07	1 169	432	1 601	1 312	289	22
Nov-07	1 120	401	1 521	1 291	230	18
Dic-07	1 143	392	1 535	1 353	182	13
Ene-08	1 051	394	1 445	1 372	73	5
Feb-08	935	375	1 311	1 287	23	2
Mar-08	1 091	454	1 545	1 385	159	12
Abr-08	1 180	504	1 684	1 345	339	25
May-08	1 191	492	1 682	1 393	289	21
Jun-08	1 235	545	1 780	1 341	439	33
Jul-08	1 466	549	2 015	1 367	647	47
Ago-08	1 239	527	1 766	1 356	410	30
Sep-08	1 143	503	1 645	1 317	328	25
Oct-08	1 169	495	1 664	1 379	285	21
Nov-08	1 120	461	1 581	1 354	227	17
Dic-08	1 143	457	1 601	1 420	181	13
Ene-09	1 051	475	1 526	1 443	84	6
Feb-09	935	467	1 402	1 302	101	8
Mar-09	1 091	786	1 877	1 458	418	29
Abr-09	1 180	840	2 020	1 419	601	42
May-09	1 191	817	2 008	1 471	536	36
Jun-09	1 235	771	2 006	1 414	592	42
Jul-09	1 466	749	2 215	1 442	773	54
Ago-09	1 239	884	2 123	1 430	693	49
Sep-09	1 143	853	1 996	1 389	607	44
Oct-09	1 169	840	2 009	1 450	559	39
Nov-09	1 120	783	1 903	1 426	477	33
Dic-09	1 143	776	1 920	1 495	425	28
Ene-10	1 051	831	1 882	1 513	369	24
Feb-10	935	831	1 766	1 365	401	29
Mar-10	1 091	957	2 048	1 529	518	34
Abr-10	1 180	1 005	2 185	1 488	697	47
May-10	1 191	988	2 178	1 543	635	41
Jun-10	1 235	936	2 171	1 483	689	46
Jul-10	1 466	920	2 386	1 512	874	58
Ago-10	1 239	884	2 123	1 499	624	42
Sep-10	1 143	853	1 996	1 457	539	37
Oct-10	1 169	840	2 009	1 521	488	32
Nov-10	1 120	783	1 903	1 496	407	27
Dic-10	1 143	776	1 920	1 568	352	22

Anexo 5.13				2 de 2		
BALANCE DE ENERGÍA EN EL S.N.I. 2006 - 2015 (GWh)						
HIDR. SECA, DEM. MEDIA, SIN: TRINITARIA y COLOMBIA 230 kV						
Mes-Año	Diponibilidad inicial	Oferta adicional	Disponibilidad total	Demanda	Diferencia o reserva	Reserva %
Ene-11	1 051	831	1 882	1 592	290	18
Feb-11	935	831	1 766	1 437	330	23
Mar-11	1 091	1 009	2 099	1 610	490	30
Abr-11	1 180	1 055	2 235	1 566	669	43
May-11	1 191	1 039	2 230	1 624	606	37
Jun-11	1 235	987	2 221	1 560	661	42
Jul-11	1 466	972	2 438	1 591	846	53
Ago-11	1 239	936	2 175	1 578	597	38
Sep-11	1 143	903	2 046	1 533	513	33
Oct-11	1 169	892	2 061	1 601	460	29
Nov-11	1 120	833	1 953	1 574	379	24
Dic-11	1 143	828	1 971	1 650	322	19
Ene-12	1 051	882	1 934	1 666	268	16
Feb-12	935	878	1 813	1 563	250	16
Mar-12	1 091	1 009	2 099	1 682	418	25
Abr-12	1 180	1 055	2 235	1 632	603	37
May-12	1 191	1 039	2 230	1 691	539	32
Jun-12	1 235	987	2 221	1 628	593	36
Jul-12	1 466	972	2 438	1 660	778	47
Ago-12	1 239	936	2 175	1 646	529	32
Sep-12	1 143	903	2 046	1 598	448	28
Oct-12	1 169	892	2 061	1 674	387	23
Nov-12	1 120	833	1 953	1 644	309	19
Dic-12	1 143	828	1 971	1 723	248	14
Ene-13	1 051	882	1 934	1 745	189	11
Feb-13	935	878	1 813	1 574	239	15
Mar-13	1 091	1 009	2 099	1 764	335	19
Abr-13	1 180	1 055	2 235	1 716	519	30
May-13	1 191	1 039	2 230	1 780	451	25
Jun-13	1 235	987	2 221	1 710	511	30
Jul-13	1 466	972	2 438	1 744	694	40
Ago-13	1 239	936	2 175	1 729	446	26
Sep-13	1 143	903	2 046	1 680	366	22
Oct-13	1 169	892	2 061	1 754	307	17
Nov-13	1 120	833	1 953	1 725	228	13
Dic-13	1 143	828	1 971	1 808	163	9
Ene-14	1 051	882	1 934	1 826	108	6
Feb-14	935	878	1 813	1 647	166	10
Mar-14	1 091	1 009	2 099	1 846	254	14
Abr-14	1 180	1 055	2 235	1 795	440	24
May-14	1 191	1 039	2 230	1 862	368	20
Jun-14	1 235	987	2 221	1 789	432	24
Jul-14	1 466	972	2 438	1 825	613	34
Ago-14	1 239	936	2 175	1 809	366	20
Sep-14	1 143	903	2 046	1 758	288	16
Oct-14	1 169	892	2 061	1 835	225	12
Nov-14	1 120	833	1 953	1 805	148	8
Dic-14	1 143	828	1 971	1 892	80	4
Ene-15	1 051	882	1 934	1 914	20	1
Feb-15	935	878	1 813	1 727	86	5
Mar-15	1 091	1 009	2 099	1 935	164	9
Abr-15	1 180	1 055	2 235	1 882	353	19
May-15	1 191	1 039	2 230	1 952	278	14
Jun-15	1 235	987	2 221	1 876	346	18
Jul-15	1 466	972	2 438	1 913	525	27
Ago-15	1 239	936	2 175	1 897	278	15
Sep-15	1 143	903	2 046	1 843	203	11
Oct-15	1 169	892	2 061	1 924	137	7
Nov-15	1 120	833	1 953	1 892	61	3
Dic-15	1 143	828	1 971	1 983	-12	-1

Anexo 5.14											
BALANCES DE ENERGÍA EN EL S.N.I. (GWh)											RESUMEN
HIDROL.	CRECIM. DEMANDA	DISPONIBILIDAD	AÑO	DISPONIBILIDAD TOTAL	DEMANDA	DIFERENCIA	DIF. %	MESES CON RESERVA <10%	MESES CON DÉFICIT	GWh/mes max. para 10% reserva	MW equivalente con FP=0,7
MEDIA	MEDIA	NORMAL	2006	19 996	14 591	5 405	37	0	0	0	0
			2007	23 440	15 511	7 929	51	0	0	0	0
			2008	25 461	16 317	9 144	56	0	0	0	0
			2009	28 852	17 137	11 715	68	0	0	0	0
			2010	30 310	17 974	12 336	69	0	0	0	0
			2011	30 821	18 916	11 905	63	0	0	0	0
			2012	30 920	19 807	11 113	56	0	0	0	0
			2013	30 920	20 730	10 190	49	0	0	0	0
			2014	30 920	21 689	9 231	43	0	0	0	0
2015	30 920	22 737	8 182	36	0	0	0	0			
SECA	MEDIA	NORMAL	2006	17 116	14 591	2 525	17	3	0	63	125
			2007	20 630	15 511	5 119	33	0	0	0	0
			2008	22 499	16 317	6 182	38	0	0	0	0
			2009	25 786	17 137	8 649	50	0	0	0	0
			2010	27 348	17 974	9 374	52	0	0	0	0
			2011	27 859	18 916	8 944	47	0	0	0	0
			2012	27 958	19 807	8 151	41	0	0	0	0
			2013	27 958	20 730	7 228	35	0	0	0	0
			2014	27 958	21 689	6 269	29	0	0	0	0
2015	27 958	22 737	5 221	23	0	0	0	0			
SECA	MEDIA	Sin Unidad Generadora más grande (Trinitaria).	2006	16 080	14 591	1 490	10	6	3	151	300
			2007	19 594	15 511	4 083	26	3	0	76	150
			2008	21 463	16 317	5 146	32	0	0	0	0
			2009	24 750	17 137	7 613	44	0	0	0	0
			2010	26 312	17 974	8 338	46	0	0	0	0
			2011	26 824	18 916	7 908	42	0	0	0	0
			2012	26 922	19 807	7 115	36	0	0	0	0
			2013	26 922	20 730	6 192	30	0	0	0	0
			2014	26 922	21 689	5 233	24	0	0	0	0
2015	26 922	22 737	4 185	18	2	0	62	123			
SECA	MEDIA	Sin Interconexión a 230 kV con Colombia	2006	15 371	14 591	780	5	9	3	204	404
			2007	18 885	15 511	3 373	22	3	1	128	254
			2008	20 753	16 317	4 436	27	1	0	19	37
			2009	24 040	17 137	6 903	40	0	0	0	0
			2010	25 603	17 974	7 629	42	0	0	0	0
			2011	26 114	18 916	7 198	38	0	0	0	0
			2012	26 212	19 807	6 406	32	0	0	0	0
			2013	26 212	20 730	5 483	26	0	0	0	0
			2014	26 212	21 689	4 524	21	1	0	14	27
2015	26 212	22 737	3 475	15	3	0	114	226			
MEDIA	MEDIA	Sin Central Trinitaria y sin Interconexión a 230 kV con Colombia	2006	17 215	14 591	2 624	18	1	0	93	184
			2007	20 659	15 511	5 148	33	1	0	28	55
			2008	22 680	16 317	6 363	39	0	0	0	0
			2009	26 071	17 137	8 934	52	0	0	0	0
			2010	27 529	17 974	9 555	53	0	0	0	0
			2011	28 040	18 916	9 124	48	0	0	0	0
			2012	28 139	19 807	8 332	42	0	0	0	0
			2013	28 139	20 730	7 409	36	0	0	0	0
			2014	28 139	21 689	6 450	30	0	0	0	0
2015	28 139	22 737	5 401	24	0	0	0	0			
SECA	MEDIA	Sin Central Trinitaria y sin Interconexión a 230 kV con Colombia	2006	14 335	14 591	-256	-2	11	7	300	595
			2007	17 849	15 511	2 338	15	4	3	224	445
			2008	19 718	16 317	3 401	21	2	0	106	209
			2009	23 005	17 137	5 867	34	2	0	61	120
			2010	24 567	17 974	6 593	37	0	0	0	0
			2011	25 078	18 916	6 163	33	0	0	0	0
			2012	25 177	19 807	5 370	27	0	0	0	0
			2013	25 177	20 730	4 447	21	1	0	18	35
			2014	25 177	21 689	3 488	16	3	0	110	217
2015	25 177	22 737	2 439	11	6	1	210	417			

Anexo 5.15											
BALANCE DE POTENCIA ACTIVA MÁXIMA (MW)											
DISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN						CRECIMIENTO DE LA DEMANDA					
AÑO	Oferta 2005			Potencia Adicional	OFERTA TOTAL EFEC.	MENOR		MEDIO		MAYOR	
	Hidro. Efec.	Termo. Efec.	Interconex.			Demanda	Exc(+) Def(-)	Demanda	Exc(+) Def(-)	Demanda	Exc(+) Def(-)
2.006	1.746	1.448	240	272	3.706	2.586	39%	2.621	38%	2.649	37%
2.007				786	4.220	2.716	52%	2.772	49%	2.825	46%
2.008				916	4.350	2.822	46%	2.899	42%	2.976	39%
2.009				1.432	4.866	2.926	56%	3.028	50%	3.131	45%
2.010				1.432	4.866	3.030	60%	3.159	53%	3.290	46%
2.011				1.519	4.953	3.148	62%	3.308	53%	3.473	46%
2.012				1.519	4.953	3.255	61%	3.449	51%	3.649	42%
2.013				1.519	4.953	3.365	55%	3.594	45%	3.833	35%
2.014				1.519	4.953	3.477	51%	3.746	39%	4.028	29%
2.015				1.519	4.953	3.602	46%	3.913	34%	4.243	23%

Se asume el cumplimiento de los programas de mantenimiento anuales que aprueba CENACE



ANEXO 5.16								
CATÁLOGO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA DE 1 o MÁS MW								
Vertiente	Sistema Hidrográfico	Río	Nombre del Proyecto	Nivel de estudio	Costo total (MM USD)	Potencia instalable (MW)	Energía media estimada (GWh/año)	
Amazonas	Mayo - Chinchipe	Palanda	Chinchipe	Prefactibilidad	12,0	8	48	
			Palanda 2	Prefactibilidad básica	87,6	88	615	
		Isimanchi	Las Cidras	Prefactibilidad básica	89,7	77	540	
			Isimanchi	Prefactibilidad básica	62,4	51	360	
		Numbalá	Numbalá	Prefactibilidad básica	44,3	39	275	
	Valladolid	Valladolid	Prefactibilidad básica	29,9	22	157		
	Napo	Chalupas	Cedroyacu	Inventario	302,6	272	1.787	
			Chingual	Inventario	70,8	28	162	
		Coca	La Barquilla	Inventario	86,2	40	228	
			Coca-Codo Sinclal	Factibilidad	471,7	432	3.027	
		Coca-Codo Sinclal	Factibilidad	275,4	427	2.992		
		Cosanga	Cosanga	Anteproyecto	49,8	24	134	
		Due	Due	Inventario	40,6	24	142	
		Jatunyacu	Jatunyacu	Anteproyecto	72,5	50	250	
		Misahuallí	Misahuallí-2	Anteproyecto	33,9	19	109	
		Mulatos	Catachi	Inventario	736,3	728	2.986	
		Quijos	Quijos-1	Anteproyecto	34,2	24	138	
			Sizaplaya	Anteproyecto	161,6	47	270	
		Verdeyacu	Verdeyacu Chico	Inventario	1.293,6	1.140	5.105	
		Langoa	Langoa	Prefactibilidad	37,6	26	159	
		Pastaza	Ambato	Ambato	Inventario	9,8	4	27
			Cebadas	Cebadas	Inventario	20,6	10	57
				Chambo	Inventario	20,0	13	73
	Huarhuallá		Huarhuallá	Inventario	12,9	5	32	
	Puela		Puela-2	Anteproyecto	19,0	14	78	
	Pastaza	Victoria	Prefactibilidad	35,0	25	108		
	Santiago	Bombuscara	Bombuscara	Anteproyecto	29,9	16	88	
		Collay	Collay	Inventario	19,4	6	33	
		Cuyes	Cuyes	Inventario	58,7	47	277	
		Namangoza	Naiza	Inventario	765,4	986	4.416	
		Negro	Negro	Inventario	167,0	91	608	
			Cardenillo	Inventario	385,5	327	2.344	
		Sopladora	Sopladora	Factibilidad	316,1	312	2.417	
			Tomebamba	Tomebamba	Inventario	15,9	6	34
		Tutanangoza	Sucúa	Anteproyecto	52,6	34	195	
		Zamora	El Retorno	Inventario	494,3	265	1.356	
			Gualaquiza	Prefactibilidad	892,0	800	6.155	
			San Antonio	Inventario	777,5	714	4.156	
			San Miguel	Inventario	612,6	704	4.099	
		Soñaderos	Inventario	164,3	66	440		
		Abanico	Tigrillos	Prefactibilidad	63,8	50	314	
	Total Amazonas					8.925,3	8.061	46.792

ANEXO 5.16
2 de 3
CATÁLOGO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA DE 1 o MÁS MW

Vertiente	Sistema Hidrográfico	Río	Nombre del Proyecto	Nivel de estudio	Costo total (MM USD)	Potencia instalable (MW)	Energía media estimada (GWh/año)
Pacífico	Arenillas	Arenillas	Tahuín	Prefactibilidad	3,5	4	21
	Cañar	Canal de riego	M.J. Calle	Inventario	3,4	1	10
		Cañar	Gualleturo	Inventario	41,3	28	158
			Raura	Inventario	26,4	16	90
			Tambo	Inventario	25,3	15	88
		Cañar y Tisay	Tisay	Inventario	97,4	50	333
	Esmeraldas	Blanco	Los Bancos	Anteproyecto	75,2	31	179
			Milpe	Anteproyecto	59,4	32	214
		Corazón	Corazón	Inventario	22,7	12	65
		Guayllabamba	Calderón	Prefactibilidad	243,1	147	781
			Chespi	Factibilidad	183,7	167	979
			San Pedro	Inventario	151,6	86	515
			Villadora	Factibilidad	588,6	270	1.191
			Mandariacu Grand	Inventario	253,1	176	771
			Tortuga	Inventario	257,5	161	710
			Palma Real	Prefactibilidad	256,2	152	883
			Llurimaguas	Inventario	281,9	120	587
			Chontal	Factibilidad	145,4	72	444
			Chirapi	Inventario	155,7	54	319
			Cubi	Prefactibilidad	110,2	53	282
			Mindo	Mindo	Anteproyecto	26,7	16
		Pilatón-Sta. Ana-C	Santa Ana	Inventario	49,4	36	205
		San Pedro	Calderón	Anteproyecto	69,9	34	195
			San Pedro II	Inventario	35,3	10	54
		Toachi	Alluriquín	Anteproyecto	106,7	34	194
			Guangaje	Inventario	26,8	15	87
			Isinlivi	Inventario	43,1	22	125
			Las Juntas	Anteproyecto	36,9	25	141
			Yacuchaqui	Inventario	49,2	32	183
			Lelia	Inventario	142,8	64	437
		Tulipe	Tulipe	Inventario	12,8	8	55
		Intag	Pamplona	Anteproyecto	42,0	20	112
		Sarapullo	Sarapullo	Inventario	37,9	27	154
			Atenas	Inventario	18,3	14	85
		Alambí	Alambi	Anteproyecto	13,5	10	54
			Santa Rosa	Inventario	89,2	45	257
			Bellavista	Inventario	16,4	12	84
			Nanegal	Inventario	9,1	6	41
	Tandayapa		Inventario	7,9	5	28	
		Nanegalito	Inventario	4,9	3	22	
	Cristopamba-Apué	Intag 1	Inventario	51,3	41	233	
	Saloya / Cinto	Cinto	Inventario	30,2	19	93	
	Quebrada El Batar	Guápulo	Prefactibilidad	4,5	3	22	
	Guayas	Alausí-Guasuntos	Alausí	Inventario	30,1	8	43
		Chanchán	Chanchán	Prefactibilidad	19,4	8	47
		Chimbo-Guaranda	Chimbo-Guaranda	Inventario	10,5	4	26
		Chuquiraguas	Chuquiraguas	Inventario	18,2	6	32
		Cochapamba-Rayó	Rayo	Inventario	42,8	8	43
		Cristal	Balsapamba	Anteproyecto	21,7	8	47
		La Playa (Tablas)	Caluma Alto	Prefactibilidad	54,4	21	110
		Limón-Chazo	Echeandia Alto	Prefactibilidad	57,2	18	100
		Pangor	Pangor I	Inventario	44,7	14	80
		Pita	Caluma Bajo	Fact. Avanzada	37,5	12	64
		Quindigua	Pucayacu 1	Inventario	18,9	5	32
		Salunguire	Salunguire	Inventario	2,8	2	11
		Soloma	Echeandia bajo 2	Prefactibilidad	27,2	8	50
		Suquibí	Campo Bello	Inventario	2,7	2	11
Toachi		Blanco	Inventario	23,5	8	46	
Toachi Grande	Monte Nuevo	Inventario	3,5	3	19		

ANEXO 5.16					3 de 3			
CATÁLOGO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA DE 1 o MÁS MW								
Vertiente	Sistema Hidrográfico	Río	Nombre del Proyecto	Nivel de estudio	Costo total (MM USD)	Potencia instalable (MW)	Energía media estimada (GWh/año)	
Pacífico	Jubones	Casacay	Casacay	Inventario	16,8	6	35	
		Chillayacu	Chillayacu	Inventario	10,1	4	26	
		El Burro	El Burro	Inventario	19,8	11	60	
		Ganancay	Ganancay	Inventario	10,0	2	15	
		Jubones	La Unión	Inventario	93,4	40	227	
			Minas	Factibilidad	421,3	337	1.661	
		León	Susudel	Inventario	26,7	16	90	
		Mandur	Mandur	Inventario	16,8	8	44	
		Oña	Oña	Inventario	19,4	5	30	
		Paquishapa	Paquishapa	Inventario	40,6	26	148	
		Rircay	Rircay	Inventario	10,6	3	21	
		San Francisco	San Francisco II	Inventario	18,7	9	54	
		Shincata	Shincata	Anteproyecto	29,0	15	85	
		Uchucay	Uchucay	Inventario	20,7	8	48	
		Udushapa	Udushapa I	Inventario	38,3	28	158	
			Udushapa II	Inventario	25,0	24	134	
		Vivar	Vivar	Inventario	14,1	6	34	
	Mira	Blanco	Blanco	Inventario	22,6	16	88	
			Sigsipamba	Inventario	15,6	11	62	
		Chamachán	Mariano Acosta	Inventario	6,7	2	11	
		Chilma	Chilma	Inventario	43,1	24	139	
		Chinambi	Chinambi	Inventario	9,8	5	30	
		Chota	Chota	Inventario	95,1	75	448	
		El Angel	El Angel	Inventario	35,9	19	109	
		Escudillas	Escudillas	Inventario	35,2	27	155	
		La Plata	El Laurel	Inventario	7,4	2	16	
			Plata	Inventario	21,8	14	81	
		Mira	Guayabal	Inventario	67,8	40	238	
			Mira 1	Inventario	65,0	46	271	
			Mira 2	Inventario	73,5	48	283	
			Parambas	Inventario	89,9	40	208	
		San Miguel	Palmar	Inventario	13,9	8	44	
		Santiaguillo	La Concepción	Inventario	9,7	3	22	
		Apaquí	Apaquí	Fact. Avanzada	51,4	36	265	
	Puyango	Luis	Río Luis	Fact. Avanzada	27,4	16	97	
			Río Luis-2 (2)	Inventario	4,2	1	8	
		Puyango	Marcabelí	Factibilidad	523,4	161	910	
	Cayapas	Negro	Negro	Prefactibilidad básica	64,1	34	265	
		Puniyacu	Puniyacu	Prefactibilidad básica	64,6	35	275	
		Agua Clara	Agua Clara	Prefactibilidad básica	41,4	20	153	
		Bravo Grande	Bravo Grande	Prefactibilidad básica	37,2	10	78	
		Lachas	Lachas	Prefactibilidad básica	17,1	6	47	
		Tululbi	Tululbi	Inventario	14,3	2	11	
	Catamayo	Catamayo	Lucarquí	Anteproyecto	28,4	9	50	
		Solanda	Solanda	Inventario	11,9	5	30	
	Total Pacífico					6.651	3.540	19.595
	Total general			145	Proyectos	15.576	11.602	66.386

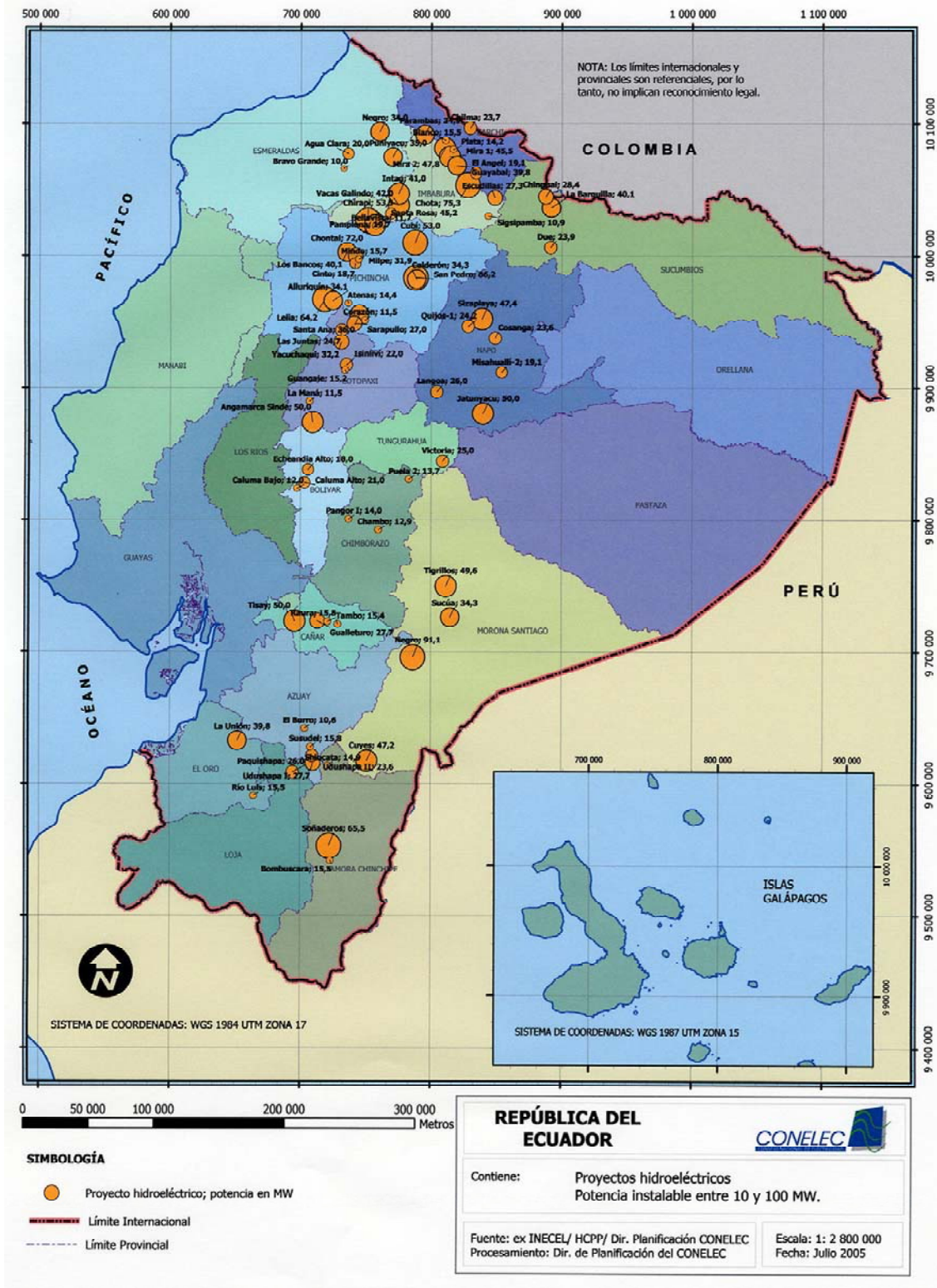
Anexo 5.17

**PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS
POTENCIA INSTALABLE MAYOR A 100 MW**



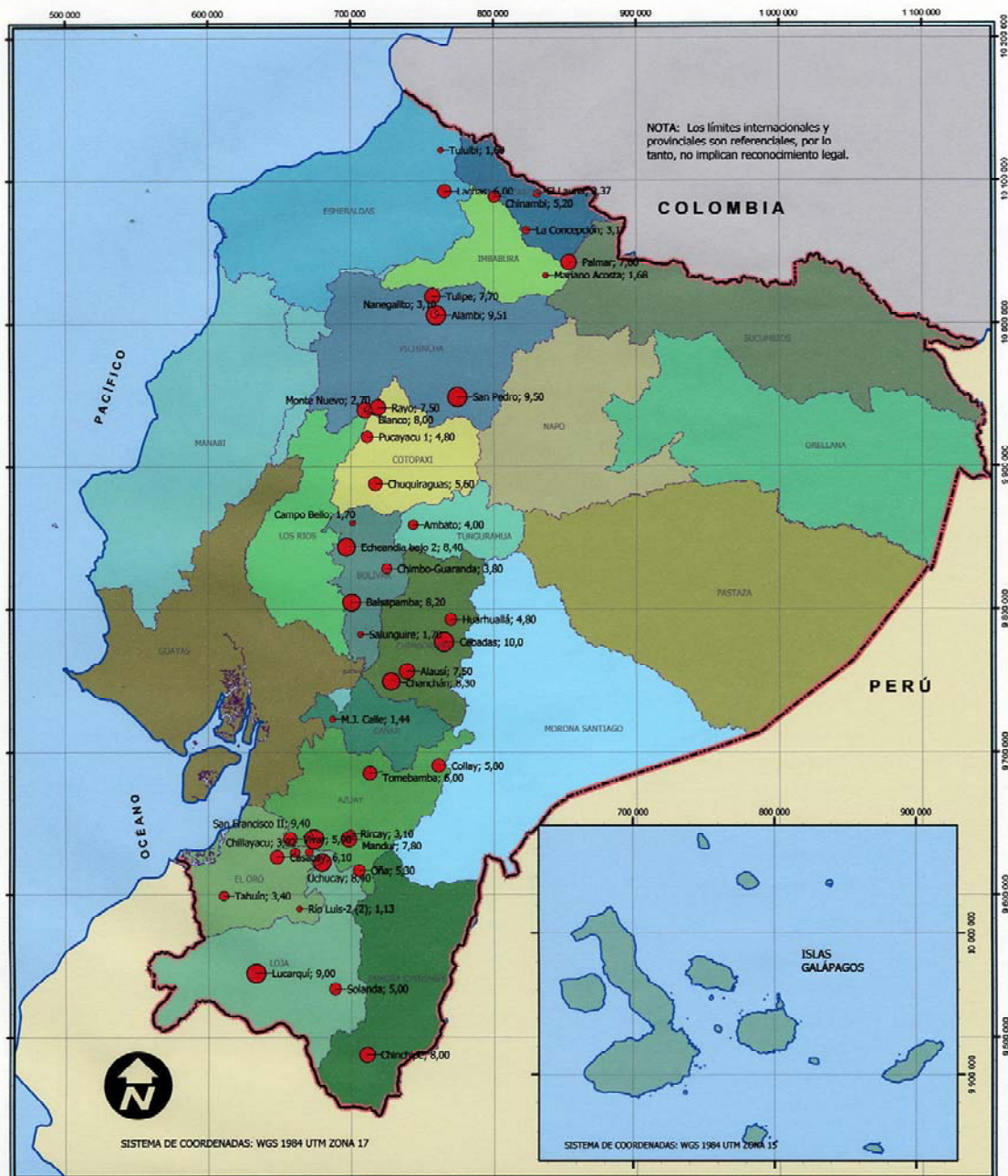
Anexo 5.18

**PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS
POTENCIA INSTALABLE ENTRE 10 Y 100 MW**



Anexo 5.19

PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS POTENCIA INSTALABLE ENTRE 1 Y 10 MW



0 50 000 100 000 200 000 Metros

SIMBOLOGÍA

- Proyecto hidroeléctrico; potencia en MW
- Límite Provincial
- Límite Internacional

REPÚBLICA DEL ECUADOR



Contiene: Proyectos hidroeléctricos.
Potencia Instalable entre 1 y 10 MW.

Fuente: ex INECEL/HCPP/Dir. Planificación CONELEC
Procesamiento: Dir. de Planificación del CONELEC

Escala: 1: 2 800 000
Fecha: Julio 2005

ANEXO 5.20			
PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS CONSIDERADOS EN LA MODELACIÓN CON SUPER			
NOMBRE	CAPACIDAD NOMINAL (MW)	RIO	COSTO DE INVERSION (MM USD)
SAN FRANCISCO	212,0	Pastaza	244
MAZAR	190,0	Paute	300
SIBIMBE	15,8	Sibimbe	22
ABANICO	15,0	Abanico	15
CALOPE	15,0	Calope	18
ABITAGUA	177,0	Pastaza	215
SOPLADORA	312,0	Paute	316
CHESPI	167,0	Guayllabamba	177
VILLADORA	270,0	Guayllabamba	589
APAQUI	44,0	Apacuí	62
TOACHI PILATON	190,0	Pilatón-Toachi	224
ANGAMARCA SINDE	29,0	Angamarca-Sinde	49
GUALAQUIZA	800,0	Zamora	892
SAN MIGUEL	704,0	Zamora	613
QUIJOS	50,0	Papallacta-Quijos	74
SABANILLA	30,0	Sabanilla	40
MINAS	337,0	Jubones	421
RIO LUIS	15,5	Luis	27
TIGRILLOS	49,6	Abanico	64
TOPO	22,8	Topo	36
OCANA	26,0	Ocaña	47
SIGCHOS	18,0	Toachi	21
PILALO 3	10,8	Pilalo	13
JONDACHI	12,0	Jondachi	19
ABANICO 2	22,5	Abanico	18
CALUMA BAJO	12,0	La Playa-Escaleras	18
DELSI-TANISAGUA	105,0	Zamora	104
CODO CODO 1500	1500,0	Coca	987
CODO SINCLAIR 1	432,0	Coca	472
CODO SINCLAIR 2	427,0	Coca	275

PROYECTOS TERMOELÉCTRICOS CONSIDERADOS EN LA MODELACIÓN CON SUPER			
NOMBRE	CAPACIDAD EFECTIVA (MW)	COSTO DE INVERSION (mill USD)	COMBUSTIBLE
TERMORIENTE	270	240	RESIDUO
CICLO COMBINADO	150	135	GAS NATURAL
CICLO COMBINADO	150	135	GAS NATURAL
CICLO COMBINADO	150	135	GAS NATURAL
2 MACHALA POWER	95	76	GAS NATURAL
3 MACHALA POWER	87	44	GAS NATURAL
INTERCON-COL2	250	36	N.A.
INTERCON-PE1	90	14	N.A.
POWER BARGE 2	50	32	BUNKER
KEPPEL	150	80	RESIDUO
ARENILLAS	150	60	GAS PERU

