

INFORME DE CALIFICACIÓN

## **EMPRESA GENERADORA DE ELECTRICIDAD ITABO, S.A.**

Mayo 2007

[www.feller-rate.com.do](http://www.feller-rate.com.do)

*Los informes de calificación elaborados por Feller Rate son publicados anualmente. La información presentada en estos análisis proviene de fuentes consideradas altamente confiables. Sin embargo, dada la posibilidad de error humano o mecánico, Feller Rate no garantiza la exactitud o integridad de la información y, por lo tanto, no se hace responsable de errores u omisiones, como tampoco de las consecuencias asociadas con el empleo de esa información. Es importante tener en consideración que las calificaciones de riesgo de Feller Rate no son, en caso alguno, una recomendación para comprar, vender o mantener un determinado título, valor o póliza de seguro. Si son una apreciación de la solvencia de la empresa y de los títulos que ella emite, considerando la capacidad que esta tiene para cumplir con sus obligaciones en los términos y plazos pactados.*

*Prohibida la reproducción total o parcial sin la autorización escrita de Feller Rate.*

**EMPRESA GENERADORA  
DE ELECTRICIDAD ITABO, S.A.**

**SOLVENCIA** A

**PERSPECTIVAS** Estables

Contactos: Héctor Salcedo; Fono: (809) 566-8320 / Manuel Acuña; Fono: (562) 757-0445

**Clasificaciones**

	Septiembre 2005	Noviembre 2005	Abril 2006	Noviembre 2006	Mayo 2007
Solvencia	A	A	A	A	A
Perspectivas	Estables	Estables	Estables	Estables	Estables
Bonos Corporativos (hasta RD\$ 1.000 millones)		A	A	A	A

**FUNDAMENTACION**

La calificación “A” asignada a la solvencia y bonos corporativos de Itabo responde principalmente a su adecuado perfil de negocios, sustentado en una destacada posición competitiva como empresa generadora de electricidad, sus ingresos provenientes de una cartera de contratos de venta de largo plazo, y al soporte que proveen el accionista controlador AES en la operación de la empresa y el gobierno dominicano para el fortalecimiento del sector eléctrico. AES y el Estado de RD poseen 50% y 49,97% de Itabo, respectivamente. Considera, asimismo, la exposición de Itabo a eventuales debilitamientos en la capacidad de pago de contrapartes comerciales, que corresponden a empresas de distribución eléctrica.

Itabo posee una potencia total efectiva de 433 MW, que representa un 15% de la capacidad disponible del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI). En 2006, la generación de energía de Itabo llegó a 1.538 GWh, equivalente al 15% de la energía producida en el SENI (tercer mayor aporte al sistema tras Haina y AES Andrés). La producción de Itabo aumentó en 52% respecto de 2005, mientras que sus ventas de energía crecieron en 6%. Su posición competitiva se ve favorecida al disponer de una central a carbón (260 MW) que opera con bajos costos variables en relación al sistema. El plazo (hasta 2016), tamaño (300 MW) y las tarifas (en US\$ e indexada al precio del carbón) de sus contratos de venta limitan la exposición de sus negocios a la variabilidad del mercado spot, del costo del combustible y de la tasa US\$/SRD (dado el calce de moneda entre ingresos y principales costos y deudas).

El mercado energético dominicano opera bajo un esquema marginalista en el que las unidades se despachan según su costo de operación (por su eficiencia la central de carbón de Itabo está entre las preferentemente despachadas). Dado que la matriz de generación del sistema es mayoritariamente térmica-diesel, sumado al incremento en los costos de combustibles, el sistema ha presentado altos precios spot. Itabo está enfocado en una estrategia para continuar aumentando la disponibilidad operativa de su central a carbón y cumplir con sus contratos sin tener que recurrir a compras significativas de energía en el mercado spot, situación que mejora su posición de costos. Esto, en conjunto con potenciales eficiencias en abastecimiento, al operar sus nuevas instalaciones portuarias (operativas desde octubre de 2006), favorece la obtención de mejores márgenes y mayor capacidad de generación de Ebitda.

En 2006, las mejorías en la cadena de pago del sector eléctrico y en las operaciones de Itabo, se reflejaron en un significativo

fortalecimiento de su generación interna de flujos de caja. Ello, en conjunto con los recursos disponibles tras la colocación internacional de bonos, derivó en una fuerte posición de liquidez. Los fondos obtenidos en dicha colocación están siendo utilizados para fines corporativos, que puede incluir el pago de dividendos, refinanciar pasivos y el financiamiento de inversiones y capital de trabajo. No obstante los relevantes pagos de dividendos realizados en 2006, Feller Rate considera que Itabo continuará manteniendo en el mediano plazo importantes recursos en caja, representando una sólida medida de protección, liquidez y flexibilidad financiera. Esta última, también se ve favorecida por un perfil de vencimientos de deuda no significativos hasta 2013. Pese al aumento del endeudamiento financiero total experimentado en 2006, a diciembre de ese año, la relación entre deuda financiera neta y Ebitda anual fue de 2,1 veces. Feller Rate espera que dicho indicador de endeudamiento se mantenga relativamente estable en el corto y mediano plazo. La deuda en bonos locales a tasa fija alcanza a RD\$ 350 millones, vence en agosto de 2007 y representa sólo un 7% de la deuda financiera total.

Feller Rate se mantendrá monitoreando la influencia en Itabo de la evolución del desempeño de empresas distribuidoras y del plan integral del gobierno dominicano para darle auto-sostenibilidad al sector eléctrico. Entre las medidas contempladas por dicho plan, se encuentra la intención del gobierno de renegociar las condiciones establecidas en contratos de compra-venta con los generadores.

**Resumen Financiero**

(Cifras en miles de RD\$)

	2004	2005	2006
Ingresos	5.607.024	5.510.124	6.087.342
EBITDA	1.225.698	1.004.815	998.351
Utilidad (pérdida) del período	590.395	1.173.823	1.523.731
Flujo Caja Neto de Operación (FCNO)	211.199	312.979	1.596.045
Saldo de Efectivo	106.826	327.125	2.751.214
Margen Ebitda sobre ingresos	21,9%	18,2%	16,4%
Pasivos totales / Patrimonio	0,39	0,26	0,84
Deuda Financiera / Patrimonio	0,04	0,06	0,66
Activos Corrientes / Pasivos Corrientes	1,89	2,29	4,32
Saldo Efectivo / Deuda Fin. corto plazo	35%	104%	596%
Ebitda / Gastos Financieros	3,3	8,4	3,8
Deuda Financiera / Ebitda	0,2	0,5	4,9
Deuda Financiera Neta / Ebitda	0,2	0,2	2,1
Deuda Financiera / FCNO	1,4	1,6	3,0

*Ebitda = Resultado operacional antes de gastos por depreciación y amortización de activos*

## ITABO

---

### HECHOS RELEVANTES

- *Colocación de bonos corporativos en el mercado local.* En 2006, Itabo colocó bonos por RD\$ 350 millones en el mercado dominicano, con una tasa fija de 16% anual y vencimiento final en agosto de 2007.
- *Colocación de bonos en el mercado internacional.* En octubre de 2006, a través de su filial Itabo Finance, Itabo colocó bonos por US\$ 125 millones en el mercado internacional, con una tasa fija de 10,875% anual y con un solo vencimiento de capital (tipo bullet) en octubre de 2013. Los bonos fueron emitidos bajo la regla 144-A y regulación S de la SEC.
- *Pago de dividendos.* En 2006, Itabo totalizó pagos de dividendos a sus accionistas por US\$ 87,5 millones.
- *Inicia operaciones el Muelle Internacional de Itabo.* En octubre de 2006, comenzó a operar el nuevo puerto de Itabo, recibiendo cuatro embarcaciones de carbón al cierre del año.
- *Alto promedio de cobranza de cuentas a clientes.* En 2006, Itabo alcanzó un promedio anual de recolección de los vencimientos de sus cuentas por cobrar a clientes (empresas distribuidoras y generadoras eléctricas) superior al 100%, manteniendo desempeños promedios trimestrales superiores a un 83%.
- *Alto nivel de generación en Itabo.* En 2006, Itabo alcanzó el nivel de generación de energía anual más alto desde que inició sus operaciones, con 1.538 GWh y un crecimiento de 52% respecto del año anterior. Esto le permitió reducir considerablemente sus compras de energía en el mercado spot. En 2006, las ventas de energía de Itabo aumentaron en un 6% y el consumo total en el sistema creció en un 9%, impulsado por un alza del PIB dominicano de un 10%.
- *Iniciativa para penalizar el fraude eléctrico.* En 2006, se iniciaron las gestiones legislativas para modificar la Ley Eléctrica de manera de penalizar el fraude eléctrico por parte de consumidores.
- *Mejoría en índice de recuperación de ventas de empresas distribuidoras.* El índice CRI, que mide el porcentaje de efectivo recuperado respecto de los despachos de energía realizados por las empresas distribuidoras (influenciado por el nivel de facturación y cobranza de las energía efectivamente consumida), mejoró en 2006 hasta alcanzar un nivel promedio de las empresas cercano a 60% (nivel exigido por los organismos financieros internacionales que apoyan el plan de mejoramiento del sector eléctrico realizado por el gobierno).
- *Inicio de renegociación de contratos de venta de potencia y energía entre Itabo y el gobierno dominicano.* En febrero de 2007 Itabo recibió una comunicación de la Comisión Negociadora de Contratos del Sector Eléctrico con una propuesta de modificación de los contratos comerciales de largo plazo con empresas distribuidoras eléctricas. Posteriormente, Itabo respondió esa comunicación con una contrapropuesta. A la fecha, la empresa ha informado que no es posible predecir el resultado final y la fecha de término de las negociaciones. Sin embargo, dada la favorable posición de servicios y costos de Itabo en relación al parque generador del sistema, Feller Rate espera que los resultados de esta renegociación no afecte el perfil de negocios de la empresa. Con todo, Feller Rate se mantendrá monitoreando eventuales efectos financieros desfavorables para la empresa y sus potenciales implicancias.

## ITABO

---

### FORTALEZAS Y RIESGOS *Fortalezas*

- *Posición competitiva.* Itabo mantiene una favorable posición competitiva en el mercado energético de República Dominicana, caracterizado por una alta presencia de centrales térmicas y elevados costos marginales. Las unidades de vapor-carbón de Itabo, que totalizan 260 MW de capacidad instalada, se encuentran entre los menores costos de generación del mercado, favoreciendo su despacho al sistema.
- *Situación de contratos.* La empresa mantiene contratos de abastecimiento de energía de largo plazo con tres las compañías de distribución de República Dominicana, por 300 MW, con vencimiento en 2016. Los contratos están denominados en dólares e indexados a la variación del precio del carbón y al CPI de Estados Unidos.
- *Adecuado nivel de endeudamiento, alta liquidez y fuerte flexibilidad financiera.* La empresa mantiene un nivel de endeudamiento adecuado respecto de su capacidad de generación interna de flujos de caja. Como protección crediticia adicional, la empresa mantiene un alto nivel de liquidez con fondos disponibles y su acceso a los mercados financieros y el perfil de vencimientos de sus deudas se traducen en una favorable flexibilidad financiera.
- *Administración.* El control de la administración de la compañía está en manos de inversionistas privados con importante experiencia en el sector de generación eléctrica, tanto a nivel local como internacional. La presencia de AES Corp en la propiedad se ha traducido en un importante soporte administrativo, técnico y operacional. Cabe destacar que el Estado dominicano también participa en la propiedad de Itabo.
- *Disponibilidad de moderno muelle para recepción de combustible y de la capacidad internacional del Grupo AES para compras y abastecimiento de carbón.* En 2006, comenzó a operar un nuevo muelle de descarga que le entrega mayor autonomía y eficiencia en los costos asociados al transporte de carbón hacia las plantas de la empresa.
- *Incentivos para que el gobierno dominicano fortalezca la operación del sector eléctrico, su regulación y su institucionalidad.* El gobierno dominicano, con la participación de las instituciones y operadores del sector, ha diseñado un plan integral de desarrollo para el período 2006-2012, con el propósito de que el sector eléctrico alcance una posición auto-sostenible y una operación más estable y eficiente. Condiciones impuestas en acuerdos entre el Estado dominicano y organismos multilaterales (Banco Mundial y Fondo Monetario Internacional) constituyen fuertes incentivos para que el gobierno mantenga un adecuado soporte sobre el sector eléctrico y promueva condiciones que favorezcan su fortalecimiento y auto-sostenibilidad. Entre las metas establecidas para el sector se encuentran: un incremento en la capacidad de abastecimiento del sistema eléctrico (respecto de la demanda potencial) y la obtención de importantes mejoras en la eficiencia operacional y capacidad de cobro y recuperación de cuentas por parte de las distribuidoras eléctricas.

## ITABO

---

### *Riesgos*

- *Morosidad de contrapartes.* Si bien Itabo mantiene una sana situación financiera, este aspecto podría verse afectado por las eventuales dificultades en la capacidad de pago que puedan experimentar sus contrapartes comerciales, principalmente las empresas distribuidoras eléctricas, en el mercado eléctrico dominicano. Históricamente en República Dominicana las empresas distribuidoras eléctricas han presentado débiles desempeños operacionales, relacionados con sus niveles de pérdidas de energía y cobranza a clientes, problemas que a su vez pueden afectar sus capacidades de pago a empresas generadoras. En contraposición, cabe destacar que durante 2006 y 2007, la cadena de pagos ha presentado un adecuado desempeño para los consumos corrientes de las empresas distribuidoras, favorecida por el apoyo del gobierno dominicano, los Acuerdos Generales del Sector Eléctrico realizados anualmente desde 2005 (que además han permitido regularizar montos importantes de cuentas impagas) y una tendencia a mejorar la gestión de recuperación de ventas por parte de las distribuidoras.
- *Dependencia del sector eléctrico dominicano del aporte de subsidios por parte del gobierno y de la influencia de las decisiones del gobierno respecto de su institucionalidad y regulación.* Las tarifas máximas aplicables a clientes finales regulados se encuentran actualmente fijadas por el gobierno, que debe pagar subsidios a las empresas distribuidoras para cubrir el déficit entre la tarifa efectivamente cobrada y la tarifa regulada, que técnicamente permite cubrir en forma adecuada los costos de generación, transmisión y distribución (la tarifa técnica a pagar por clientes finales contempla un esquema de “traspaso” de costos de generación y transmisión por parte de distribuidoras más un valor agregado de distribución). No obstante, el gobierno ha definido un plan para tender a reducir sus aportes de subsidios y que finalmente el sector alcance una posición auto-sostenible. Cabe destacar que, entre las medidas contempladas por este plan, se encuentra la intención del gobierno de renegociar las condiciones establecidas en contratos de venta de largo plazo entre generadores y distribuidores.

## ITABO

### ESTRUCTURA CORPORATIVA, ADMINISTRACION Y PROPIEDAD

La estructura accionaria de Itabo está conformada en un 50% por inversionistas privados y en un 49,97% por el Estado Dominicano (a través del FONPER) y un 0,03% por privados accionistas ex empleados de CDE.

#### Principales accionistas

	%
FONPER	49,97
AES Gener S.A.	25,01
Coastal Itabo Ltd.	24,99
Privados ex empleados CDE	0,03
<b>Total</b>	<b>100,0</b>

La administración de la compañía está en manos de los inversionistas privados, según se estableció en los contratos de administración firmados durante el proceso de capitalización.

Itabo es filial de AES Corp., una compañía que participa en negocios de generación y distribución eléctrica a nivel global. AES Corp. está calificada “BB-“ por Standard and Poor’s en escala internacional.

AES está presente en República Dominicana desde 1997, acumulando inversiones por más de US\$ 800 millones. La gestión de sus negocios en el país la realiza a través de AES Dominicana, conformada por un experimentado equipo de directivos y administración.

Actualmente, AES participa en la propiedad de empresas generadoras de electricidad. Posee el 50% de las acciones de Itabo y 100% de las acciones en Andrés y DPP. Además, introdujo al mercado energético dominicano el gas natural a través de la terminal marítima instalada por Andrés.

Hasta noviembre de 2004, AES también era dueño del 50% de las acciones de la empresa de distribución eléctrica EDE Este, fecha en que esa participación fue vendida a un fondo de inversión. En la propiedad de EDE Este también se encuentra el Estado Dominicano. AES Dominicana posee un contrato para administrar las actividades de operación y mantenimiento de EDE Este, el cual tiene vigencia desde 2004 hasta 2014.

### NEGOCIOS Y POSICION COMPETITIVA

#### *Estructura de la industria y esquema regulatorio*

A mediados de la década de los años 90 se inició un proceso de reorganización del sector eléctrico dominicano, con el propósito de incorporar a inversionistas privados. Antes de ese proceso, toda la actividad de generación, transmisión y distribución eléctrica pertenecía al Estado. En una primera etapa, el Estado firmó contratos de suministro eléctrico con productores privados independientes (PPIs). Posteriormente, se capitalizó a 2 empresas generadoras térmicas (Haina e Itabo) y a 3 empresas distribuidoras (EDE Este, EDE Sur y EDE Norte, que abarcan todo el mercado geográfico minorista), mediante la venta del 50% de sus acciones a inversionistas privados (incluyendo el control de la administración y operación), manteniendo el Estado el resto de las acciones de estas empresas. Además, el

## ITABO

---

Estado mantuvo la propiedad de los activos de generación hidroeléctrica y de transmisión. La Corporación de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) lidera y coordina las operaciones de empresas estatales en el sector eléctrico de República Dominicana, la implementación programas de electricidad del Gobierno Dominicano, y la administración de los contratos de compra de energía (PPAs).

La Ley General de Electricidad fue promulgada en 2001, estableciendo las instituciones que conforman el sector eléctrico y las normas que lo regulan. En general, el marco normativo base se mantiene hasta la fecha, no obstante, se han incorporado una serie de reglamentos y resoluciones que forman parte de las reglas legales del sector. Las instituciones corresponden a la Comisión Nacional de Energía (CNE) a cargo de de la regulación sectorial, una Superintendencia de Electricidad (SIE) encargada de supervisar y controlar el cumplimiento de las normas, y un Organismo Coordinador (OC) que gestiona en forma técnica la operación del sistema eléctrico interconectado dominicano.

El esquema regulatorio, en términos generales, supone la operación de un segmento de generación eléctrica competitivo, cuyas transacciones entre empresas (generadores, distribuidores y consumidores no regulados) pueden operar de dos formas: (1) a través de contratos de compra-venta (PPAs) con plazos y precios establecidos en dichos acuerdos; (2) mediante operaciones “spot” que son valoradas al costo marginal de operación del sistema eléctrico (precio spot).

La operación del sistema eléctrico funciona con una regla que promueve la eficiencia del sistema en costos de generación. El OC está encargado de administrar el sistema de manera que sean despachadas (produzcan energía) las centrales generadoras en orden de mérito, desde la que presente los costos variables más bajos, hasta cubrir la demanda. Los costos variables de la última unidad generadora despachada en cada instante (en el orden de mérito según costo, de menor a mayor), corresponde al costo marginal del sistema o precio spot.

Los generadores pueden establecer contratos de suministro con consumidores finales que presenten una demanda igual o superior a 1,4 MW. Los consumidores de menor tamaño, corresponden a clientes con tarifas reguladas y son atendidos por empresas de distribución eléctrica, las que poseen concesiones geográficas exclusivas (EDE Este, EDE Sur y EDE Norte).

La normativa eléctrica establece tarifas reguladas para los sectores de transmisión y distribución, que mediante un cálculo técnico les permiten cubrir los costos y gastos de operación y rentar las inversiones realizadas en redes.

La tarifa técnica definida para los distribuidores considera el traspaso de sus costos de generación (compras de energía y potencia) y de transmisión a los clientes finales, establece precios expresados en dólares y aplica una fórmula de indexación a combustibles e inflación.

No obstante la existencia de una tarifa técnica regulada aplicable por las distribuidoras a sus clientes, desde 2003 estas empresas están utilizando como valor de cobro a clientes una tarifa fijada por el gobierno. Debido a la crisis económica que comenzó a experimentar República Dominicana en 2003 (período 2003-2004) y el alza que presentó la tarifa técnica, el gobierno incorporó la aplicación de una tarifa fija de cobro a clientes finales, expresada en pesos dominicanos. Asimismo, creó un fondo de estabilización de la tarifa eléctrica, para financiar mediante el

## ITABO

---

pago de subsidios la diferencia entre la tarifa técnica y la tarifa fija, de manera que las distribuidoras no vieran debilitadas sus capacidades de pago y poder reducir los cortes de servicio programados (mecanismos de distribuidoras para evitar mayores pérdidas de energía). Producto de la agudización de los problemas de la economía, el gobierno finalmente suspendió el pago de subsidios y afectó en ese período la cadena de pagos del sector eléctrico, incluyendo la recuperación de ventas de las empresas generadoras. En 2004, el gobierno dominicano recompró la participación de privados en las empresas distribuidoras EDE Sur y EDE Norte.

A partir de 2005, en conjunto con un proceso de recuperación de la economía, la cadena de pagos del sector eléctrico ha mejorado considerablemente, beneficiada por las siguientes medidas del gobierno, entre otros aspectos:

- Se reinició el pago de subsidios. El Estado gastó en 2006 del orden de US\$ 530 millones en subsidios para el sector eléctrico.
- El gobierno autorizó un programa para incrementar el ingreso de distribuidoras hasta en un 30% y la aplicación de una fórmula de indexación a las tarifas respecto de una canasta de precios de combustibles.

Cabe mencionar que la tendencia de apreciación mostrada por el peso dominicano, generó que en algún período la tarifa técnica se ubicara por debajo de la tarifa fija aplicable a clientes, generando un “subsidio negativo”. Sin embargo, la tendencia experimentada por los precios de generación, impulsados al alza debido al aumento del precio de los combustibles, han incrementado la tarifa teórica, revirtiendo la situación anterior.

- La realización de acuerdos de pago en 2005 y 2006 entre generadores, distribuidores y el gobierno, que han permitido reducir las deudas entre los distintos agentes del sector, acumuladas durante el período 2003-2004.

### *Mercado dominicano de energía eléctrica*

La demanda de energía eléctrica se ha comportado en forma relacionada con la evolución del Producto Geográfico Bruto (PGB) dominicano. Entre 2000 y 2003, la demanda creció un promedio anual de 3,6%. En 2004, se redujo en 15%, y en 2005 y 2006, creció un 11% y 12%, respectivamente. En 2005, el consumo neto total de energía alcanzó a 9.694 GWh (96% demandado por distribuidoras) y la demanda máxima a cerca de 1.690 MW. Se estima que este consumo representa entre un 70% y 80% de la demanda potencial, debido principalmente a los cortes de suministro programados, establecidos para acotar las pérdidas sufridas por las distribuidoras.

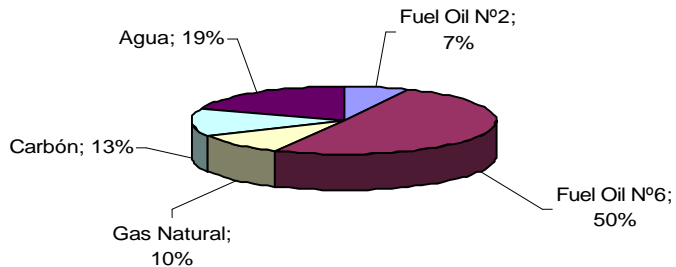
La oferta de generación instalada alcanza al orden de 3.326 MW, que representan aproximadamente 2.700 MW de capacidad disponible y 1.700 MW de potencia firme (potencia que se puede suministrar en las horas punta y con alta seguridad). Para remunerar la potencia de cada generador, se calcula la capacidad firme sobre la base de su tasa de disponibilidad durante las horas de máxima demanda, con una estadística mensual para 10 años o la máxima historia desde el inicio de su operación comercial. Además, existe un sector de consumidores que son auto-productores, que en su conjunto acumulan una capacidad que se estima superior a 300 MW.

En la matriz de producción de energía eléctrica destaca el uso de fuel oil, que representó en 2005 un 57%. La generación del sistema estuvo concentrada en un 81% en centrales termoeléctricas, más una participación de un 19% de centrales

ITABO

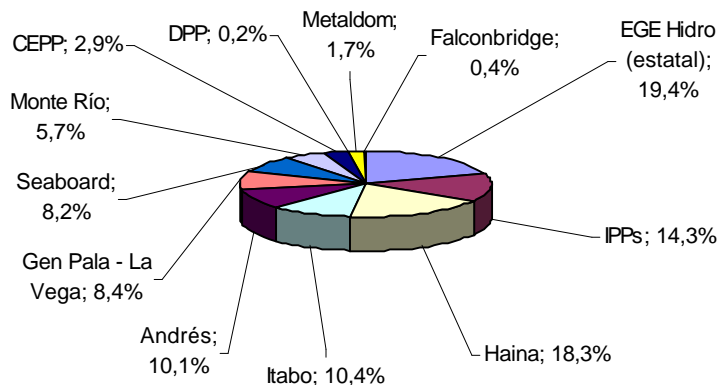
hidroeléctricas. Cabe destacar que 2005 fue un año de alta pluviometría respecto del promedio histórico, situación que benefició la producción de energía hidroeléctrica.

Matriz de generación de energía eléctrica 2005 según fuente de producción



La estructura de la matriz de generación de energía eléctrica es preferentemente térmica, destacando el uso de fuel oil. Esto se ha traducido en precios spot del sistema crecientes (costos marginales), influenciados por la tendencia al alza de los combustibles a nivel internacional. En 2005, el costo marginal promedio anual alcanzó a 76 US\$/MWh, con un alza de 14% respecto del año anterior. Sin embargo, a fines de 2005, el costo marginal máximo alcanzó hasta 100 US\$/MWh. La mayor parte de los contratos de suministro vigentes entre generadores y distribuidores alcanzaron precios para la energía superiores a los 100 US\$/MWh, influenciados por cláusulas de indexación con los precios de mercado de combustibles líquidos. De esta manera, las tarifas técnicas para clientes regulados han superado los 250 US\$/MWh (precio monómico), presentando un nivel considerablemente alto en relación al promedio de otros países de la región.

Participación en la producción de energía eléctrica 2005, por empresas

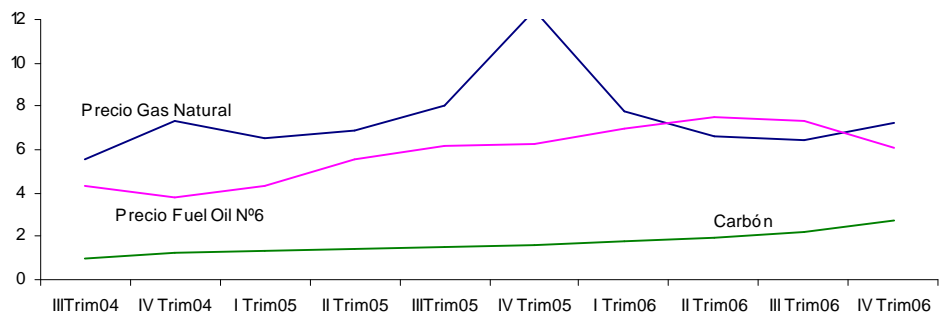


El mercado de generación eléctrica es considerablemente atomizado en número de empresas participantes. En 2005, Itabo aportó el 10% de la energía producida en el sistema eléctrico, mientras que el conjunto de empresas en que AES participa representaron cerca de un 21% (Itabo, Andrés y DPP). Según potencia instalada, Itabo es el segundo mayor grupo generador, tras Haina.

## ITABO

De acuerdo con la organización del orden de mérito de despacho en el sistema, según el costo variable de las centrales, luego de las hidroeléctricas (471 MW instalados), habitualmente se han ubicado las unidades a carbón de Itabo (260 MW), una turbina a carbón de Haina (54 MW) y Andrés (320 MW), a los que luego se agregan unidades de generación a fuel oil N° 6 relativamente eficientes (con un nivel de competitividad dependiente del precio relativo entre el gas natural y el fuel oil N°6), conformando la base de generación del sistema.

Precios Carbón, Gas Natural y Fuel Oil N°6 (US\$/MMBtu)



### Itabo

Itabo inició sus operaciones en septiembre de 1999, desarrollando su actividad en el mercado eléctrico de República Dominicana. La empresa se concentra en la generación de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI).

La compañía mantiene 472 MW como capacidad instalada y 433 MW como capacidad efectiva para operar comercialmente. Destaca sus dos unidades a carbón con una capacidad total de 260 MW, las que poseen estándares de costos de operación altamente competitivos en el mercado dominicano.

El mercado energético dominicano opera bajo un esquema marginalista en el que las unidades son despachadas según su costo de operación. El mix de generación del sistema, sumado al incremento exhibido en los costos de combustibles, ha derivado en altos precios spot (precios de mercado a los cuales se valoran las transacciones entre generadores no sujetas a contratos con precios acordados).

Como consecuencia de la estrategia implementada por la Administración de la Empresa, que consistió en privilegiar la tecnología vapor-carbón, las unidades de la compañía presentan una mejor eficiencia, lo que sitúa a la empresa en una favorable posición competitiva en el mercado. Itabo logró disminuir el costo de generación de sus unidades desde US\$71 por MWh en 2000 a US\$25 por MWh en 2004.

Durante 2004, el bajo costo promedio exhibido fue influenciado por los contratos de suministro de carbón que mantenía la compañía, los que le permitieron realizar compras a un promedio efectivo menor que de los precios vigentes, a pesar del incremento de precios que experimentó el mercado internacional.

## ITABO

A partir de 2005, la empresa ha enfrentado un escenario de precios de carbón al alza, que han reflejado mayormente la situación internacional, debido al vencimiento de contratos de compra de largo plazo y la negociación de nuevas condiciones de precio acordes a los valores vigentes en el mercado internacional. Entre 2006 y 2004, Feller Rate estima que el costo variable de generación aumentó del orden de un 35% expresado en dólares. Cabe destacar, que las tarifas de venta de energía establecidas en contratos de venta contemplan una indexación a los cambios en el precio de referencia de mercado del carbón, situación que reduce los efectos en el margen de venta de aumentos de costos de compra de combustible.

Asimismo, los costos marginales (precios spot de mercado) de la energía en el sistema han mostrado una tendencia creciente, debido al alza general en el precio de los combustibles en los mercados internacionales y la fuerte presencia de centrales térmicas en el parque generador del sistema. Itabo ha requerido realizar compras de energía en el sistema para cubrir sus contratos de venta. Sin embargo, el aumento de su generación propia le ha permitido reducir su exposición a realizar compras en el mercado. La estrategia de Itabo es mantener la tendencia de aumentar su generación propia de energía, la que posee un costo significativamente más bajo. En 2006, un 84% de sus ventas de energía fueron cubiertas con su propia generación, mientras en 2005 éstas representaron un 60%.

### Balance Físico de Energía – ITABO

(Energía en GWh - Nota\* = corresponde al saldo neto entre compras y ventas en el mercado)

	2004	2005	Var%	2005	2006	Var%
Producción Itabo	937	1.010	8%	1.010	1.538	52%
Compras netas totales*	467	716	53%	716	288	-60%
<b>Total Producción y Compras</b>	<b>1.404</b>	<b>1.726</b>	<b>22%</b>	<b>1.726</b>	<b>1.826</b>	<b>6%</b>
<b>Total Ventas</b>	<b>1.404</b>	<b>1.726</b>	<b>22%</b>	<b>1.726</b>	<b>1.826</b>	<b>6%</b>

Itabo posee contratos de ventas pactados hasta 2016 con las empresas de distribución eléctrica EDE Este, EDE Sur y EDE Norte, por un total de 300 MW de potencia.

Las empresas distribuidoras han enfrentado dificultades derivadas de elevadas tasas de hurto de energía, dificultades de cobranza y otros problemas operativos, que han afectado al sector energético dominicano en su totalidad.

El segmento de distribución en República Dominicana se ha caracterizado por presentar altos niveles de pérdidas de energía (técnicas+hurtos), generadas principalmente debido a robos de electricidad. Las autoridades estiman que influye una débil legislación respecto de la persecución y castigo del hurto de electricidad. En el período 2001-2005, las pérdidas de energía en el sistema de distribución han fluctuado entre niveles de 35% y 45%.

Las empresas de distribución han enfrentado, además, dificultades de cobranza por desfavorables comportamientos de pago de clientes. El 2004, el sector distribución cerró el período con un nivel de cobranza de 77%. Al agregar pérdidas físicas cercanas al 40%, el índice de recuperación de efectivo (CRI = índice ponderado de pérdidas e incobrabilidad = [facturación/suministro]x[cobro/facturación]) se ubicó bajo el 50%.

## ITABO

---

Desde 2004 a 2006, la situación ha tendido a mejorar en forma moderada. A mediados de 2006, el sector mostraba un CRI del orden de 55%, con pérdidas reduciéndose a niveles bajo 40% y rangos de cobranza acercándose a 90%. El objetivo sectorial para 2006 es llegar a un CRI de 60%. El gobierno dominicano tiene incentivos para contribuir al logro de mejoras en el desempeño de distribuidoras, debido a que forma parte de los compromisos establecidos en préstamos al Estado otorgados por organismos multilaterales.

El gobierno dominicano inició en 2005 un plan destinado a subsanar la crisis por la que atraviesa el sector. Las empresas distribuidoras y generadoras, en conjunto con organismos gubernamentales y regulatorios, firmaron en marzo de 2005 un acuerdo por el que las primeras se comprometen a pagar la totalidad de la facturación recibida durante 2005 y a trabajar con las otras partes en los acuerdos necesarios para la materialización de los pagos de deudas acumuladas hasta 2004. Este Acuerdo General del Sector Eléctrico se ha mantenido en 2006 y 2007.

En 2005 y 2006, el gobierno dominicano estructuró un plan destinado a subsanar la crisis por la que atraviesa el sector. Los planteamientos incluyen medidas para resolver las pérdidas operacionales del sistema, mejorar las condiciones regulatorias, introducir tarifas sustentables, obtener financiamiento multilateral y mejorar la calidad del servicio, entre otros.

El gobierno y una comisión del Banco Mundial han revisado conjuntamente los planes dirigidos a subsanar esta crisis. El presupuesto nacional contempla importantes recursos destinados a apoyar al sector.

### *Plan Integral del Sector Eléctrico Dominicano*

El gobierno dominicano inició la implementación de un plan integral del sector eléctrico para el período 2006-2012, con el propósito de lograr la auto-sostenibilidad financiera del sector, reducir los precios al consumidor, operar con los mejores estándares de calidad y servicio establecidos por normas técnicas, y mejorar las condiciones para atraer inversiones y promover una mayor competitividad en el mercado.

El gobierno tiene fuertes incentivos para contribuir al logro de estos objetivos en forma integral y monitorear adecuadamente el desempeño del sector, debido a que su fortalecimiento es un aspecto relevante en los acuerdos de financiamiento del Estado adquiridos con organismo multilaterales.

Entre las acciones definidas se encuentran: aplicar programas y estrategias anti-robo, mejorar la cobranza, y el financiamiento de inversiones en distribución; revisar y mejorar la estructura tarifaria; expandir la red de transmisión; diversificar el sector generación instalando plantas de carbón; expandir la capacidad de generación hidroeléctrica.

Entre las tareas definidas por el plan del gobierno, también se encuentra la renegociación de contratos de venta entre generadores y distribuidores, pudiendo afectar precios y plazos. No existen aún definiciones concretas al respecto. No obstante, Feller Rate estima que la posición de Itabo está relativamente menos expuesta que la mayor parte de los generadores del sistema, al encontrarse actualmente entre los contratos con valores relativos más bajos y ubicarse entre las centrales generadoras más eficientes en costos del sistema.

ITABO

SITUACION FINANCIERA

Principales cifras e indicadores

	Miles de RD\$	2004	2005	2006	Var06/05
<b>Ingresos</b>	<b>5.607.024</b>	<b>5.510.124</b>	<b>6.087.342</b>		10%
<b>Costos</b> (operación y mantenimiento)	<b>-4.007.942</b>	<b>-4.115.223</b>	<b>-4.612.186</b>		12%
<b>Gastos</b> (generales, admin., ventas)	<b>-373.383</b>	<b>-390.086</b>	<b>-476.805</b>		22%
<b>EBITDA</b>	<b>1.225.698</b>	<b>1.004.815</b>	<b>998.351</b>		-1%
Depreciación y Amort. Intangibles	-300.222	-302.711	-247.269		-18%
<b>Resultado Operacional</b>	<b>925.476</b>	<b>702.104</b>	<b>751.082</b>		7%
Gastos Financieros	-367.579	-119.858	-261.186		118%
Ingresos Financieros	428.382	289.820	285.802		-1%
Otros Ingresos (egresos)	-17.656	23.591	269.878		1044%
Resultado Cambiario	-310.539	288.987	-33.383		-112%
<b>Resultado No Operacional</b>	<b>-267.392</b>	<b>482.540</b>	<b>261.111</b>		-46%
Impuestos y otros	-67.690	-10.821	511.538		-4827%
<b>UTILIDAD (pérdidas)</b>	<b>590.395</b>	<b>1.173.823</b>	<b>1.523.731</b>		30%
<b>Fondos de Operación (FFO)</b>	<b>983.186</b>	<b>1.488.951</b>	<b>1.442.801</b>		-3%
Variación Capital de Trabajo	-771.987	-1.175.972	153.244		-113%
<b>Flujo Caja Neto de Operación (FCNO)</b>	<b>211.199</b>	<b>312.979</b>	<b>1.596.045</b>		410%
Inversiones activos fijos	-43.195	-109.212	-266.191		144%
<b>Flujo Caja Disponible (FCD)</b>	<b>168.003</b>	<b>203.766</b>	<b>1.329.854</b>		553%
Movimientos de capital patrimonial					
Distribución de dividendos		-200.000	-2.882.551		1341%
Obtención (pago) de deuda neta	-301.376	225.582	4.359.295		1832%
Otros flujos de caja netos	0	-9.050	-382.509		4127%
<b>Flujo Caja Neto del período</b>	<b>-133.373</b>	<b>220.299</b>	<b>2.424.090</b>		1000%
Caja inicial	240.199	106.826	327.125		206%
<b>Caja final</b>	<b>106.826</b>	<b>327.125</b>	<b>2.751.214</b>		741%
Efectivo y equivalentes	106.826	327.125	2.751.214		
Cuentas por cobrar clientes	3.498.384	1.617.465	3.433.502		
Inventarios	644.698	398.647	363.604		
Cuentas por cobrar relacionados	2.033	0	200.640		
Otros activos circulantes	131.246	1.078.711	754.250		
<b>Activos Circulantes</b>	<b>4.383.186</b>	<b>3.421.948</b>	<b>7.503.211</b>		
<b>Activos fijos</b>	<b>5.271.630</b>	<b>4.330.781</b>	<b>4.402.284</b>		
Cuentas por cobrar clientes largo plazo	0	2.126.647	0		
Otros activos largo plazo	91.679	188.300	1.621.216		
<b>Activos largo plazo</b>	<b>91.679</b>	<b>2.314.948</b>	<b>1.621.216</b>		
Deuda financiera corto plazo	304.217	314.572	111.467		
Deuda bonos corto plazo	0	0	350.000		
Cuentas por pagar proveedores	1.803.580	982.079	872.449		
Cuentas por pagar relacionados	206.675	151.642	29.496		
Otros pasivos corto plazo	10.341	48.017	371.809		
<b>Pasivos Circulantes</b>	<b>2.324.812</b>	<b>1.496.310</b>	<b>1.735.221</b>		
Deuda bancos largo plazo	0	199.999	4.402.933		
Deuda bonos largo plazo	0	0	0		
Otros pasivos largo plazo	402.095	377.956	30.524		
<b>Pasivos de Largo Plazo</b>	<b>402.095</b>	<b>577.955</b>	<b>4.433.458</b>		
<b>Patrimonio</b>	<b>7.019.588</b>	<b>7.993.412</b>	<b>7.358.031</b>		

Ebitda = Resultado operacional antes de gastos por depreciación y amortización de activos operacionales

ITABO

	Miles de RD\$	2004	2005	2006	
<b>Activos Totales</b>		<b>9.746.496</b>	<b>10.067.677</b>	<b>13.526.710</b>	
<b>Pasivos exigibles totales</b>		<b>2.726.908</b>	<b>2.074.265</b>	<b>6.168.679</b>	
<b>Deuda Financiera</b>		<b>304.217</b>	<b>514.571</b>	<b>4.864.400</b>	
Deuda financiera en RD\$		87.729	299.982	350.000	
Deuda financiera en US\$		216.487	214.589	4.514.400	
		<b>0 a 1 años</b>	<b>1 a 2 años</b>	<b>2 a 3 años</b>	<b>&gt; 4 años</b>
<b>Perfil Vencimientos Deuda</b>		461.467	0	222.933	4.180.000
Covenant Deuda N. / Ebitda (máximo 3,5)		-	-	0,9	Cumple
Covenant Ebitda / Intereses (mínimo 2,25)		-	-	8,3	Cumple
<b><u>Indices financieros</u></b>					
Margen de contribución a costos fijos		43,1%	38,6%	35,4%	
Margen bruto de operación		28,5%	25,3%	24,2%	
Margen EBITDA		21,9%	18,2%	16,4%	
Margen Flujo Fondos Operación		17,5%	27,0%	23,7%	
Margen Flujo Caja Neto Operación		3,8%	5,7%	26,2%	
Rentabilidad Operacional		9,5%	7,0%	5,6%	
Rentabilidad Patrimonial		8,4%	14,7%	20,7%	
Pasivos / Patrimonio		0,39	0,26	0,84	
Deuda Financiera / Patrimonio		0,04	0,06	0,66	
EBITDA / gastos financieros		3,3	8,4	3,8	
FFO / gastos financieros		3,7	13,4	6,5	
Deuda financiera / EBITDA		0,2	0,5	4,9	
Deuda financiera Neta / EBITDA		0,2	0,2	2,1	
FFO / Deuda financiera		323%	289%	30%	
Deuda financiera / FCNO		1,4	1,6	3,0	
Liquidez (AC/PC)		1,89	2,29	4,32	
Efectivo / Deuda corto plazo		35%	104%	596%	
FCNO / Inversiones		489%	287%	600%	
FCD / Deuda financiera		55%	40%	27%	

Itabo posee una buena capacidad de generación operacional de fondos, con niveles de Ebitda que han alcanzado, sostenidamente, del orden de RD\$1.000 a RD\$1.200 millones por año entre 2004 y 2006.

Debido a su buena capacidad operacional, la empresa exhibe favorables coberturas de gastos financieros y deuda, aunque estos indicadores se mostraron volátiles en el tiempo producto de las variaciones experimentadas por los pasivos de la compañía y las tasas de interés en el mercado. No obstante, a diciembre de 2006, la empresa posee un favorable nivel de calce de monedas (ingresos expresados en dólares por definición de tarifas y principales gastos de operación y financieros en dólares) y sus deudas están sujetas a tasas de interés fijas.

## ITABO

---

La colocación de bonos 144-A por US\$ 125 millones en octubre de 2006, a través de una sociedad filial de propósito específico, generó un importante aumento del nivel de endeudamiento de Itabo. En contraposición, con anterioridad la empresa presentaba una estructura financiera muy conservadora, con sólo US\$10 millones de deuda financiera total a junio de 2006. Además, los nuevos bonos poseen una tasa de interés fija (10,875% anual), un perfil de vencimiento de largo plazo (100% del capital adeudado vence en 2013), consideran una serie de restricciones para la empresa (incluyendo límites para endeudamiento adicional y pagos restringidos de dividendos y otros tipos de retiros para accionistas) e incluyen la obligación de mantener una reserva de efectivo equivalente a 6 meses de pago de intereses.

A diciembre de 2006, la empresa presenta una fuerte situación de caja y exhibe una sólida posición de liquidez. Su alto saldo de efectivo disponible cubre en un muy holgado nivel sus compromisos de corto plazo (incluido el vencimiento final de los bonos locales en 2007) y le permite disponer de una fuerte flexibilidad para enfrentar requerimientos mayores de capital de trabajo.

Producto de su favorable capacidad interna de generación de flujos de caja, Itabo presenta una alta cobertura de sus requerimientos de fondos sobre sus requerimientos de inversiones en capital de trabajo y de inversiones. Por lo tanto, no se prevé la adquisición de nuevos créditos que incrementen sus niveles de endeudamiento neto.

El negocio de distribución eléctrica en República Dominicana ha presentado una dependencia de la entrega de subsidios por el Estado e ineficiencias operacionales (pérdidas operativas e incobrabilidad), que en el futuro podrían afectar la posición financiera de las empresas del sector. Esto se ve contrarrestado por el plan integral de desarrollo 2006-2012, diseñado por el gobierno dominicano con el propósito que el sector eléctrico alcance una posición auto-sostenible. Condiciones impuestas en acuerdos entre el gobierno dominicano y organismos multilaterales (Banco Mundial y Fondo Monetario Internacional) constituyen fuertes incentivos para que el gobierno mantenga un adecuado soporte sobre el sector eléctrico y promueva condiciones que favorezcan su fortalecimiento, especialmente de las empresas de distribución.

Cabe mencionar que entre las medidas contempladas por dicho plan integral, se encuentra la intención del gobierno de renegociar las condiciones establecidas en contratos de venta de largo plazo entre generadores y distribuidores. Las tarifas contractuales de Itabo con distribuidoras se encuentran actualmente en valores relativamente más bajos con respecto a la generalidad del sistema, situación que podría acotar su exposición a eventuales modificaciones.

En 2005 y 2006, se materializaron acuerdos de pago entre generadores, distribuidores y la CDEEE, para cancelar cuentas acumuladas entre las partes. Por ello, entre diciembre de 2005 y 2006, el total de cuentas por cobrar a clientes disminuye desde RD\$ 3.750 millones a RD\$ 3.420 millones. Asimismo, el total de cuentas por pagar a proveedores se redujo entre 2004 y 2006 desde RD\$ 1.800 millones a RD\$ 900 millones.

A partir de 2005, la incorporación de subsidios del gobierno se han reestablecidos (para pagos a distribuidoras), generando un adecuado funcionamiento de la cadena de pagos de la operación. En consecuencia, la recuperación de cuentas por parte de Itabo también ha variado favorablemente. La tasa de recolección de cuentas por

## ITABO

---

cobrar a clientes se ha incrementado significativamente, lo que se refleja en el fortalecimiento del flujo de caja neto proveniente de la operación, que en 2006 alcanzó a RD\$ 1.596 millones (RD\$ 313 millones en 2005).

En el futuro, el desempeño operacional podría presentar mejoras adicionales dependiendo de la evolución de la economía (crecimiento de las ventas), el grado de fortalecimiento del sector eléctrico (disminución de pérdidas, mejoría de recaudación en distribuidoras y menor dependencia de subsidios) y con un mayor aporte de generación propia de energía para cubrir sus ventas contratadas (con menores costos que las compras realizadas en el mercado). En contraposición, un factor de incertidumbre que podría afectarlo es una posible renegociación de contratos de venta con distribuidoras por iniciativa del gobierno dominicano.

Itabo presenta una estructura financiera de largo plazo, conformada básicamente por la deuda de US\$ 125 millones por bonos 144-A con vencimiento en 2013. La colocación de estos bonos significó refinanciar deudas de corto plazo, cubrir pagos de dividendos, incorporar una tasa de interés fija y generar recursos para disponer de una fuerte liquidez (fondos disponibles en caja).

La cobertura del Ebitda sobre gastos financieros se ha mantenido sobre 3,0 veces. Asimismo, la cobertura del flujo de fondos de la operación anual sobre pagos de intereses alcanzó a 6,5 veces en 2006.