

COMISION NACIONAL DE ENERGÍA-CNE

República Dominicana
Diagnóstico y definición de líneas
estratégicas del sub-sector eléctrico

Informe Final

Enero 29, 2008

ABREVIACIONES Y ACRÓNIMOS

Bbl: barril

C.H.: central hidroeléctrica

CCGT: combined cycle gas turbine-turbina de gas de ciclo combinado

CDEEE: Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales

CER: carbon emission reduction-reducción de emisiones de carbono

CNE: Comisión Nacional de Energía

CRI: cash recovery index- Índice de recuperación de efectivo

EDENORTE: Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte

EDESUR: Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur

EGEHID: Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana

ETED: Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana

FENR: fuentes de energía nuevas y renovables

GDR: Gobierno de la República Dominicana

GHG: greenhouse gases-gases efecto invernadero

GN: gas natural

GNC: gas natural comprimido

GNL: gas natural licuado

IGCC. integrated gasification combined cycle-ciclo combinado con gasificación integrada

IPC: índice de precios al consumidor

MDMV: motor diesel de mediana velocidad

PRA: Programa de reducción de apagones

SIE: Superintendencia de Electricidad

TEP: tonelada equivalente de petróleo

URE: uso racional de energía

WTI: West Texas Intermediate

Contenido

I.	RESUMEN EJECUTIVO	2
II.	DIAGNÓSTICO SUBSECTOR ELÉCTRICO.....	16
III.	RETOS Y OPCIONES DE POLÍTICA PARA EL SUBSECTOR ELÉCTRICO....	25
	A. Plan Acción a Corto y Mediano Plazo	25
	B. Prospectiva de la Expansión de Generación. Resultados y conclusiones.....	27
	1. Proyecciones de demanda de electricidad	27
	2. Escenarios de precio de combustibles	28
	3. Proyectos candidatos de generación.....	30
	4. Resultados plan de expansión	31
	5. Remuneración en el mercado mayorista de nuevas plantas de generación.....	34
	6. Precios nivelados de generación	35
	7. Evaluación del impacto ambiental	37
	C. Retos y opciones del desarrollo del sub-sector de electricidad.....	40
	1. Sostenibilidad financiera	42
	1. El marco institucional y el mercado de energía	43
	2. La diversificación de los recursos energéticos	49
	3. Movilización de recursos financieros para inversión.....	55
IV.	Líneas estratégicas para el desarrollo del subsector eléctrico	60
	A. Objetivos y metas de la política energética en el subsector de electricidad	60
	B. Análisis de fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas (FODA).....	61
	C. Líneas estratégicas	63
	1. Círculo vicioso	63
	2. Dependencia derivados del petróleo	64
	3. Pérdida confianza inversionistas	66
	4. Pérdida confianza consumidores	67
	5. Renacionalización de la industria.....	67
	6. Tarifas altas y subsidios no focalizados	68

La consultoría “Diagnóstico y definición de líneas estratégicas del subsector eléctrico de la República Dominicana” tiene como objetivos principales elaborar el diagnóstico del subsector eléctrico y proponer lineamientos estratégicos para el desarrollo del subsector en el periodo 2005-2020, identificando las acciones a tomar y los instrumentos para alcanzar los objetivos a mediano y largo plazo para el subsector.

Para cumplir con los alcances del trabajo, el consultor realizó 3 visitas a Santo Domingo: la primera del primero al 11 de mayo de 2007 con el fin de recolectar la información disponible para el estudio y preparar el plan de trabajo, la segunda del 9 al 19 de julio de 2007 para discutir y revisar el primer informe parcial y la tercera del 18 al 27 de septiembre de 2007 para discutir y revisar el segundo informe parcial de la consultoría.

El consultor ha presentado tres informes: el plan de trabajo del 10 de mayo, el cual describe el enfoque propuesto, las principales actividades, el apoyo requerido y el cronograma de tareas para la ejecución de la consultoría; el primer informe parcial del 14 de agosto, el cual presenta el diagnóstico del subsector eléctrico, analiza el plan de acción de corto plazo para la recuperación del subsector y presenta los resultados preliminares del plan de expansión de generación; y el segundo informe parcial del 12 de octubre, el cual presenta los resultados del plan de expansión de generación, analiza el impacto ambiental (emisión de gases efecto invernadero) de los planes de expansión y el desarrollo de energía limpia, principalmente, proyectos eólicos, hidroeléctricos y a gas natural, y discute los principales retos del sector a mediano y largo plazo y las opciones básicas de un plan estratégico para enfrentar estos retos.

Este informe final consolida los resultados de los informes parciales, teniendo en cuenta los resultados de los trabajos similares realizados por otros consultores sobre los subsectores de hidrocarburos, fuentes de energía nuevas y renovables (FENR) y uso racional de energía (URE), amplía el análisis sobre la definición de las líneas estratégicas y resume las conclusiones y recomendaciones del estudio.

Este informe está organizado en cuatro secciones: un resumen ejecutivo, conclusiones del diagnóstico, retos para el desarrollo del sector y opciones de política, y líneas estratégicas del subsector eléctrico.

I. RESUMEN EJECUTIVO

Análisis retrospectivo y diagnóstico

República Dominicana, al igual que muchos países en América Latina, adelantó a finales de los 1990's un proceso de reforma del subsector de electricidad para resolver problemas crónicos asociados con altos costos de generación, racionamiento de energía, tarifas politizadas y gestión ineficiente de un monopolio estatal integrado verticalmente. La reforma introdujo un modelo de mercado con participación privada y regulación independiente, manteniendo la generación hidráulica y la transmisión en manos del estado.

La reforma se completó a inicios de 2001 con la capitalización por inversionistas privados de las tres nuevas empresas de distribución y dos empresas de generación térmica, que resultaron de la reestructuración de la Corporación Dominicana de Electricidad (CDE), el monopolio estatal, la creación de la Superintendencia de Electricidad (SIE) y la Comisión Nacional de Energía (CNE), organismos independientes encargados de la regulación y formulación de política respectivamente, y la creación de un mercado competitivo de energía administrado por un Organismo Coordinador, sustentados por un marco regulatorio e institucional definido en la Ley General de Electricidad.

El proceso de reforma experimentó dificultades a partir del 2000 debido a factores externos que escapan al ámbito de decisión de la política energética y factores internos relacionados con debilidades en el diseño y aplicación del nuevo modelo de mercado. Los precios internacionales de los combustibles utilizados para generación eléctrica en República Dominicana aumentaron sustancialmente y han sido muy volátiles a partir de la reforma, como resultado del alza del precio del crudo que se ha quintuplicado en 8 años (de niveles de 12 US\$/bbl a comienzos de 1999 a niveles de 60 a finales de 2006). En los primeros 20 meses de la reforma se triplicaron los precios del gas oil y del fuel oil No 6, combustibles utilizados en el 77% de la capacidad instalada de generación, lo cual tuvo un impacto considerable sobre los costos de generación. Adicionalmente, durante el año 2003 la situación macroeconómica del país se deterioró dramáticamente en parte por el impacto de la crisis del sector financiero. El peso dominicano se devaluó 160% respecto al dólar americano y se presentó una inflación del 50%.

Hasta septiembre de 2002 el gobierno intentó mitigar el impacto sobre las tarifas de electricidad del alza en los precios de los combustibles, por medio de subsidios tarifarios generalizados financiados parcialmente con la renta hidráulica y recursos fiscales y con la renegociación, llamada Acuerdo de Madrid, de los contratos iniciales de suministro. Sin embargo, los subsidios generalizados no fueron sostenibles y finalmente, durante la crisis macroeconómica del 2003, fue necesario triplicar en pesos corrientes la tarifa promedio, lo cual tampoco solucionó la crisis financiera, debido a las altas pérdidas comerciales de electricidad y el bajo nivel de cobranza.

Las empresas de distribución en manos privadas lograron reducir temporalmente las pérdidas totales de energía de niveles de 40% en el año 2000 a niveles de 25% en el 2002, pero un conjunto de factores hizo insostenible el avance logrado en el control de pérdidas y a finales del 2003 estas regresaron a los niveles iniciales. La crisis financiera de las empresas de distribución limitó su capacidad de inversión, por lo cual colapsó la cadena de

pago y no se pudo atender toda la demanda y se deterioró la calidad de servicio. El aumento sustancial del costo de vida y las tarifas eléctricas durante la crisis del 2003 redujo la capacidad de pago de los usuarios. Finalmente, las empresas privadas no pudieron controlar el fraude y robo de electricidad y la falta de pago y se deterioró su situación financiera. En Septiembre de 2003 Unión Fenosa decidió vender al Gobierno su participación en Edesur y Edenorte, y CDEEE asumió el control de estas empresas.

La idea de crear una entidad fuerte e independiente encargada de aplicar en forma transparente y objetiva las nuevas reglas y principios regulatorios, incluyendo tarifas técnicas que cubran los costos de prestación del servicio en condiciones de eficiencia, no funcionó en República Dominicana como estaba previsto. Los gobiernos no han cumplido con el compromiso de trasladar a tarifas los costos de generación, vulnerables a la volatilidad del precio internacional del petróleo y, en situaciones de crisis financiera y de suministro, los gobiernos de turno han creado comisiones ad-hoc, con la participación de diversos organismos del Estado incluyendo la SIE, encargadas de manejar la crisis y proponer y ejecutar las medidas remediales que fueran necesarias, las cuales han debilitado la independencia y la credibilidad del regulador y promovido que las empresas del sector acudan a instancias superiores de gobierno para resolver sus problemas.

En el periodo 1999-2003 la capacidad instalada de generación para el servicio público aumentó en un 70% y los generadores privados hicieron un esfuerzo importante en diversificar las fuentes de generación térmica al convertir a carbón algunas unidades de vapor, introducir el gas natural licuado e instalar plantas de alta eficiencia (ciclo combinado y motores diesel de mediana velocidad), con lo cual se desplazó generación costosa a gas oil. Sin embargo, la capacidad efectiva de generación disponible para el despacho no fue suficiente para atender la demanda máxima, debido en buena parte a la crisis financiera del sector: unidades generadoras se mantenían fuera de servicio por falta de combustible y los distribuidores desconectaban en horas de punta circuitos no rentables para reducir las pérdidas financieras. La energía no servida en varios meses durante el 2003 y 2004 fue superior a 30%, indicación de una aguda crisis de suministro.

La combinación de estos factores generó un círculo vicioso de crisis financiera, crisis de suministro y deterioro de la gestión comercial de distribución durante la mayor parte del periodo de reforma. El aumento de los costos de suministro generalmente no era trasladado a tarifas, la renta económica de las plantas hidroeléctricas ya depreciadas y los recursos fiscales no alcanzaban a cubrir los subsidios tarifarios generalizados y la ineficiencia de las distribuidoras, las empresas de distribución no podían generar el flujo de caja suficiente para cubrir los costos de suministro, las empresas de generación no contaban con los recursos para pagar los altos costos variables de generación térmica y no podían atender en forma completa la demanda de energía, la calidad y confiabilidad del servicio eléctrico era deficiente, y la práctica de fraude y no pago de la electricidad se generalizaba, deteriorando las finanzas de las empresas.

El Gobierno de República Dominicana (GRD) adoptó recientemente un plan de acción integral de corto y mediano plazo 2006-2012 que tiene como meta prioritaria lograr la autosuficiencia financiera del subsector. La ejecución del plan integral se base en planes anuales, como el que se inició en 2005, los cuales buscan romper el círculo vicioso por medio de acuerdos anuales entre las empresas del sector y el gobierno en que se definen metas realistas de suministro de energía a las empresas de distribución, según sus

necesidades y capacidad de pago, inversiones esenciales para reducir las pérdidas de electricidad y mejorar la calidad del servicio, las tarifas a aplicar, metas de mejoras en el índice de recuperación de efectivo (CRI), y el aporte de presupuesto nacional requerido para atender el déficit esperado de las empresas. En conjunto con una política de ligar la calidad del servicio con la calidad del cliente (mayor número de horas de suministro al día y mejor servicio a los buenos clientes que pagan a tiempo toda la energía que consumen), se espera que en forma controlada se pueda aumentar gradualmente el CRI, reducir el racionamiento de energía y mejorar la calidad del servicio, normalizar el servicio a las áreas carenciadas, reducir el déficit de flujo de caja y reducir los aportes de presupuesto nacional. Se reconoce que no es posible reducir el fraude de energía y mejorar la cobranza solamente con medidas punitivas en una situación en que no se presta servicio las 24 horas al día y se cobra a muchos consumidores una tarifa que debería cubrir los costos eficientes de un suministro suficiente y confiable.

La mejora en los índices de desempeño ha sido lenta, no obstante que Edesur y Edenorte contrataron un grupo gerencial de profesionales extranjeros con experiencia internacional. Durante el 2005 las pérdidas totales se mantuvieron en niveles de 45% y el promedio móvil semestral del CRI se mantuvo en niveles alrededor de 52.5%, muy por debajo de la meta de 61% e insuficiente para llegar a un punto de equilibrio en el flujo de caja. Desde mediados de 2006, el promedio móvil semestral de las pérdidas comienza a tener una tendencia clara a la baja y en 10 meses el promedio se redujo en aproximadamente 5 puntos porcentuales, y el promedio móvil semestral del CRI aumentó de 52% a 59.9 % en Noviembre de 2007. Los aportes de presupuesto nacional para cubrir el déficit de flujo de caja y las inversiones esenciales del subsector promediaron aproximadamente US\$600 millones por año durante el periodo 2005-2007.

El plan de acción reconoce que a corto plazo el esquema de mercado competitivo y participación privada no es el instrumento adecuado para recuperar el sector de la profunda crisis financiera y de suministro a que llegó y lograr una oferta de energía suficiente, confiable, económica y sostenible. Las empresas distribuidoras estatales no son viables financieramente y posiblemente no tengan mayor valor comercial y no hay mayor apetito del sector privado para ampliar su participación en la prestación del servicio público de electricidad. Por lo tanto, se ha encargado a la CDEEE que lidere la ejecución del plan y asuma un papel de intermediario comercial para iniciar el proceso de diversificación y reducción de los costos de generación con la contratación de suministro de energía de la planta térmica a carbón de Pepillo Salcedo, con dos unidades de 305 MW c/u.

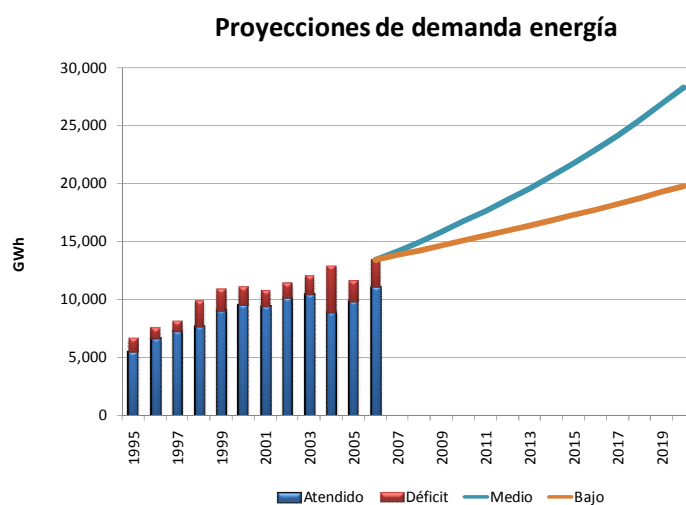
Las perspectivas actuales sobre la evolución de los factores coyunturales que agudizaron la crisis en el 2003 y 2004 son más favorables: estabilidad macroeconómica y niveles tarifarios altos, suficientes para cubrir los costos eficientes de suministro. Por lo tanto, el éxito del plan integral depende de la capacidad de CDEEE y de las empresas de distribución estatales, operando en un esquema centralizado bajo la dirección de CDEEE y el apoyo de transferencias de presupuesto nacional, de normalizar la situación del sector eléctrico en un periodo de 4 o 5 años. Supuestamente, una vez se normalice la situación del sector en 2011, se restablecerían las condiciones para atraer nuevamente la participación privada, fortalecer el mercado mayorista competitivo y reducir el papel de CDEEE como intermediario en la comercialización de energía.

Prospectiva de la expansión de la generación

El plan de expansión de generación hasta el 2012 está definido con la adición de 4 proyectos hidroeléctricos con una capacidad de 227 MW que adelanta EGEHID, la conversión a gas natural de la central térmica de ciclo combinado de San Pedro Macorís que opera actualmente a gas oil, la central térmica a carbón de Pepillo Salcedo de 610 MW que desarrolla un inversionista privado bajo contrato a largo plazo con CDEEE y la central a carbón de Hatillo Azua de 610 MW que adelanta un consorcio privado para ventas de energía a grandes consumidores y en el mercado spot. Esta capacidad adicional representa un aumento de 45% sobre la capacidad instalada actual de 3,196 MW.

La evolución reciente de las ventas y la generación de electricidad en la red pública está distorsionada por los consumos ilegales que no son medidos, la demanda no atendida debido a restricciones en la oferta y la instalación de equipos de emergencia por parte de los consumidores. Estas distorsiones se ilustran con las fluctuaciones que ha tenido la demanda estimada de electricidad a partir del 2001, incluyendo una demanda no atendida que representa en promedio 17% del total. A partir de la demanda estimada de 2006 se proyectó un escenario medio y bajo de demanda, con una tasa anual de crecimiento de 5.4% y 2.7%, respectivamente (ver Figura 1).

Figura 1



El análisis del plan de expansión de generación busca proveer los elementos para determinar una estrategia de expansión robusta, esto es, que se pueda adaptar a la incertidumbre en la tasa de crecimiento de la demanda y en los precios de los combustibles y minimice el arrepentimiento de tomar decisiones irreversibles que no son las mejores para condiciones específicas de evolución de la demanda y los precios. Se analizaron los dos escenarios de demanda mencionados y dos escenarios de precio de los combustibles, asociados con precios de WTI a largo plazo de 45 y 60 US\$/bbl, que corresponden a los escenarios medio y bajo preparados por el Departamento de Energía de los Estados Unidos. Adicionalmente, se analizó en algunos casos la sensibilidad de los resultados a precios altos del WTI de US\$85/bbl.

El plan de expansión de generación incluyó como candidatos a las plantas hidroeléctricas con estudios avanzados, los proyectos eólicos con licencias aprobadas, y plantas de generación térmica de diferentes tecnologías que utilizan fuel oil No. 6, carbón y gas natural. El análisis de los costos nivelados de generación para los principales proyectos considerados muestra que las plantas térmicas a carbón tienen los costos nivelados más bajos para todos los escenarios de precio de los combustibles, en el rango de 53 a 58.5 US\$/MWh, siguen en precio los ciclos combinados a gas natural, los proyectos eólicos, los motores diesel y finalmente, los proyectos hidroeléctricos que no son competitivos con los costos informados por la CDEEE, incluyendo los proyectos en construcción (ver Tabla 1). Lo más importante, es que para los escenarios de precio medio y alto, los costos nivelados de las plantas térmicas a carbón son menores que los costos variables de los motores diesel y ligeramente menores a los de los ciclos combinados a gas natural, por lo cual en principio se justificaría desarrollar plantas a carbón para desplazar la generación de plantas térmicas existentes que utilizan combustibles líquidos o gas natural.

Tabla 1

**Proyectos de generación candidatos y en construcción
 Costos nivelados**

Proyecto	Tipo	Capacidad	Eficiencia LHV	Factor de planta	Costos unitarios						
					Inversión	Costo variable			Costo nivelado		
						a	b	c	a	b	c
					MW	%	%	US\$/kW	US\$/MWh		
LAS PLACETAS	Hidro	87		46%	3,276						114.2
PALOMINO	Hidro	80		26%	4,016						247.7
PINALITO	Hidro	50		32%	4,620						222.3
HATILLO_R10	Hidro	10		71%	1,510						34.2
Guzmancitos	eólico	50		37%	1,532						78.4
Juancho 1 & 2	eólico	50		38%	1,756						88.6
Ciclo combinado carbón	IGCC	350	41%	80%	1,491	20.8	19.6	21.1	58.1	56.9	58.4
Turbina a vapor (carbón)	CP	350	37%	80%	1,360	24.1	22.8	24.5	57.0	55.7	57.3
TV Pepillo Salcedo	CP	305	38%	80%	1,311	21.4	20.2	21.8	54.1	52.8	54.4
Turbina a gas (GNL)	CCGT	350	50%	80%	603	56.5	43.0	78.4	70.4	56.9	92.3
Motor diesel (FO6)	MDMV	100	42%	80%	1,050	70.7	56.7	100.7	92.8	78.8	122.8

Precio combustible (US\$/MBTU)

	a	b	c
Fuel oil No. 6	7.7	5.9	11.4
Carbón	2.2	2.0	2.2
Gas natural	8.0	6.0	11.2
Precio WTI (US\$/bbl)	60	45	85

Los resultados del análisis del plan de expansión indican que la estrategia actual de desarrollar 1,200 MW en plantas a carbón antes de 2012 es robusta para los escenarios medio y alto de precio de combustibles, y confirman que se justifica desarrollar capacidad adicional para desplazar generación de las plantas térmicas más costosas. Adicionalmente, la estrategia de expansión basada en plantas a carbón tiene el menor costo de desarrollo, sin considerar el costo del impacto ambiental, cuando se compara con otras estrategias analizadas, como el caso gas (no se permiten plantas adicionales a carbón) o el caso CDEEE (se ejecuta el plan de expansión de EGEHID, con 147 MW adicionales en proyectos hidroeléctricos). Las plantas a carbón dejan de ser competitivas cuando los costos de inversión aumentan en 40% (ver Tabla 2).

Los resultados muestran que las diferentes tecnologías de generación a carbón tienen costos de desarrollo prácticamente iguales (convencional con carbón pulverizado, lecho fluidizado o IGCC- ciclo combinado con gasificación integrada) y que la selección de tecnología debe tener en cuenta otras consideraciones como la mitigación del impacto ambiental o el estado de difusión de la tecnología en países en vía de desarrollo (ver Tabla 2).

Tabla 2

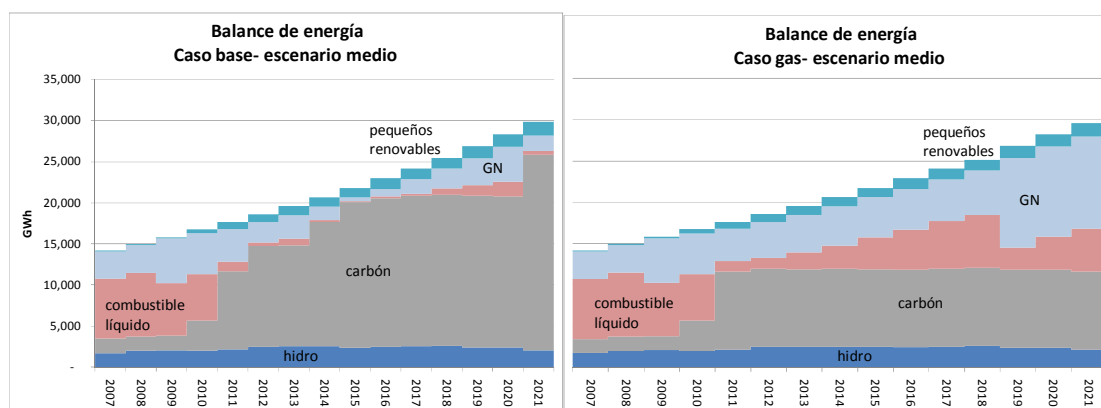
Plan de expansión de generación 2007-2020
Escenario medio de demanda y precio combustibles

Año	Capacidad a dicionada (MW)				
	Caso base	Caso sin IGCC	Caso gas	Caso carbón+40%	Caso CDEEE
Hidro	227	227	227	227	374
Eólica	450	450	450	450	450
Térmica a carbón	3,020	3,020	1,970	2,770	2,970
Térmica a gas natural	0	0	750	0	0
Valor presente (MUS\$)					
Costo inversión	3,672	3,670	2,388	3,401	3,788
Costo operación	5,596	5,626	7,523	6,300	5,580
Costo total	9,268	9,296	9,911	9,700	9,369

Impacto ambiental

El plan de expansión en el caso base, con la adición de 3,000 MW en plantas a carbón, representa una transformación total de la matriz energética para generación eléctrica, inicialmente dependiente de los combustibles líquidos en 2007, hasta llegar a la alta dependencia del carbón en 2021. La participación de la generación con combustibles líquidos se reduce de 51% en 2007 a 2% en 2021, la de gas natural de 24% a 6% en el mismo periodo y la de carbón aumenta de 12% a 80%. En contraste, la estrategia del caso gas mantiene una participación más balanceada de los energéticos, de 51% a 18% para los combustibles líquidos, del 12% al 32% para el carbón y de 24% a 38% para el gas natural (ver Figura 2).

Figura 2



La dependencia de la generación a carbón en la estrategia de expansión en el caso base tiene un impacto ambiental significativo. Aun cuando es posible reducir las emisiones de SO₂, NO_x y PM₁₀ de plantas a carbón a niveles permitidos por las regulaciones internacionales, con equipos disponibles comercialmente a costos razonables, no existen tecnologías probadas comercialmente para la captura y disposición de CO₂ producido por la combustión del carbón, el combustible fósil con la mayor emisión de gases efecto invernadero (GHG) por unidad de energía, los cuales contribuyen al calentamiento global, actualmente un tema de gran preocupación a nivel internacional. Mientras que el caso base las emisiones de CO₂ aumentan en 130% del 2007 al 2020, en el caso gas solamente aumentan en 80%.

La diferencia en la emisión de GHG entre los dos casos equivale a 16 millones de toneladas en valor presente, que valoradas al precio de 15 US\$/tonelada del mercado internacional de certificados de reducción de carbono, representa un costo adicional de US\$235 millones, lo cual hace competitiva la estrategia del caso gas cuando se presenten sobrecostos significativos en los costos de inversión de las plantas a carbón (ver Tabla 3).

Tabla 3

Emisión gases efecto invernadero						Planes de expansión de generación Evaluación económica con externalidades (valor presente en US\$ millones)				
	Consumo combustible			Emisiones Mtons CO ₂	Factor de emisión tCO ₂ /GWh		Caso base	Caso CDEEE	Caso Gas	Caso carbón +40%
	Carbón kTons	FO No. 6 kTons	Gas Mm3							
2007										
Caso base	751	1,693	678	8.8	628	Costos de desarrollo				
Caso gas	751	1,693	678	8.8	628	Inversión	3.672	3.788	2.388	3.401
2012						Operación	5.596	5.580	7.523	6.300
Caso base	4,484	88	427	13.0	736	Total	9.268	9.369	9.911	9.700
Caso gas	3,498	289	797	11.8	670	Ajuste por emisión CO₂				
2020						Valor presente en Mtons	119	119	103	118
Caso base	6,598	389	789	20.3	755	Diferencia respecto a caso base (Mtons)	0	0	-16	-1
Caso gas	3,498	893	2,075	16.5	616	Ajuste emisiones (MUS\$) *	0	0	-235	-15
						Costo desarrollo ajustado	9.268	9.368	9.676	9.685

Precio CER:

15 US\$/tCO₂

Retos y opciones del desarrollo del sub-sector

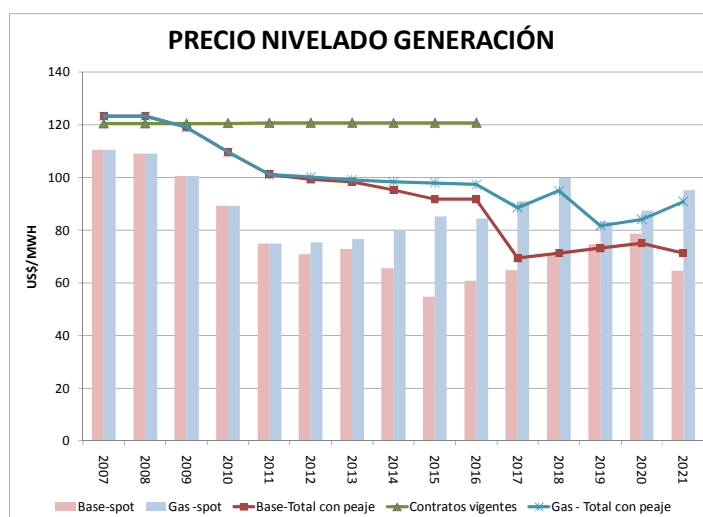
El informe identifica y discute los retos más importantes que enfrenta el sector a mediano plazo:

- Reducir los precios de generación, diversificar la oferta de energía y promover el desarrollo de energía limpia.
- Lograr y hacer sostenible la recuperación financiera del sector y establecer una tarifa técnica que focalice los subsidios a los consumidores más pobres y cubra los costos eficientes de suministro de energía.
- Fortalecer el marco regulatorio y establecer un modelo de mercado mayorista que estimule una expansión suficiente y a mínimo costo de los sistemas de generación y transmisión para atender la demanda proyectada.
- Movilizar los recursos privados requeridos para financiar el programa de inversiones

Costos de generación y diversificación

El informe concluye que el precio nivelado de generación se puede reducir a partir del 2011 con la entrada en operación de plantas a carbón y el desarrollo de fuentes renovables, pues se disminuye el precio en el mercado spot al desplazar generación térmica más costosa y el precio de energía de los contratos a largo plazo. Aun cuando el precio spot se podría reducir significativamente de niveles actuales de 110 US\$/MWh a niveles de 70 US\$/MWh a partir del 2011, se estima que la reducción del precio promedio de generación sería más gradual, de aproximadamente 120 a 100 US\$/MWh en el mismo periodo, debido al alto precio promedio (120 US\$/MWh) de los contratos vigentes de suministro de energía que terminarían en 2016. Por lo tanto, una disminución adicional de los precios de generación dependería de la renegociación de los contratos vigentes. Una vez terminen estos contratos, el precio promedio de generación podría caer a niveles de 70 US\$/MWh para el caso base, o 85 US\$/MWh para el caso gas, en el cual los costos marginales y los costos de expansión son más altos (ver Figura 3).

Figura 3



La diversificación de las fuentes de energía es importante debido a la alta dependencia de la generación con combustibles líquidos importados y la dificultad de trasladar a las tarifas de electricidad la volatilidad y altos costos de generación. La estrategia de expansión agresiva de generación con base a carbón ayuda a reducir el nivel y la volatilidad de los costos de generación, pues representa la opción de menor costo nivelado de generación y el precio internacional del carbón es más estable que el del petróleo. Sin embargo, no es una estrategia adecuada de diversificación pues se aumenta la vulnerabilidad al precio del carbón. La diversificación de fuentes de generación debe incluir también la generación a gas natural, el desarrollo de fuentes nativas de energía renovable y el uso racional de energía.

El análisis de la masificación del gas natural concluye que aun cuando existe una infraestructura adecuada para expandir la importación de gas natural licuado (GNL) a República Dominicana para atender una demanda de gas de 2,300 Mm³/año, cuatro veces mayor al consumo actual, la demanda potencial va a depender fundamentalmente de la

competitividad del gas natural con el carbón y las políticas adoptadas para promover el desarrollo de energía limpia. La demanda de gas en el sector industrial es marginal y podría ser atendida por gas natural comprimido (GNC) hasta que se justifique el desarrollo de una red de gasoductos y se establezca un marco regulatorio apropiado para la nueva industria. El informe estima una demanda de GNL de 1,200 Mm³/año, de los cuales 180 Mm³/año en la industria.

En todos los planes de expansión se incluyó una capacidad de 450 MW en parques eólicos, menor al potencial de 560 MW en proyectos que cuentan actualmente con licencias provisionales o definitivas y con el interés de un desarrollador, y que representa el 10% de la demanda máxima estimada en 2020, una capacidad que no causaría problemas operativos asociados con las variaciones incontrolables en la potencia generada de las plantas eólicas. El análisis económico simplificado de los proyectos eólicos muestra que estos serían viables con los beneficios permitidos en la ley de incentivos al desarrollo de energía renovable, si se tiene en cuenta la venta de energía al costo evitado, la venta de certificados de carbono y un incentivo adicional de precio de al menos 10 US\$/MWh. Sin embargo, es muy probable que para viabilizar el desarrollo de los primeros proyectos por el sector privado se requiera un incentivo de precio mayor que cubra los riesgos de país y los riesgos de proyecto asociados con la incertidumbre sobre el factor de planta de estos proyectos.

El consultor del FENR estima un potencial explotable de generación eólica hasta el 2020 de aproximadamente 900 MW (2,840 GWh/año), que sumado al potencial conservador de otras fuentes renovables, equivaldría a 4,320 GWh/año o aproximadamente 15% de la demanda proyectada de energía (comparado con el 5% que contribuyen las eólicas consideradas en el plan de expansión). En un escenario de desarrollo ambicioso de la producción de etanol, la cogeneración del bagazo de caña tendría un potencial de generación similar al de la energía eólica y el potencial total de fuentes renovables aumentaría hasta 23% de la demanda proyectada, que sumado a la contribución de los proyectos hidroeléctricos medianos y grandes podría aumentar a 35%.

El desarrollo de la energía renovable enfrenta dificultades debido a que el costo nivelado de generación es mayor que el de las plantas a carbón y gas natural, los proyectos de generación son intensivos en capital y el aporte a la capacidad firme de generación es pequeño. Por estas razones, es necesario aplicar incentivos adecuados (fiscales y de precio) que promuevan su desarrollo eficiente.

El consultor encargado del estudio del uso racional de energía estima un potencial de ahorro de aproximadamente 6.5% de la demanda eléctrica total, asociado con programas de eficiencia energética en iluminación y aire acondicionado en los sectores residencial y comercial, ejecutables en un periodo de 4 a 6 años. Este porcentaje es comparable a la contribución de la generación eólica considerada en el plan de expansión de generación.

Recuperación financiera

El análisis simplificado del flujo de caja del subsector muestra que en el escenario medio de demanda y precios, suponiendo que el plan de acción integral a mediano plazo tiene éxito, sería posible lograr la autosuficiencia financiera del sector en 2012, eliminar el programa PRA y reducir la tarifa promedio de venta de energía de 200 a 150 US\$/MWh (ver Tabla 4). En la medida que se reduzca el costo de generación, se mejore la calidad de servicio y se estabilicen los precios de generación con el plan de diversificación, es más probable que

el Gobierno pueda cumplir con el compromiso de aplicar una tarifa técnica y focalizar los subsidios.

Tabla 4

**Empresas de Distribución
 Flujo de caja simplificado
 Caso base Esc1 precio combustible**

		2007	2012	2016
Demanda de energía	GWh	14,198	18,608	22,951
% demanda atendida	%	85%	100%	100%
Demanda efectiva	GWh	12,068	18,608	22,951
Precio medio compra energía	US\$/MWh	123.2	99.2	91.8
Costo compra energía	US\$M	1,487	1,846	2,107
Entrega de energía PRA	%	12.6%	0.0%	0.0%
Tarifa promedio de venta	US\$/MWh	198.0	152.1	144.0
Ingreso por venta energía	US\$M	1,269	2,055	2,680
Aportes gobierno PRA	US\$M	140	-	-
Total ingreso	US\$M	1,409	2,055	2,680
Gastos operacionales	US\$M	144	144	144
Flujo de caja operacional	US\$M	(221)	65	429
Inversiones	US\$M	72	72	72
Flujo de caja libre	US\$M	(293)	(7)	357
Transferencias gobierno	US\$M	434	7	-

Mercado de energía y fortalecimiento regulación

La separación efectiva de las funciones de formulación de política, regulación y empresarial, el fortalecimiento técnico de SIE y CNE y la transparencia y objetividad en la aplicación de las nuevas normas y regulaciones del modelo de mercado son esenciales para restablecer la credibilidad en el marco institucional y la confianza de los inversionistas. El éxito del plan de acción integral crea oportunidades para lograr este objetivo, pues sería innecesaria la intervención de comisiones ad-hoc y se podrían aplicar tarifas técnicas que cubran los costos eficientes de suministro.

Sin embargo, el esquema de mercado de energía adoptado durante el periodo de transición no es consistente con el modelo de mercado competitivo y no es sostenible a largo plazo. La consolidación de CDEEE como una empresa holding que integra verticalmente las actividades de generación, transmisión y distribución, tiene el monopolio sobre el desarrollo de proyectos hidroeléctricos y la red de transmisión nacional, actúa como intermediario comercial para la compra de energía de nuevos proyectos y controla la mayor parte de la distribución de energía, crea muchas restricciones y conflictos de interés que impiden el desarrollo de un mercado eficiente de energía.

El informe analiza dos opciones para desarrollar un modelo sostenible de mercado de energía. En la primera opción, se reconoce que el mercado regulado de cada empresa distribuidora es pequeño como para que estas puedan contratar en forma independiente el suministro de energía a largo plazo de unidades generadoras de tamaño grande como las plantas a carbón, y se establece un comprador principal de energía que contrata el suministro de energía. En la segunda opción se reconoce que CDEEE desempeña el papel transitorio de intermediario en la comercialización de energía y de empresa integrada verticalmente durante el periodo de recuperación financiera del sector hasta el 2012 y que,

una vez las empresas distribuidoras logren la autosuficiencia financiera, se pondrá en funcionamiento el modelo de mercado establecido en la Ley General de Electricidad.

Mobilización de recursos

El plan de expansión de generación, en la mayoría de los escenarios analizados, implica inversiones cuantiosas de aproximadamente US\$350 millones por año en promedio durante los próximos 15 años, excepto en el caso gas, en que la inversión anual se reduce a US\$194 millones. La movilización de recursos para financiar estas inversiones es un reto, pues excepto en el caso gas, los proyectos son intensivos en capital y tienen periodos más largos de gestación y construcción, lo cual aumenta los riesgos de proyecto y de mercado y dificulta el financiamiento de proyectos desarrollados por el sector privado sin garantía de la nación.

Los nuevos proyectos de generación que se están desarrollando en República Dominicana adoptan esquemas que limitan la participación privada o reducen los riesgos de desarrollo del proyecto para el inversionista privado. EGEHID está desarrollando actualmente un plan ambicioso de expansión hidroeléctrica bajo esquemas convencionales de contratación llave en mano y financiamiento externo garantizado por la nación. La planta termoeléctrica de Pepillo Salcedo se está desarrollando bajo un contrato de transformación de energía a largo plazo con CDEEE, garantizado por la nación. Los inversionistas privados están desarrollando la planta térmica a carbón de Hatillo-Azua bajo un esquema de contratos de venta de energía a largo plazo a grandes consumidores.

El financiamiento de nuevas plantas a carbón, respaldado por los ingresos por ventas de energía en el mercado mayorista, presenta riesgos y dificultades. No hay espacio suficiente para que las nuevas plantas coloquen en contratos a largo plazo su capacidad y energía para asegurar un flujo de caja estable. Se estima que en el periodo 2011-2014 las nuevas plantas solamente podrán colocar el 57% de su capacidad debido a que las distribuidoras ya tienen contratada buena parte del tope permitido de 80% de la demanda máxima y a que la mayor parte de la nueva capacidad no se requiere para atender el crecimiento de la demanda. Como resultado de lo anterior, las nuevas plantas a carbón dependerán de ventas de energía en el mercado spot para cubrir sus costos fijos, lo cual representa un alto riesgo para un inversionista privado.

Como resultado de las consideraciones anteriores, se concluye que la estrategia de expansión de generación a partir de 2012, basada fundamentalmente en el desarrollo acelerado de plantas térmicas a carbón, no es recomendable por varias razones. Se crea una alta dependencia de la generación eléctrica al carbón, lo cual genera riesgos apreciables en el caso de cambios desfavorables en el precio relativo del carbón en el mercado internacional de combustibles, pues no se materializarían los beneficios económicos de la sustitución acelerada de la generación de las plantas térmicas existentes. Se aumentan sustancialmente las emisiones de GHG. Se aumenta sustancialmente el monto de inversión en proyectos de generación intensivos en capital, con un mayor riesgo de desarrollo, que dificulta la movilización de capital privado.

Líneas estratégicas del subsector de electricidad

El informe define las metas específicas de la política energética para atender los problemas más apremiantes del sector, esto es, el círculo vicioso, los altos costos de generación y

vulnerabilidad a los precios del petróleo, la pérdida de confianza y los altos riesgos regulatorios y de mercado para los inversionistas privados, la pérdida de confianza de los consumidores y el proceso de renacionalización de la industria sin definir un modelo claro para el funcionamiento del sector.

Las metas propuestas a mediano plazo (2007-2012) incluyen, por una parte, las metas del plan de acción integral que adelanta el GDR, esto es, aumentar el CRI al 80%, atender 100% de la demanda, aplicar tarifas técnicas, normalizar el servicio a los barrios carenciados y eliminar las transferencias del presupuesto de la nación. Por otra parte, diversificar las fuentes de generación para reducir la dependencia de la generación a los combustibles líquidos, y fortalecer el marco institucional y regulatorio, permitiendo una mayor autonomía y capacidad técnica a SIE y CNE, adoptando un modelo viable de mercado mayorista y logrando una gestión comercial de EGEHID y ETED (ver Tabla 5).

El informe analiza las líneas estratégicas, esto es, como hacer el tránsito de la situación actual a la situación deseada, teniendo en cuenta las amenazas y oportunidades que plantean las condiciones externas y las debilidades y fortalezas internas del sector, tanto a mediano plazo durante el periodo de transición 2007-2012, como a largo plazo, después del 2012. La estrategia básica propuesta es que inicialmente, durante el periodo de transición, en el cual no existen condiciones adecuadas para la participación privada y el funcionamiento del mercado, se utilice un esquema centralizado bajo la dirección y participación activa de CDEEE y el apoyo de transferencias de presupuesto nacional, para lograr la recuperación financiera del sector e iniciar el proceso de diversificación de fuentes de energía con base en el desarrollo de plantas a carbón y de proyectos hidroeléctricos medianos y la conversión a gas de la planta de CESPM. Durante el periodo de transición se implementa el programa de aplicación de tarifas técnicas y focalización del subsidio y la normalización del servicio a los consumidores en los barrios carenciados. Simultáneamente, se promueve el desarrollo de pequeños proyectos de generación eólica y con biomasa por el sector privado, se establecen los incentivos para el desarrollo del mercado de gas natural, se logra una gestión comercial de EGEHID y ETED, estableciendo un grupo gerencial profesional, con metas claras de gestión comercial, autonomía y responsable por resultados, transparencia en la información sobre la gestión y se define un modelo apropiado para el mercado mayorista.

Una vez termine el periodo de transición, se logre la autosuficiencia financiera del sector y se restablezca la confianza de los inversionistas privados y de los consumidores, deja de ser necesarios y convenientes la supervisión del sector por parte del Gobierno central y el papel de CDEEE como intermediario comercial y empresa estatal integrada verticalmente. La expansión de la generación se desarrollaría por EGEHID e inversionistas privados, operando en un mercado mayorista y respondiendo a incentivos fiscales y de precio. Se promovería la participación de accionistas minoritarios o de socios estratégicos en las empresas estatales de electricidad. Sería efectiva la separación de los roles de formulación de política, regulación y empresarial y el fortalecimiento de SIE y CNE (ver resumen en Tabla 6).

Tabla 5

Problema	Metas	
	Mediano plazo	Largo plazo
Círculo vicioso	Atender 100% de la demanda (2011) Aumentar el CRI a 80% (2012) Eliminar transferencias de presupuesto nacional (2012)	Llevar el CRI a niveles de eficiencia de 88% (2014) Autosuficiencia financiera sostenible (2014)
Dependencia derivados del petróleo	Eliminar el consumo de gas oil y reducir en 50% el consumo de bunker C para generación eléctrica en la red pública (2012)	Diversificación fuentes de energía en 2020: 10% participación en mercado de pequeños proyectos renovables; máximo 50% dependencia un solo combustible; 40% mercado energía limpia.
Pérdida confianza inversionistas	Eliminar mora en cadena de pago (2010) Aplicar tarifas técnicas que cubran costos eficientes suministro (2011) Fortalecer entes regulatorios y de formulación de políticas (2010) Definir e implantar mercado mayorista con precios que incentive desarrollo eficiente generación (2010)	Autosuficiencia financiera sostenible (2014) Movilización recursos para financiar plan de inversión (2014)
Pérdida confianza consumidores	Atender 100% de la demanda (2011) Normalizar el servicio a los barrios carenciados PRA (2011)	
Renacionalización de la industria	Establecer gestión comercial de EGEHIG y ETED (2009) Definir papel de CDEEE y esquema funcionamiento mercado de energía (2009)	Mejorar la gestión de las empresas distribuidoras y conseguir inversionista estratégico (2012)
Tarifas altas y subsidios no focalizados	Implementar el programa de aplicación de tarifas técnicas con subsidios focalizados (2012)	

Tabla 6

Tema	Periodo transición 2007-2011	Periodo 2012-2020
Recuperación financiera del sector	Crear círculo virtuoso buen servicio al buen cliente=>mejora calidad del servicio => eliminación demanda no atendida => aumento CRI => eliminación transferencias presupuesto, basado en esquema centralizado bajo el control y participación activa de CDEEE	Edenorte, Edesur, EGEHID y ETED operan como empresas comerciales bajo el régimen de sociedades anónimas. Se considera la democratización accionaria o la vinculación de un socio estratégico
Diversificación fuentes	Promoción desarrollo pequeños proyectos renovables por sector privado con incentivos leyes vigentes, CDEEE contrata suministro energía plantas a carbón y desarrolla centrales hidroeléctricas >5 MW	Desarrollo energía limpia por inversionistas privados y EGEHID de acuerdo con las reglas del mercado mayorista, respondiendo a incentivos fiscales y de precio.
Restablecer confianza inversionistas	Ejecutar programa de ajuste de tarifas para cubrir costos eficientes y focalizar subsidios. Estudio y puesta en funcionamiento mercado eficiente de energía Programa fortalecimiento entes regulación y formulación política	Inversionistas privados desarrollan proyectos generación de acuerdo a reglas mercado mayorista
Atención demanda con normas de calidad	Desmontar gradualmente programa PRA.	
Gestión comercial empresas estatales	Se avanza en lograr una gestión comercial de EGEHID y ETED fortaleciendo la autonomía de su administración y sistema transparencia información	Se promueve programa de capitalización propiedad accionaria de las empresas estatales de energía con pequeños accionistas, o vinculación socio estratégico

II. DIAGNÓSTICO SUBSECTOR ELÉCTRICO

En 1997 se inició un proceso de reforma del sector eléctrico Dominicano que contemplaba la reestructuración de la empresa estatal, la separación de las funciones de regulación y formulación de políticas, la aplicación de tarifas de electricidad que cubran los costos eficientes de suministro y de subsidios focalizados a la población más vulnerable, la privatización de la generación termoeléctrica y la distribución y el desarrollo de un mercado competitivo de energía, como instrumentos para resolver problemas crónicos del subsector eléctrico asociados con los altos costos de generación, racionamiento de energía, y deficiencias en la gestión de un monopolio estatal integrado verticalmente.

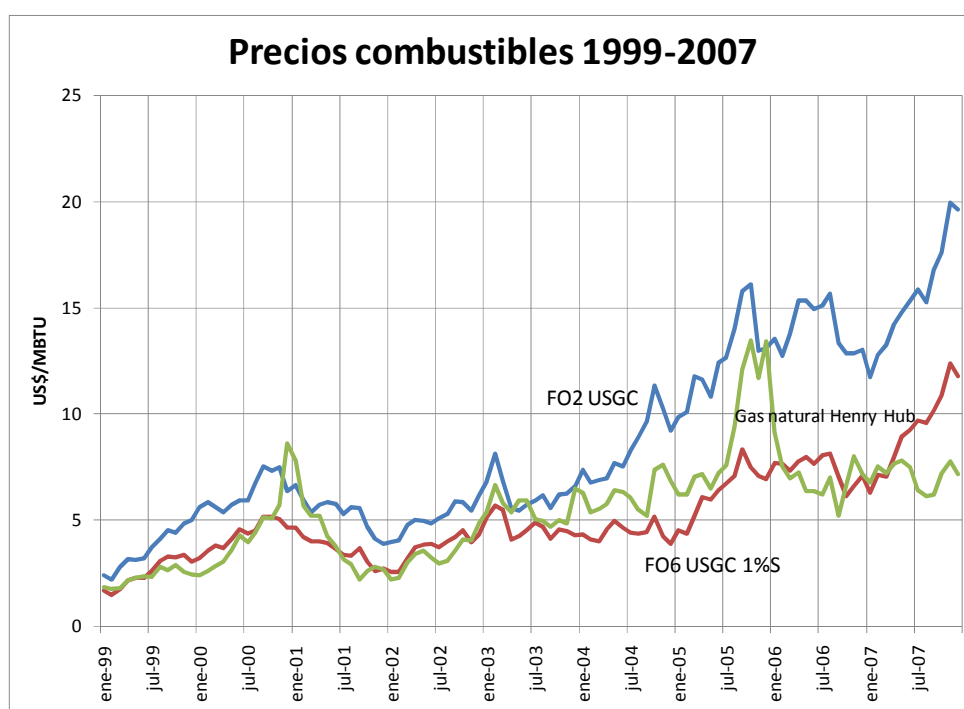
El proceso de reforma del sector eléctrico Dominicano se inicia en firme en 1997 con la reestructuración de la Corporación Dominicana de Electricidad (CDE) y llega a su punto de no retorno en 1999 con la capitalización por inversionistas estratégicos de las tres empresas de distribución y dos empresas de generación térmica formadas a partir de CDE. El marco legal e institucional fue establecido en 1998 por medio de decretos y ratificado posteriormente en 2001 y 2002 por medio de la Ley General de Electricidad y su reglamento. El proceso de reforma contemplaba un periodo de transición para aplicar el nuevo modelo, durante el cual las nuevas empresas generadoras estaban protegidas por contratos iniciales de suministro que se desmontaban en un periodo de 5 años, las tarifas al consumidor final se ajustaban gradualmente hasta llegar a la tarifa técnica, y se ponía en funcionamiento un mercado competitivo. Se suponía que durante la transición las distribuidoras reducían las pérdidas de distribución y mejoraban su recaudo a niveles de empresas eficientes.

El proceso de reforma experimentó dificultades a partir del 2000 debido a una combinación de factores: alza sustancial de los precios internacionales del petróleo, dificultades políticas de trasladar a las tarifas de electricidad el aumento de los costos de producción en un sistema de generación que dependía en aproximadamente 85% de combustibles importados, inhabilidad para reducir las pérdidas comerciales de electricidad y mejorar la cobranza en forma sostenible, y desajustes macroeconómicos que causaron una devaluación e inflación aceleradas.

El impacto de estos factores, combinado con la falta de cumplimiento del compromiso del gobierno de aplicar las nuevas normas del modelo de mercado y encargar la regulación a una entidad fuerte e independiente, generó un círculo vicioso de crisis financiera, crisis de suministro y deterioro de la gestión comercial de distribución durante la mayor parte del periodo de reforma: el aumento de los costos de suministro generalmente no era trasladado a tarifas, las empresas de distribución no podían generar el flujo de caja suficiente para cubrir los costos de suministro y pagar a los generadores por la compra de energía, la renta económica de las plantas hidroeléctricas ya depreciadas y los recursos fiscales no alcanzaban a cubrir los subsidios tarifarios generalizados y la ineficiencia de las distribuidoras, las empresas de generación no contaban con los recursos para pagar los altos costos variables de generación térmica y no podían atender en forma completa la demanda de energía, la calidad y confiabilidad del servicio eléctrico era deficiente, y la práctica de fraude y no pago de la electricidad se agudizaba, deteriorando las finanzas de las empresas.

Los precios internacionales de los combustibles utilizados para generación eléctrica en República Dominicana han aumentado sustancialmente y han sido muy volátiles a partir de la reforma, como resultado del alza del precio del crudo que se ha multiplicado por 7.5 veces en 9 años (de niveles de 12 US\$/bbl a comienzos de 1999 a niveles de 92 a finales de 2007). En los primeros 20 meses de la reforma se triplicaron los precios del gas oil y del fuel oil No 6, combustibles utilizados en el 77% de la capacidad instalada de generación, lo cual tuvo un impacto considerable sobre los costos de generación. Entre enero del 2002 y diciembre de 2007 el precio del fuel oil No 6 se multiplicó por 4.6 veces (ver Figura 4).

Figura 4



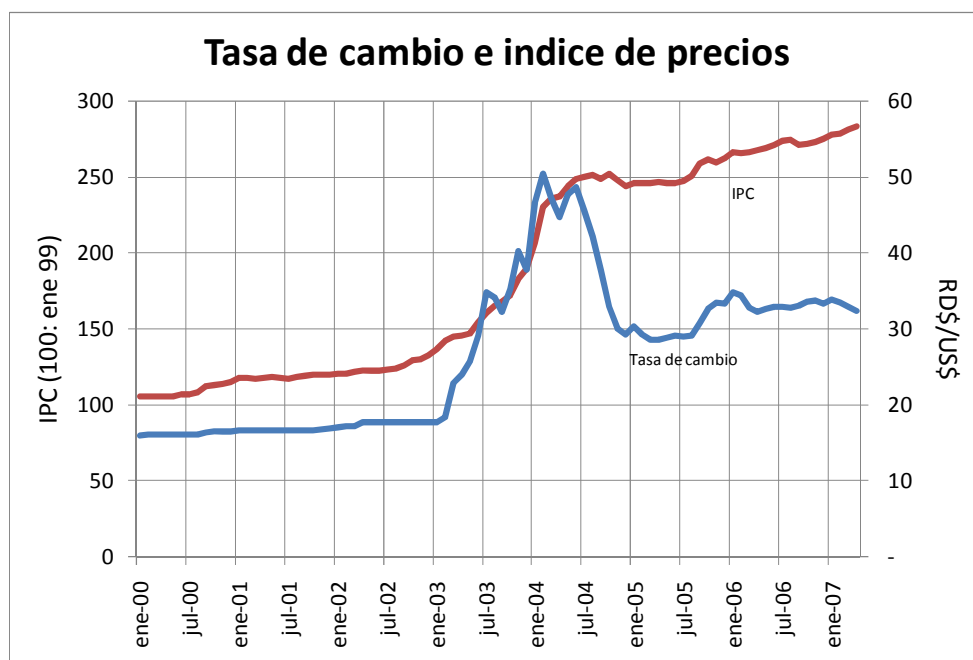
Desde el inicio del 2000 el gobierno intentó mitigar el impacto sobre las tarifas de electricidad del aumento en los costos de generación ocasionado por el alza en los precios de los combustibles, por medio de subsidios tarifarios generalizados financiados parcialmente con la renta hidráulica y recursos fiscales, y la renegociación de los contratos de suministro de energía con los generadores privados. Sin embargo, los subsidios generalizados no fueron sostenibles y finalmente fue necesario ajustar sustancialmente la tarifa promedio. A partir de febrero/00 el Gobierno decidió congelar las tarifas al consumidor, con la promesa de compensar a las empresas distribuidoras por la diferencia entre las tarifas indexadas y las tarifas congeladas. Los subsidios no fueron viables fiscalmente por el aumento sustancial en los precios internacionales de los combustibles en el año 2000, y el gobierno no pudo cumplir con la compensación a las distribuidoras, lo cual originó una crisis financiera del sector que se resuelve temporalmente en Agosto de 2001, con la caída transitoria de los precios de los combustibles y la renegociación de los contratos iniciales de suministro, denominada “Acuerdo de Madrid”, el cual reduce los

costos de suministro de energía a cambio de una ampliación de la duración de los contratos a 15 años.

Posteriormente, a partir de marzo de 2002, los precios del fuel oil #6, el nuevo indexador de los precios de los contratos de compra de energía a generadores, aumenta sustancialmente, el subsidio vuelve a subir a niveles inmanejables para el gobierno y finalmente, ante la nueva crisis financiera, en Septiembre de 2002 el Gobierno decide eliminar el subsidio y ajustar las tarifas a usuario final. Sin embargo, en marzo de 2003 establece un Fondo de Estabilización Tarifaria (FET) para suavizar el impacto sobre las tarifas residenciales de la volatilidad del precio del fuel oil No.6.

Durante el año 2003 la situación macroeconómica del país se deterioró dramáticamente en parte por el impacto de la operación de salvamento del sector financiero. El peso dominicano se devaluó 160% respecto al dólar americano y se presentó una inflación del 50% (ver Figura 4). La maxi devaluación y los precios relativamente altos del petróleo causaron un gran desbalance en el recientemente creado FET, que no funcionó como fondo de estabilización sino más bien como un nuevo subsidio generalizado. A partir de mediados de 2004, con el nuevo gobierno, se mejora la situación macroeconómica, y la tasa de cambio se estabiliza a niveles de 33 RD\$/US\$, un 66% del valor máximo alcanzado a comienzos de 2004.

Figura 5



Entre septiembre de 2002 - cuando se ajustaron las tarifas para eliminar transitoriamente el subsidio generalizado- y finales de 2004, la tarifa promedio se triplicó en pesos corrientes y se duplicó en US\$, como último recurso para reducir el subsidio generalizado que no era fiscalmente sostenible y como componente necesaria de un paquete de medidas adoptadas para enfrentar la grave crisis macroeconómica y estabilizar la economía (ver Figura 6). A partir del 2005 la tarifa promedio se estabilizó a niveles de aproximadamente 19 US¢/kWh,

una de las más altas de la región, suficiente para cubrir los costos eficientes de suministro, aun teniendo cuenta el aumento sustancial del precio del fuel oil No.6 durante los dos últimos años, que ha llevado el precio promedio de energía en el mercado mayorista a niveles de 120 US\$/MWh. Sin embargo, a partir de septiembre de 2002, la tarifa promedio para consumos residenciales por debajo de 700 kWh/mes disminuyó en términos reales, una muestra que los subsidios no están focalizados en los consumidores más pobres.

En el periodo 1999-2003 la capacidad instalada de generación para el servicio público aumentó en un 70% y los generadores privados hicieron un esfuerzo importante en diversificar las fuentes de generación térmica al convertir a carbón algunas unidades de vapor, introducir el gas natural licuado e instalar plantas de alta eficiencia (ciclo combinado y motores diesel de mediana velocidad), con lo cual se desplazó generación costosa a gas oil (ver tabla 1). Sin embargo, la capacidad efectiva de generación disponible para el despacho no fue suficiente para atender la demanda máxima y la demanda no atendida se mantuvo en niveles superiores a 10% durante el periodo, debido en buena parte a la crisis financiera del sector: unidades generadoras se mantenían fuera de servicio por falta de combustible y los distribuidores desconectaban en horas de punta circuitos no rentables para reducir las pérdidas financieras. La energía no servida en varios meses durante el 2003 y 2004 fue superior a 30%, indicación de una aguda crisis de suministro.

Figura 6

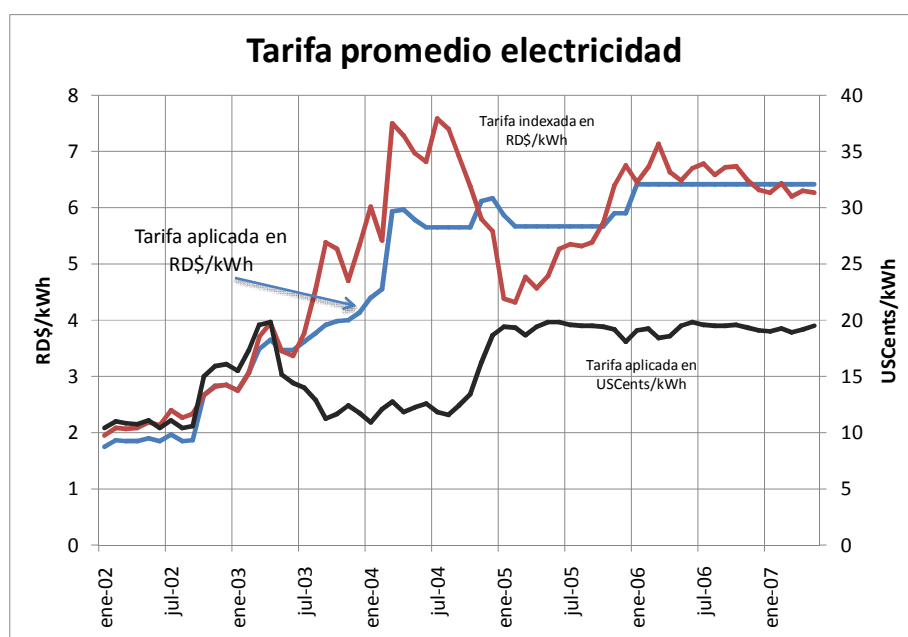


Tabla 7

Capacidad de generación
 1999 a 2006

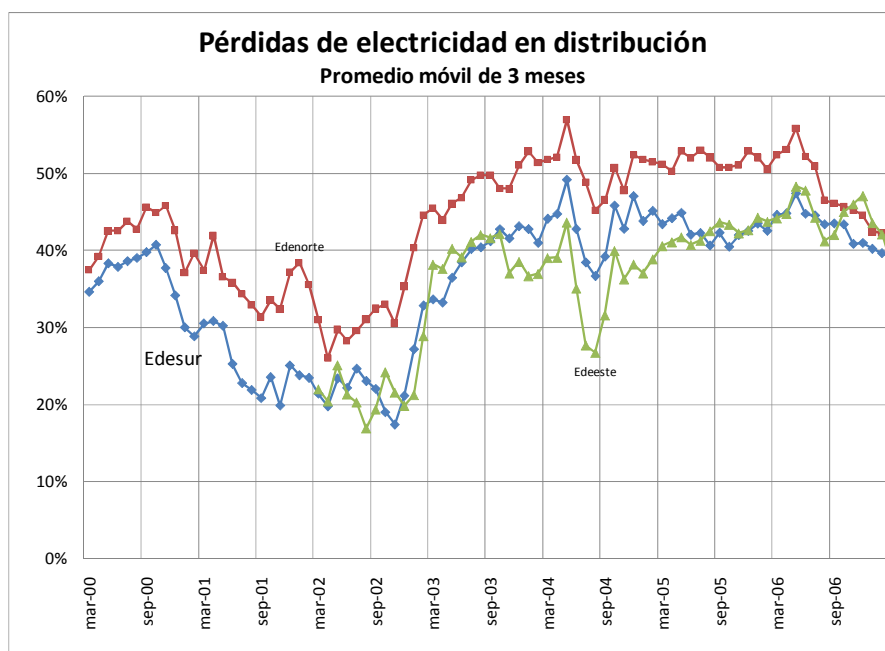
Combustible	DICIEMBRE 1999			DICIEMBRE 2003			DICIEMBRE 2006		
	POTENCIA INSTALADA (MW)	%	POTENCIA EFECTIVA (MW)	POTENCIA INSTALADA (MW)	%	POTENCIA EFECTIVA (MW)	POTENCIA INSTALADA (MW)	%	POTENCIA EFECTIVA (MW)
Hidroeléctrica	472	24%	353	543	16%	424	469	15%	424
Carbón	0	0%	0	314	9%	240	314	10%	240
Gas natural	0	0%	0	555	17%	410	555	17%	410
Gas oil	813	41%	722	939	28%	133	883	28%	133
Fuel oil No. 6	707	36%	495	976	29%	673	975	31%	673
Total	1,992	100%	1,570	3,326	100%	1,881	3,196	100%	1,881
Márgen de reserva	20%		-6%	72%		-3%	54%		-9%
Demanda atendida (MW)	1,486		1,486	1,712		1,712	1,760		1,760
Demanda máxima estimada	1,666		1,666	1,934		1,934	2,071		2,071
Demanda no atendida (%)	11%			11%			15%		

Fuente: Informes Organismo Coordinador

Las altas pérdidas no técnicas de energía en distribución y el bajo nivel de cobranza, temas relacionados con la gestión comercial de las empresas de distribución, han sido un problema permanente del subsector eléctrico y causa principal de las crisis financieras y de suministro. Una combinación de factores ha contribuido a que el problema se agrave y haya sido de difícil solución. Además de los problemas propios de la gestión comercial y a la falta de normas para penalizar el fraude y el no pago, en el caso Dominicano la baja calidad de servicio (cortes programados de energía, fluctuaciones de voltaje y fallas en el sistema) y los altos precios de energía han contribuido a la falta de satisfacción del usuario con el servicio eléctrico y a la denominada “cultura de no pago”. Las tareas de normalización de las conexiones ilegales y el fraude, y la mejora de la cobranza se han dificultado enormemente en una situación de crisis de suministro en que la gran mayoría de los usuarios residenciales no recibe servicio de electricidad las 24 horas del día, se presentan fallas imprevistas en el servicio y se aplican tarifas de electricidad que en principio deberían cubrir los costos eficientes de proveer un servicio confiable y suficiente.

Las empresas de distribución en manos privadas lograron reducir temporalmente las pérdidas totales de energía en los centros urbanos de niveles de 40% en el año 2000 a niveles de 25% en el 2002, por medio de inversiones en sistemas de información, mejoras en la gestión comercial, remodelación de las redes de distribución y programas agresivos para detectar y penalizar el no pago y el fraude. Sin embargo, la crisis financiera de las empresas de distribución y su impacto sobre el deterioro de la calidad de servicio, el aumento sustancial del costo de vida durante la crisis del 2003 y su impacto sobre la capacidad de pago de los usuarios, y la falta de respaldo político a las empresas privadas, hizo insostenible el avance logrado en el control de pérdidas y a finales del 2003 estas regresaron a los niveles iniciales, los cuales no son sostenibles desde el punto de vista financiero (ver Figura 7). Como resultado de la falta de éxito en la reducción de pérdidas y en la mejora de los índices de cobranza, los rezagos tarifarios, la difícil situación financiera de las distribuidoras y otros factores, Unión Fenosa decide vender al Estado su participación en el negocio de distribución y, finalmente, a partir del 1º de Octubre de 2003 se renacionalizaron Edenorte y Edesur y CDEEE asumió el control de estas empresas.

Figura 7



Para solucionar el círculo vicioso de robo de energía y servicio intermitente en los barrios marginados y regularizar la prestación del servicio eléctrico en esas comunidades se estableció en noviembre 2001 el Programa de Reducción de Apagones (PRA), como un acuerdo transitorio entre el gobierno, las distribuidoras y la comunidad según el cual el gobierno y las empresas garantizan un número mínimo de horas diarias de servicio en los barrios (que ha fluctuado entre 16 y 17 horas), la comunidad se compromete en el proceso de cobro y pago de una tarifa reducida por el servicio (el gobierno cubre el 75% del costo de la energía suministrada y la empresa distribuidora el 25% restante) y los ingresos provenientes del pago se destinan en buena parte a inversiones de rehabilitación de la red.

El subsidio al PRA ha sido significativo. Las entregas de energía para este programa durante los últimos 3 años han representado en promedio aproximadamente el 12% del total de energía recibida por las empresas distribuidoras. El costo de oportunidad del 75% de esa energía, que corresponde al subsidio del Gobierno, ha fluctuado entre US\$ 4 a 10 millones mensuales durante ese periodo. Se estima que en el PRA participan aproximadamente 500,000 familias o 40% de la población con acceso a electricidad.

Aun cuando el PRA ha ayudado parcialmente a controlar los “apagones” en los barrios carenciados, no ha funcionado como una solución de transición para regularizar el servicio de electricidad en esas áreas y convertir a esa población en clientes normales de las empresas de distribución. El PRA crea incentivos perversos para las empresas distribuidoras y para los usuarios. Las empresas tienen incentivos débiles para reducir las pérdidas y aumentar el recaudo en esas áreas (solo pagan el 25% de la energía utilizada). Los usuarios tienen incentivos débiles para reducir el consumo (no hay medidores) y el precio bajo de la energía atrae la migración de nuevas familias y negocios informales a los barrios carenciados.

El marco legal e institucional establecido en la Ley General de Electricidad era, en principio, adecuado para la implementación de la reforma y adoptaba varios de los elementos básicos de modelos exitosos que se pusieron en práctica en la región durante los 1990s, tales como la separación de funciones del Estado como regulador, formulador de políticas y empresario y la creación de una entidad independiente encargada de las funciones de operador del sistema y administrador del mercado de energía. Sin embargo, la aplicación de este esquema en un ambiente difícil de crisis recurrentes (financiera y de suministro de energía) que se comentan en este documento, ha puesto en evidencia deficiencias en el diseño y dificultades en la aplicación de un modelo de mercado que exigía instituciones fuertes y condiciones que no se cumplían en República Dominicana, al igual que en otros países latinoamericanos.

La idea de crear una entidad fuerte e independiente encargada de aplicar en forma transparente y objetiva las nuevas reglas y principios regulatorios, incluyendo tarifas técnicas que cubran los costos de prestación del servicio en condiciones de eficiencia, no funcionó en República Dominicana como estaba previsto. Los gobiernos no han cumplido con el compromiso de trasladar a tarifas los costos de generación, vulnerables a la volatilidad del precio internacional del petróleo, y han intervenido en la fijación de las tarifas y en la aplicación de subsidios, lo cual debilita y le resta credibilidad a la Superintendencia de Electricidad (SIE).

En situaciones de crisis financiera y de suministro los gobiernos de turno han creado comisiones ad-hoc, con la participación de diversos organismos del Estado incluyendo la SIE, encargadas de manejar la crisis y proponer y ejecutar las medidas remediales que fueran necesarias. Primero, en 2002, la Comisión de Sostenibilidad que, entre otras cosas, negoció el Acuerdo de Madrid y en 2004, el Comité de Recuperación, encargado de supervisar y dirigir el plan de recuperación financiera del sector. Aun cuando es entendible que en periodos de crisis el marco institucional no opere adecuadamente y se acuda temporalmente a soluciones ad-hoc, la permanencia de comisiones ad-hoc, en que el regulador juega un papel secundario, debilita su independencia y su credibilidad y promueve que las empresas del sector acudan a instancias superiores de gobierno para resolver sus problemas.

Posiblemente la mayor inquietud sobre el marco institucional es el futuro de la participación del sector privado y del mercado competitivo, después de la renacionalización de las empresas distribuidoras Edenorte y Edesur, las dificultades para trasladar el costo de generación a tarifas, los subsidios generalizados, la crisis financiera del sector y el colapso de la cadena de pago. En estas condiciones, los riesgos regulatorios y de mercado son muy grandes y el ambiente no es favorable para la participación privada. Por otra parte, el mercado mayorista no puede funcionar en una situación en que el flujo de caja no es suficiente para comprar combustible y mantener una disponibilidad alta de las plantas generadoras y en que las empresas distribuidoras no son financieramente viables y tienen que depender de transferencias de presupuesto nacional para cubrir sus gastos corrientes.

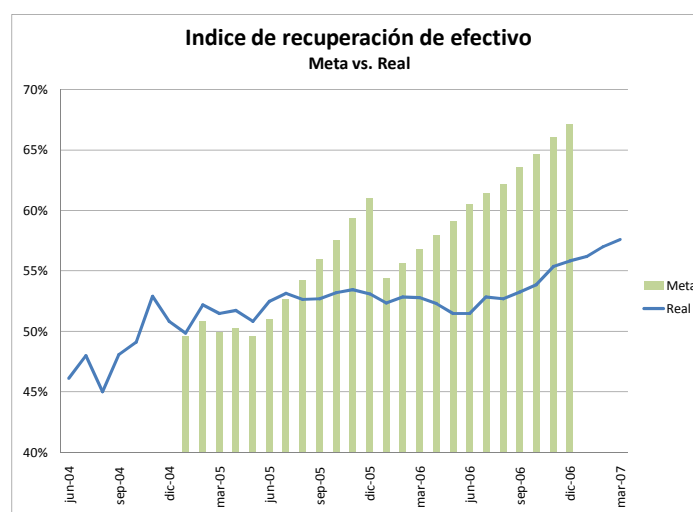
El rol del estado como empresario ha aumentado y tiende a consolidarse. La CDEEE está fortaleciendo su papel como intermediario en la comercialización de energía (que había tratado de abandonar con la renegociación de los PPAs con los generadores independientes) con la iniciativa de desarrollar la planta térmica a carbón de Pepillo Salcedo bajo un acuerdo de transformación de energía con un contratista privado. La CDEEE está tomando

las acciones necesarias para convertirse en un grupo empresarial (empresa holding) que maneja la participación accionaria del Estado en las empresas del sector, presta servicios a estas empresas y supervisa estrechamente su gestión. La CDEEE, a través de ETED y EGEHID, seguirá desarrollando y operando la red de transmisión nacional y los proyectos hidroeléctricos de más de 5 MW. La CDEEE ha tenido una influencia sustancial en la formulación de políticas, expansión del sistema de generación, regulación y gestión de las empresas, lo cual ha debilitado a la SIE y CNE.

El nuevo Gobierno viene ejecutando desde el 2005 planes de acción anuales para la recuperación financiera del sector, los cuales buscan romper el círculo vicioso de crisis financiera-crisis de suministro-falta de inversión-deterioro del CRI que llevó a una situación caótica en 2003 y 2004. Los planes establecen acuerdos anuales entre las empresas del sector y el gobierno en que se definen metas realistas de suministro de energía a las empresas de distribución, según sus necesidades y capacidad de pago, inversiones esenciales para reducir las pérdidas de electricidad, las tarifas a aplicar, metas de mejoras en el CRI, y el aporte de presupuesto nacional requerido para atender el déficit esperado de las empresas. En conjunto con una política de ligar la calidad del servicio con la calidad del cliente (mejor servicio a los buenos clientes que pagan a tiempo y que no hacen fraude), se esperaba que en forma controlada se podía aumentar gradualmente el CRI, reducir el racionamiento de energía y mejorar la calidad del servicio, normalizar el servicio a las áreas PRA, reducir el déficit de flujo de caja y reducir los aportes de presupuesto nacional.

La mejora en los índices de desempeño ha sido lenta, no obstante que Edesur y Edenorte contrataron un grupo gerencial de profesionales extranjeros con experiencia internacional. Durante el 2005 las pérdidas totales se mantuvieron en niveles de 45% (40% cuando se excluye el impacto del PRA) y el promedio móvil semestral del CRI se mantuvo en niveles alrededor de 52.5%, muy por debajo de la meta de 61%, establecida para el final del año e insuficiente para llegar a un punto de equilibrio en el flujo de caja. Desde mediados de 2006, el promedio móvil semestral de las pérdidas comienza a tener una tendencia clara a la baja y en 10 meses el promedio se redujo en aproximadamente 5 puntos porcentuales. Por otra parte, el CRI comienza a tener una tendencia clara al alza y aumenta de 52% a 57% en 10 meses (ver Figura 8).

Figura 8



Si se tiene en cuenta que durante los últimos meses se ha reducido el porcentaje de la demanda no atendida, la reducción de 5 puntos porcentuales en las pérdidas comerciales es un logro todavía mayor. La cantidad mensual de energía perdida ha disminuido en 20% de agosto de 2006 a marzo de 2007, de un promedio móvil semestral de 293 GWh a 235 GWh.

Sin embargo, el sector no ha logrado llegar a un punto de equilibrio que permita la autosuficiencia financiera del sector, atender el 100% de la demanda y saldar la deuda en mora con los generadores. Durante el 2005 y el 2006 el sector dependió de cerca de US\$600 millones en transferencias anuales de presupuesto nacional para cubrir el déficit de flujo de caja de las empresas distribuidoras y CDEEE, el subsidio al programa PRA, y las inversiones prioritarias para reducir las pérdidas comerciales de energía.

Las perspectivas actuales sobre la evolución de los factores coyunturales que agudizaron la crisis en el 2003 y 2004 son más favorables: estabilidad macroeconómica y niveles tarifarios altos, suficientes para cubrir los costos eficientes de suministro aún con los altos precios actuales de los combustibles. La recuperación a corto plazo depende fundamentalmente de acciones bajo el control de las empresas del sector y del gobierno, principalmente del éxito del programa de reducción de pérdidas y aumento de la cobranza, que requiere mejoras en la gestión de las empresas predominantemente estatales, compromiso y apoyo político para penalizar el fraude y el no pago, e introducir cambios en el PRA para que se logre regularizar el servicio de electricidad en los barrios carenciados.

Con la renacionalización de Edenorte y Edesur y el ambiente poco favorable para la participación privada, la ejecución del plan de recuperación a corto plazo está en manos de empresas estatales y del poder ejecutivo, con un papel marginal del sector privado, representado por Edeeste y los generadores térmicos. En este proceso, CDEEE ha fortalecido su presencia en el sector asumiendo el liderazgo en la ejecución del plan de recuperación y constituyéndose como un grupo empresarial integrado verticalmente, que va a ampliar su papel como intermediario en la comercialización de energía.

III. RETOS Y OPCIONES DE POLÍTICA PARA EL SUBSECTOR ELÉCTRICO

A. Plan Acción a Corto y Mediano Plazo

El Gobierno de República Dominicana (GRD) adoptó recientemente un plan de acción integral de corto y mediano plazo 2006-2012 que tiene como meta prioritaria lograr la autosuficiencia financiera del subsector¹. El plan de acción está elaborado a nivel general y no incluye las acciones detalladas a cargo de las instituciones responsables de su ejecución. El plan integral se desarrolla por medio de planes anuales detallados, como el que se elaboró para el 2007².

El plan integral adopta como objetivos estratégicos: lograr la autosuficiencia financiera; reducir los precios de la energía al consumidor final; cumplir con los estándares de calidad y niveles de servicio establecidos en las normas; promover un uso eficiente y racional de la energía, la explotación de los recursos renovables y la preservación del medio ambiente; y mejorar las condiciones para atraer inversiones y fomentar la competitividad en el mercado.

El plan integral se concentra en las acciones más urgentes relacionadas con la mejora de la gestión (mejora del índice de recuperación de efectivo), la mejora en la calidad del servicio (aumento de la demanda atendida, la confiabilidad de suministro y la atención al usuario) y la normalización del PRA, y la reducción del costo de suministro, las cuales son esenciales para lograr la recuperación y autosuficiencia financiera del sector. En relación con la revisión de la política sectorial, el plan solo enumera una serie de actividades a largo plazo para estudiar el tema, pues no se quería desviar la atención de las acciones más urgentes.

El plan integral incluye unas metas de desempeño que llevarían a una recuperación financiera del sector en el 2010, como resultado de una mejora sustancial en el desempeño de las empresas de distribución (aumento del CRI de 52% en 2006 a 77% a finales del 2010, eliminación de la demanda no atendida en el 2010), de la reducción sustancial del precio promedio de generación (de 140 US\$/MWh en 2006 a 82 US\$/MWh en 2010) debido a la entrada en servicio en el 2009 de nuevas plantas de generación a carbón, y de una reducción sustancial en la tarifa promedio de electricidad por las mejoras en eficiencia y la reducción en el costo de compra de energía.

El plan de acción detallado del año 2007, que ejecuta el plan integral, contempla una serie de medidas de corto plazo, similares a las adoptadas en los planes de acción adoptados en los años anteriores, pero incluye algunas acciones nuevas:

- a) El desmonte de aproximadamente 25% del PRA por medio de la normalización del servicio a usuarios en barrios carenciados que, por sus características sociales y económicas, pueden ser convertidos en clientes normales de la empresa de distribución.

¹ Adam Smith International. 2006. A plan for the electricity sector in the Dominican Republic. A report for the President, Dominican Republic. July 17, 2006/ CNE, SIE, CDEEE. 2006. Plan Integral del Sector Eléctrico de la República Dominicana. Periodo 2006-2012. Septiembre 2006.

² Comité de Recuperación del Sector Eléctrico. 2007. Plan de acción para la recuperación del sector eléctrico. Año 2007. Enero de 2007.

- b) El inicio de la construcción de la red troncal a 345 kV que elimina los cuellos de botella actuales para transferencias de energía al norte del país y permite evacuar la energía de grandes proyectos termoeléctricos en el norte.
- c) La aprobación de la ley 186-07 que modifica la Ley General de Electricidad y su reglamento para tipificar como delito penal el fraude de energía y los atentados contra la seguridad del sistema eléctrico.
- d) La renegociación de la fórmula de precios de energía del contrato de suministro de 150 MW con las centrales Palamara y La Vega, lo cual permitiría una rebaja de aproximadamente 18% en el precio medio de suministro.
- e) El cierre financiero del proyecto de generación a carbón Pepillo Salcedo para que pueda entrar en operación en 2010.
- f) La SIE completó los estudios de actualización del valor agregado de distribución (VAD) y diseño de la tarifa de distribución, contrató servicios de consultoría para revisar el valor agregado de transmisión (VAT) y están contratando servicios para el diseño de la tarifa de transición hasta el 2012, lo cual permitiría aplicar la tarifa técnica y focalizar los subsidios en el periodo 2008-2012.

El plan de acción integral 2006-2012 reconoce que a corto plazo el esquema de mercado competitivo y participación privada no es el instrumento adecuado para recuperar el sector de la profunda crisis financiera y de suministro a que llegó y lograr una oferta de energía suficiente, confiable, económica y sostenible. Las empresas distribuidoras estatales no son viables financieramente y posiblemente no tengan mayor valor comercial y no hay mayor apetito del sector privado para ampliar su participación en la prestación del servicio público de electricidad. Por lo tanto, el éxito del plan integral depende de la capacidad de CDEEE y de las empresas de distribución estatales, operando en un esquema centralizado bajo la dirección de CDEEE y el apoyo de transferencias de presupuesto nacional, de normalizar la situación del sector eléctrico en un periodo de 4 o 5 años: mejorar la gestión comercial, llevar el índice de recuperación de efectivo a un punto de equilibrio financiero, atender el 100% de la demanda, ejecutar las inversiones en generación, transmisión y distribución requeridas para mejorar la calidad del servicio, iniciar el proceso de diversificación de las fuentes de generación, regularizar el servicio en los barrios carenciados y restablecer la autosuficiencia financiera del sector.

Supuestamente, una vez se normalice la situación del sector en 2010, se restablecerían las condiciones para considerar nuevamente la privatización de Edenor y Edesur, atraer la participación privada para desarrollar nuevos proyectos de generación que participan en un mercado eléctrico competitivo y reducir el papel de CDEEE como intermediario en la comercialización de energía.

En términos generales, la estrategia adoptada y las medidas contempladas a corto plazo en el plan integral, dirigidas a mejorar en forma gradual y simultánea la gestión comercial de las empresas distribuidoras y la calidad del servicio, son adecuadas para la recuperación financiera del sector. La estrategia reconoce que el control del fraude y la mejora de la cobranza no se logran únicamente con medidas punitivas y que es esencial al mismo tiempo mejorar la calidad del servicio y la atención al cliente. El aumento tarifario no es una opción recomendable para la recuperación financiera del sector, dado que la calidad del

servicio no es satisfactoria y que las tarifas son altas y cubren los costos eficientes de suministro, y se podría lograr la reducción de los costos de generación a mediano plazo, una vez entre en operación las nuevas plantas de generación a carbón y se renegocien los contratos de suministro.

Sin embargo, la estrategia tiene el riesgo que el esquema utilizado durante la transición, en que CDEEE opera como una empresa estatal integrada verticalmente y comprador único que domina el sector, se puede convertir de hecho en un esquema institucional permanente que no necesariamente es adecuado para resolver los problemas estructurales del sector.

B. Prospectiva de la Expansión de Generación. Resultados y conclusiones

1. Proyecciones de demanda de electricidad

Las proyecciones de demanda de electricidad utilizadas en los planes indicativos de expansión del sistema de generación preparados por CNE durante los últimos 3 años se basan en los resultados del informe preparado por la firma ETEE en 1997³. El informe presenta 3 escenarios de demanda que reflejan los supuestos utilizados sobre las variables de precio y crecimiento económico y la reducción de pérdidas de electricidad y demanda no atendida. A finales de 2003, como parte del Plan Energético Nacional 2004-2015, la firma Fundación Bariloche preparó el estudio de “Prospectiva de la Demanda de Energía”, el cual incluye proyecciones de la demanda de electricidad por sectores de consumo para dos escenarios, que se prepararon utilizando modelos econométricos y métodos analíticos de consumo final de electricidad.

Las estimaciones y proyecciones de la demanda de electricidad en República Dominicana presentan una dificultad especial debido a las altas pérdidas no técnicas de electricidad, las restricciones de oferta prevalecientes durante la historia reciente y la instalación de equipos de emergencia -inversores y generadores- por parte de los consumidores. Por lo tanto, las ventas de electricidad por sectores de consumo reflejan la demanda de electricidad distorsionada por los consumos ilegales que no son medidos y por la demanda no atendida debido a las restricciones en la oferta. La demanda máxima y demanda de energía estimada para 2006, corregida por la demanda no atendida, coincide con la demanda proyectada en el informe de ETEE para ese año en el escenario bajo. Sin embargo, las condiciones recientes de crecimiento económico (9.3% en 2005) no corresponden a un escenario bajo de crecimiento de la demanda, y este no debería tomarse como un escenario base. Teniendo en cuenta que el estudio de Fundación Bariloche es más reciente, se decidió adoptar dos escenarios de demanda para el periodo 2007-2021, aplicando las tasas anuales de crecimiento de los escenarios medio (5.4%) y bajo (2.7%) de Fundación Bariloche a la demanda estimada de 2006 (ver Tabla 8).

³ El informe de la firma Estudios Técnicos Económicos de Energía (ETEE) actualizó para el periodo 1998-2015 las proyecciones del Estudio del Mercado Eléctrico preparado por la firma DECON en 1993, basado en modelos econométricos. El Plan Energético Nacional 2004-2015, publicado en Julio de 2004, incluyó un plan indicativo preparado con la asistencia de OLADE en 2003 (Propuesta de expansión de la generación del sector eléctrico Dominicano). CNE publicó ajustes anuales del Plan Indicativo de Generación en los años 2003, 2004 y 2005.

Tabla 8

República Dominicana
 Proyecciones de demanda máxima y energía mayorista

Año	Demanda máxima (MW)					Demanda energía (GWh)				
	Real (estimado)	Proyección ETEE		Basado en proyección Bariloche		Real (estimado)	Proyección ETEE		Basado en proyección Bariloche	
		medio	bajo	medio	bajo		medio	bajo	medio	bajo
2001	1918.3	1,695	1,594			10,746.1	10,795	10,153		
2002	1942.7	1,815	1,684			11,372.3	11,596	10,763		
2003	1933.9	1,943	1,777			12,042.7	12,455	11,390		
2004	2114.7	2,084	1,867			12,921.8	13,403	12,005		
2005	1760.5	2,229	1,979			11,640.9	14,382	12,768		
2006	2071.3	2,389	2,075	2,071	2,071	13,435.7	15,460	13,433	13,436	13,436
2007		2,550	2,169	2,189	2,134		16,557	14,083	14,198	13,840
2008		2,682	2,252	2,313	2,198		17,470	14,671	15,004	14,257
2009		2,866	2,353	2,444	2,264		18,726	15,375	15,855	14,686
2010		3,031	2,447	2,583	2,332		19,864	16,036	16,755	15,128
2011		3,198	2,544	2,722	2,396		21,029	16,727	17,657	15,539
2012		3,357	2,640	2,869	2,461		22,143	17,413	18,608	15,961
2013		3,525	2,727	3,023	2,528		23,324	18,041	19,610	16,395
2014		3,703	2,803	3,186	2,596		24,577	18,601	20,666	16,840
2015		3,891	2,896	3,357	2,667		25,907	19,281	21,778	17,298
2016		4,089	2,995	3,538	2,739		27,309	19,986	22,951	17,768
2017		4,296	3,098	3,729	2,814		28,787	20,716	24,186	18,251
2018		4,514	3,204	3,929	2,890		30,345	21,474	25,489	18,746
2019		4,743	3,314	4,141	2,969		31,987	22,259	26,861	19,256
2020		4,984	3,427	4,364	3,049		33,718	23,073	28,307	19,779
Tasa anual de crecimiento										
06 a 10		6.1%	4.2%	5.7%	3.0%		6.5%	4.5%	5.7%	3.0%
10 a 15		5.1%	3.4%	5.4%	2.7%		5.5%	3.8%	5.4%	2.7%
15 a 20		5.1%	3.4%	5.4%	2.7%		5.4%	3.7%	5.4%	2.7%

2. Escenarios de precio de combustibles

Los precios de los combustibles colocados en planta de generación en República Dominicana están determinados por los precios internacionales en el mercado del Caribe y los costos de transporte e internación. En promedio, los precios de los combustibles líquidos y del gas natural licuado en el mercado del Caribe tienen una correlación alta con el precio de referencia del petróleo WTI, que es proyectado a largo plazo por los analistas internacionales del mercado del petróleo. La mayoría de las proyecciones más recientes a largo plazo muestran precios del petróleo relativamente altos para el escenario base, en el rango entre 45 y 60 US\$/bbl, con niveles de 35 US\$/bbl para escenarios bajos (ver Tabla 9 tomada del informe anual de energía –año 2007- del Departamento de Energía de los Estados Unidos- DOE).

Tabla 9

Table 19. Projections of world oil prices, 2010-2030 (2005 dollars per barrel)

Projection	2010	2015	2020	2025	2030
AEO2006 (reference case)	48.72	49.24	52.24	55.72	58.69
AEO2007					
Reference	57.47	49.87	52.04	56.37	59.12
Low price	49.21	33.99	34.10	34.89	35.68
High price	69.21	79.57	89.12	94.40	100.14
GII	57.11	46.54	45.06	43.21	40.25
IEA (reference)	51.50	47.80	50.20	52.60	55.00
EEA	56.94	49.80	47.42	45.16	NA
DB	39.66	40.11	39.73	39.95	40.16
SEER	44.21	45.27	45.87	46.23	46.60
EVA	42.28	42.35	45.76	49.45	NA

Fuente: Energy Information Agency, DOE

Se prepararon dos escenarios de precio de los combustibles para el periodo 2007-2020, basados en precios constantes de 60 y 45 US\$/bbl para el WTI a partir del 2010, representativos de los escenarios propuestos por los analistas internacionales, con una transición para el periodo 2007-2010 a partir de un precio de 60 US\$/bbl en 2007. Se utilizó un modelo de regresión lineal con el WTI para calcular las tasas de crecimiento de los precios de los combustibles líquidos en el mercado de la costa del golfo de los Estados Unidos y para el GNL, los precios del gas natural en Henry Hub. Para el precio del carbón, que no tiene una correlación significativa con el WTI, se tomó como referencia las tasas de crecimiento proyectadas por DOE para el mercado de carbón térmico de los Estados Unidos.

Para cada escenario, se calcularon los precios de los combustibles colocados en planta de generación en República Dominicana aplicando las tasas de crecimiento anual proyectadas para el precio de cada combustible en el mercado internacional al precio vigente en 2006 en el mercado local para el respectivo combustible. La Tabla 10 muestra los precios proyectados en los 2 escenarios. Se observa que los precios por MBTU para el fuel oil No. 6 y el GNL son muy similares, con fluctuaciones entre 5 y 8 US\$/MBTU, mientras que los precios del carbón se mantienen a niveles de 2 US\$/MBTU.

Tabla 10

**Escenarios precios combustibles
2007-2020**

Comb.		Escenario	2006	2007	2008	2009	2010	2020
WTI (US\$/bbl)	DOE *	Reference	66				57	52
		Low	66				49	34
		High	66				69	89
	Propuesta	Esc. 1	66	60	60	60	60	60
		Esc. 2	66	60	55	50	45	45
Gas natural (US\$/MBTU)	Propuesta	Esc. 1	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0
		Esc. 2	8.0	8.0	7.4	6.7	6.0	6.0
Fuel oil 6 (US\$/MBTU)	Propuesta	Esc. 1	8.2	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7
		Esc. 2	8.2	7.7	7.1	6.5	5.9	5.9
Fuel oil 2 (US\$/MBTU)	Propuesta	Esc. 1	14.5	13.3	13.3	13.3	13.3	13.3
		Esc. 2	14.5	13.3	12.1	11.0	9.9	9.9
Carbón (US\$/MBTU)	Propuesta	Esc. 1	1.9	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
		Esc. 2	1.9	2.2	2.1	2.1	2.0	2.0

La proyección de precios de petróleo a corto plazo (2007 a 2010) resulta baja a la luz del aumento sustancial de los precios durante el año 2007, de valores mensuales del WTI de 55 US\$/barril a comienzos del año hasta llegar a 85 US\$/barril en octubre, mientras que el fuel oil No.6 de 2.2%S en Nueva York aumentó de 35 a 65 US\$/barril en el mismo periodo. El precio diario a final de octubre de 2007 llegó a valores nominales nunca antes vistos de 95 y 74 US\$/barril para el WTI y el fuel oil No.6, respectivamente. De acuerdo a los analistas del mercado del petróleo, la subida del precio del crudo y sus derivados se explica principalmente por los fundamentos de la oferta y demanda y no por factores especulativos o coyunturales. En su último análisis de corto plazo del mercado del petróleo el Departamento de Energía de los Estados Unidos proyecta un precio promedio mensual para

el WTI que declina gradualmente durante el 2008 para llegar a fin del año a un nivel de 75 US\$/barril, con un promedio de aproximadamente 80 US\$/barril para el año⁴, mucho más alto que el valor de 60 US\$/barril supuesto en el escenario medio.

El DOE no ha publicado proyecciones actualizadas de largo plazo. Se decidió, por lo tanto, utilizar los dos escenarios de precio de los combustibles y comentar, cuando corresponda, la validez de las conclusiones en el caso que se presenten precios más altos de los combustibles.

3. Proyectos candidatos de generación

En el plan de expansión se incluyeron como fijos los proyectos hidroeléctricos que están en construcción (repotenciación de Hatillo, Palomino y Pinalito) y los proyectos sobre los cuales ya se ha anunciado la decisión de construirlos (la conversión de la central térmica de San Pedro Macorís (CESPM) de gas oil a gas natural, la central hidroeléctrica Las Placetas y los proyectos termoeléctricos a carbón de Pepillo Salcedo y Hatillo Azua), con las fechas de puesta en servicio más probables (ver Tabla 11).

Tabla 11

Plan de expansión de generación
Proyectos fijos

Proyecto	Capacidad neta (MW)	Año entrada
C. H. Pinalito	50	2008
C.H. Hatillo	10	2009
Conversión CESPM		2009
C.T. Pepillo Salcedo 1	305	2010
C. E. Juancho 1&2	100	2010
C.T. Pepillo Salcedo 2	305	2011
C.H. Palomino	80	2011
C.T. Hatillo Azua 1&2	610	2011
C.E. Guzmancitos 1&2	100	2011
C.H. Las Placetas	87	2012
Total	1,647	

Los costos nivelados de los proyectos candidatos, para el caso de precio medio de combustibles, muestran que las plantas térmicas a carbón tienen los menores costos de generación operando como plantas de base (a niveles de 57 US\$/MWh), por debajo de los costos variables de los motores diesel de mediana velocidad que queman bunker C (niveles de 71 US\$/MWh) y muy cercanos a los costos variables de los ciclos combinado que operan a gas natural (56.5 US\$/MWh). La mayoría de los proyectos hidroeléctricos candidatos tiene costos de inversión superiores a 2.500 US\$/kW, costos nivelados superiores a 120 US\$/MWh, y factores de planta menores a 40%. Por otra parte, los proyectos eólicos candidatos tienen costos de inversión entre 1,500 y 1,800 US\$/kW (dependiendo de la distancia a la red) y costos nivelados de generación entre 78 y 89 US\$/MWh, calculados a una tasa anual de descuento de 12%. Por lo tanto, estos indicadores muestran que en principio se justificaría instalar plantas a carbón para desplazar

⁴ DOE. Short term energy outlook. November 2007.

la generación de motores diesel y que las plantas hidroeléctricas probablemente solo tendrían espacio para atender necesidades de pico (ver Tabla 12).

Para el escenario de precios bajos de combustibles las plantas a carbón tiene un costo nivelado que es marginalmente competitivo con el costo variable de los MDMV y no es competitivo con los costos variables de las plantas de ciclo combinado a gas natural. Por lo tanto, en este caso no se justificaría instalar nuevas plantas a carbón para desplazar la generación térmica más costosa. En el escenario de precios altos de los combustibles, el costo nivelado de las plantas a carbón es mucho más bajo que el costo variable de los MDMV y las CCGT, por lo cual se justificaría instalar nuevas plantas a carbón para desplazar la generación térmica existente con derivados de petróleo y gas natural (ver Tabla 12).

Tabla 12

**Proyectos de generación candidatos y en construcción
 Costos nivelados**

Proyecto	Tipo	Capacidad	Eficiencia LHV	Factor de planta	Costos unitarios						
					Inversion	Costo variable			Costo nivelado		
						a	b	c	a	b	c
						US\$/MWh			US\$/MWh		
		MW	%	%	US\$/kW						
LAS PLACETAS	Hidro	87		46%	3,276						114.2
PALOMINO	Hidro	80		26%	4,016						247.7
PINALITO	Hidro	50		32%	4,620						222.3
HATILLO_R10	Hidro	10		71%	1,510						34.2
MANABAO-BEJU	Hidro	104.8		30%	1,908						108.1
EL TORITO	Hidro	14.9		49%	3,832						130.6
ALTO JIMENOA	Hidro	34		29%	2,735						158.0
ALTO YUNA	Hidro	37		41%	2,405						97.6
HONDO VALLE	Hidro	13.5		40%	2,963						125.4
LA HILGUERA	Hidro	15.2		42%	3,618						143.4
SAN PEDRO	Hidro	18.6		34%	2,570						127.8
BONITO	Hidro	17.9		35%	2,631						127.3
MASIPEDRO	Hidro	16.5		30%	2,216						123.5
YASICA	Hidro	14		27%	1,643						102.7
ARROYO GALLO	Hidro	13.2		35%	3,939						192.0
Guzmancitos	eólico	50		37%	1,532						78.4
Juancho 1 & 2	eólico	50		38%	1,756						88.6
Ciclo combinado carbón	IGCC	350	41%	80%	1,491	20.8	19.6	21.1	58.1	56.9	58.4
Turbina a vapor (carbón)	CP	350	37%	80%	1,360	24.1	22.8	24.5	57.0	55.7	57.3
TV Pepillo Salcedo	CP	305	38%	80%	1,311	21.4	20.2	21.8	54.1	52.8	54.4
Turbina a gas	CCGT	350	50%	80%	603	56.5	43.0	78.4	70.4	56.9	92.3
Motor diesel (FO6)	MDMV	100	42%	80%	1,050	70.7	56.7	100.7	92.8	78.8	122.8

Precio combustible (US\$/MBTU)

	a	b	c
Fuel oil No. 6	7.7	5.9	11.4
Carbón	2.2	2.0	2.2
Gas natural	8.0	6.0	11.2

Precio WTI (US\$/bbl)

60 45 85

4. Resultados plan de expansión

El objetivo del análisis del plan de expansión de generación es proveer los elementos para determinar una estrategia de expansión de generación, bajo incertidumbre en la demanda y en los precios de los combustibles, que sea robusta, esto es, que se pueda adaptar para tener

en cuenta cambios en los escenarios de demanda y precios de los combustibles y que minimice el arrepentimiento de tomar decisiones irreversibles que no son las mejores para condiciones específicas de evolución de la demanda y de los precios. Teniendo en cuenta que existe una incertidumbre significativa en las tasas de crecimiento de la demanda, se aplicó el criterio minimax (o Savage), el cual minimiza el máximo arrepentimiento para diferentes escenarios de demanda. Adicionalmente, se analizó la sensibilidad de las secuencias de expansión a diferentes escenarios de precios de combustibles y los costos y beneficios de opciones para reducir la dependencia a la generación a carbón y lograr una oferta más diversificada.

En el segundo informe parcial se analizaron varios casos de expansión de la generación: un **caso base** en que se selecciona la secuencia de expansión de mínimo costo sin restricciones de ningún tipo en las plantas candidatas; un caso **sin** plantas a carbón de la tecnología **IGCC**; un caso de energía limpia en que se elimina la opción de desarrollar plantas a carbón adicionales a las ya decididas (**caso gas**); un caso en que aumentan los costos de inversión de las plantas de carbón en 40%, como resultado de mayores costos de los equipos, inversiones adicionales para mitigar el impacto ambiental e inversiones en adecuación de puertos y conexión a la red de transmisión (**carbón+40%**); y un caso en que se obliga la entrada en operación de las nuevas plantas hidroeléctricas incluidas en el plan de expansión 2006-2012 de EGEHID (caso **CDEEE**). En todos los casos, se consideran como proyectos fijos los mostrados en la Tabla 11, que adicionan 227 MW en centrales hidroeléctricas, 200 MW en eólicas y 1220 MW en térmicas a carbón.

Los resultados del análisis del plan de expansión de generación para el escenario medio de demanda y de precio de combustibles muestran que, excepto en el caso gas, la ampliación de la capacidad instalada se justifica principalmente para desplazar en el despacho económico la generación de las plantas térmicas existentes con costos variables más altos. Los costos nivelados de las nuevas plantas a carbón son menores que los costos variables de las plantas térmicas actuales que utilizan combustibles líquidos y ligeramente mayores a los costos variables de las plantas a gas natural. Para un incremento de demanda máxima para el periodo 2007-2021 de aproximadamente 2,400 MW, se instala una capacidad adicional entre 3,400 y 3,800 MW en la mayoría de los casos, excepto el caso gas, en que se instalan 2,650 MW (ver Tabla 13).

Los resultados también muestran que la solución de mínimo costo es un plan de expansión básicamente con plantas a carbón (3,000 MW vs. 680 MW en energía renovable que se adicionan como plantas fijas). Adicionalmente, se observa que con los parámetros utilizados en la simulación existen varias soluciones de secuencias de expansión con un valor presente de costos de expansión prácticamente igual, lo cual indica que la adición de plantas a carbón adicionales después del 2012 tiene un beneficio neto positivo, pero muy pequeño.

La adición de una capacidad de aproximadamente 600 MW de generación a carbón en el 2012, adicional a las dos unidades de Pepillo Salcedo, constituye una estrategia robusta, pues minimiza el máximo arrepentimiento para los dos escenarios de crecimiento de demanda considerados. Sin embargo, la decisión de desarrollar la planta a carbón de Hatillo Azua en 2011 con una capacidad de 610 MW y la Central Hidroeléctrica de Las Placetas en 2012 con una capacidad de 87 MW, representa un sobre costo significativo sobre el plan de expansión de mínimo costo en que no se impone el desarrollo de estas centrales, lo cual se

explica por el hecho que se está desarrollando una central hidroeléctrica con costos nivelados bastante mayores a los de una planta a carbón.

Por otra parte, la expansión a carbón para los escenarios de demanda y precios de combustibles considerados, sin tener en cuenta las externalidades (impacto ambiental) representa la solución de mínimo costo aun en el caso en que los costos de inversión de las plantas a carbón aumenten un 40%, esto es, a niveles de aproximadamente 2,100 US\$/kW instalado. Este porcentaje es, en principio, un margen suficiente para cubrir los costos de los equipos requeridos para cumplir con las normas internacionales sobre la contaminación del aire por emisión de SO₂, NO_x y PM₁₀ y los posibles sobrecostos de adecuación de puertos y conexión de las centrales al sistema interconectado nacional. Sin embargo, la diferencia en el costo de expansión respecto a la opción de energía limpia es pequeña y si se tiene en cuenta el impacto ambiental, la opción de energía limpia sería más conveniente (ver sección III.B.7).

Tabla 13

Plan de expansión de generación
Escenario medio de demanda y precio combustibles

Año	Capacidad adicionada (MW)				
	Caso base	Caso sin IGCC	Caso gas	Caso carbón+40%	Caso CDEEE
2010	465	465	465	465	465
2011	1,560	1,560	1,560	1,560	1,560
2012	2,047	2,047	1,697	1,697	1,739
2013	2,097	2,447	1,747	1,747	2,489
2014	2,447	2,797	1,747	1,747	2,594
2015	2,847	2,797	1,747	1,747	2,594
2016	2,897	2,847	1,797	1,797	2,994
2017	2,897	2,847	1,797	2,597	2,994
2018	2,897	3,597	1,797	2,597	2,994
2019	2,947	3,647	2,597	3,397	3,044
2020	2,947	3,647	2,597	3,397	3,744
2021	3,697	3,697	2,647	3,447	3,794
Hidro	227	227	227	227	374
Eólica	450	450	450	450	450
Térmica a carbón	3,020	3,020	1,970	2,770	2,970
Térmica a gas natural	0	0	750	0	0
Valor presente (MUS\$)					
Costo inversión	3,672	3,670	2,388	3,401	3,788
Costo operación	5,596	5,626	7,523	6,300	5,580
Costo total	9,268	9,296	9,911	9,700	9,369

No hay diferencias significativas en el valor presente de los costos de inversión y operación cuando la tecnología IGCC de plantas a carbón se reemplaza por plantas convencionales de carbón pulverizado. Por lo tanto, la selección del tipo de tecnología debe tener en cuenta otras consideraciones, distintas al costo de generación, como la experiencia probada en el funcionamiento de estas tecnologías en países en vía de desarrollo y su impacto ambiental. Las plantas convencionales son más atractivas desde el punto de vista de la experiencia probada, pues el desarrollo comercial de la tecnología IGCC, exclusivamente para producción de energía, está limitado a algunos países desarrollados. Sin embargo, desde el

punto de vista de su impacto ambiental, la tecnología IGCC es superior por su eficiencia más alta (42% vs. 38%, lo cual reduce en 10% la emisión de GHG) y por su capacidad de cumplir con las normas de emisión de otros contaminantes utilizando carbones de menor calidad (mayores contenidos de azufre y cenizas). Para las primeras plantas de Pepillo Salcedo y Hatillo-Azua tiene sentido utilizar plantas convencionales de carbón pulverizado siempre y cuando cumplan con normas internacionales de emisión de contaminantes del aire (SO_x , NO_x y PM_{10}).

Los proyectos hidroeléctricos incluidos en el plan de expansión de EGEHID, evaluados a los costos de inversión reportados por esa empresa no serían competitivos en el plan de expansión de generación, ni podrían recuperar sus costos de inversión con ventas de energía a los costos marginales en el mercado spot. Esta conclusión debe confirmarse con información más detallada sobre los costos de inversión y características de estos proyectos que en el momento de escribir este informe no había sido entregada a la CNE.

El plan de expansión basado en energía limpia, con proyectos amigables con el medio ambiente, adicionales a los proyectos eólicos e hidroeléctricos considerados en todos los casos analizados, incluye básicamente plantas térmicas de ciclo combinado operando con gas natural, las cuales tiene un costo nivelado de aproximadamente 70 US\$/MWh, en el escenario de precio medio de los combustibles. Este plan tiene un costo de desarrollo 7% mayor que el caso base (sin evaluar el costo de las externalidades) y solamente se podría justificar desde el punto de vista económico si los costos de inversión de las plantas a carbón aumentan por encima del 40%.

El desarrollo de dos unidades térmicas a carbón de Hatillo Azua antes de 2013, adicionales a Pepillo Salcedo, no se justifica en un escenario de precios bajos de los combustibles, debido a que es ese caso el costo nivelado de las plantas a carbón es prácticamente igual a los costos variables de los motores diesel actualmente en operación que utilizan fuel oil No.6 y, por lo tanto, no se obtiene un beneficio neto desplazando la generación de estas plantas en el despacho económico.

5. Remuneración en el mercado mayorista de nuevas plantas de generación

El análisis del funcionamiento del mercado mayorista que se presenta en el segundo informa parcial muestra que las nuevas plantas de generación térmicas enfrentan riesgos de mercado sustanciales, adicionales a los riesgos de crédito asociados con la débil situación financiera de las empresas de distribución. De acuerdo a las reglas del mercado mayorista, no es posible que las nuevas plantas puedan vender en el mercado de contratos a largo plazo su capacidad y energía generada, de tal forma que garanticen un flujo de caja estable y suficiente para cubrir sus costos fijos. Primero, la normativa vigente establece que las distribuidoras solo pueden tener comprometida en contratos hasta 80% de la demanda máxima proyectada y estas ya tienen contratada actualmente una capacidad de 1,355 MW en contratos a largo plazo que vencen en el 2016⁵. Debido a que la mayor parte de la nueva

⁵ Actualmente se están negociando los contratos del acuerdo de Madrid con el fin de reducir la capacidad contratada, acortar la duración del contrato para que venza antes del 2016 y reducir el precio de energía, el cual es alto debido a la llamada "sobre indexación por precios de los combustibles". CDEEE ha informado sobre acuerdos con las centrales de Palamara y La Vega y la renegociación de sus contratos de venta en el

capacidad no se requiere para atender el crecimiento de la demanda, se estima que en el periodo 2011-2014 las nuevas plantas solamente podrán colocar el 57% de su capacidad. Segundo, el mercado remunera una capacidad igual al aporte de potencia firme al sistema, que para las nuevas plantas a carbón, con unidades de un tamaño grande respecto a la demanda máxima, equivale a solamente 77% de su capacidad instalada.

Como resultado de lo anterior, las nuevas plantas a carbón dependerán de ventas de energía en el mercado spot para cubrir sus costos fijos en el mercado mayorista, lo cual representa un riesgo para un inversionista privado. Para cubrir este riesgo, la planta térmica de Pepillo Salcedo contará con un contrato de transformación a largo plazo con CDEEE, garantizado por la Nación, el cual le asegura un ingreso suficiente para cubrir sus costos fijos. La planta a carbón de Hatillo-Azua sería desarrollada por un consorcio privado que tiene la intención de vender energía a grandes consumidores en contratos a largo plazo. El desarrollo de las nuevas plantas térmicas por el sector privado, adicionales a las ya mencionadas, representa un reto para el sector, el cual se discute más adelante.

6. Precios nivelados de generación

En todos los escenarios la instalación de nuevas plantas de generación reduce el costo marginal de corto plazo a partir del 2009, pues la nueva generación desplaza generación térmica costosa de las plantas marginales en el despacho, las cuales determinan los costos marginales. Con la entrada en operación de las nuevas plantas a carbón, se reducen los costos marginales de energía (para el escenario medio de demanda y precio de combustible) de un nivel inicial de aproximadamente 95 US\$/MWh a 60 US\$/MWh en 2011. Después del 2011 los costos marginales varían según el caso analizado. En los casos base y CDEEE, los cuales resultan en un desarrollo agresivo de plantas a carbón, el costo marginal promedio es de aproximadamente 55 US\$/MWh, mientras que en los casos carbón+40% y gas, que adicionan menos capacidad, el costo marginal promedio es de 62.5 y 72.7 US\$/MWh respectivamente (ver Figura 9).

En el caso base, con el escenario de precio alto de los combustibles, el costo marginal aumenta entre 10 y 20 US\$/MWh respecto al escenario de precio medio en el periodo 2008-2014, cuando no se ha sentido el impacto completa de la adición de nuevas plantas a carbón. Sin embargo, a partir del 2014 las diferencias son menores y más variables debido a que con un precio alto de combustibles la estrategia de desarrollo de plantas a carbón es más agresiva y, además, hay solamente pequeñas diferencias del precio del carbón entre los escenarios de precio proyectados por DOE (ver zona sombreada en Figura 9).

Sin embargo, la reducción del precio nivelado de energía en el mercado mayorista es menos acentuada, en comparación a la caída de los costos marginales, debido al efecto de los cargos de capacidad y los peajes de transmisión y, más importante, del alto precio de suministro en los contratos existentes. El precio nivelado se reduce con la entrada de las nuevas plantas térmicas a carbón de niveles actuales de aproximadamente 119 US\$/MWh, a solamente 96 US\$/MWh en el periodo 2011-2016. Después del 2016 cuando terminen los contratos actuales, el precio nivelado se reduce a niveles de 72 US\$/MWh (excepto en el

mercado mayorista. Sin embargo, en este documento no se han reflejado estos cambios, esperando una confirmación oficial sobre su aplicación.

caso gas en que las nuevas plantas tienen un costo más alto y los costos marginales son más elevados (ver Tabla 14).

Figura 9

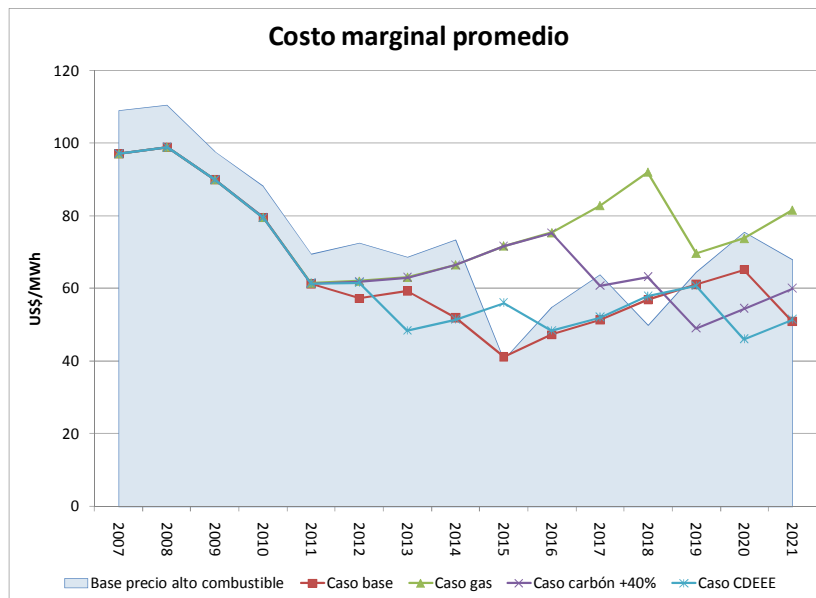


Tabla 14

Costos de generación - Escenario precio medio combustibles
Comparación resultados
Demanda media

	Unidad	Caso base	Caso CDEEE	Caso gas	Caso carbón + 40%
Compras de energía					
Capacidad nueva sin contrato */	\$	49%	49%	30%	30%
Costo compra mayorista a/					
Contratos existentes	%	52%	52%	49%	50%
Nuevas plantas	%	21%	22%	17%	21%
Spot	%	28%	26%	34%	28%
Precios de energía entregada a distribuidoras					
Contratos existentes	US\$/MWh	127,0	127,0	127,0	127,0
Compras spot					
2007 a 2010	US\$/MWh	108,8	108,8	108,9	108,8
2011 a 2016	US\$/MWh	73,2	74,6	85,9	86,0
2017 a 2020	US\$/MWh	78,8	74,3	96,8	76,9
Generación nueva					
2007 a 2010	US\$/MWh	90,2	90,2	90,2	90,2
2011 a 2016	US\$/MWh	68,7	69,1	69,3	69,1
2017 a 2020	US\$/MWh	68,7	68,9	74,5	74,0
Precio nivelado total					
2007 a 2010	US\$/MWh	118,5	118,5	118,5	118,5
2011 a 2016	US\$/MWh	95,9	96,4	98,9	98,9
2017 a 2020	US\$/MWh	72,4	70,6	87,2	75,2

* % capacidad nuevas plantas sin contrato en el período 2011-2016, calculada con valores presentes

a/ Calculado con base en valor presente 2007-2021

7. Evaluación del impacto ambiental

Las plantas de generación termoeléctricas que queman combustible fósiles emiten contaminantes que generan problemas ambientales asociados con cambio climático, lluvia ácida, ozono a nivel de tierra y deterioro de la salud humana. Los contaminantes del aire más comunes son el dióxido de azufre SO₂ (lluvia ácida y salud humana), óxidos de nitrógeno NO_x (ozono y salud humana), material particulado de menos de 10 micrones de diámetro PM₁₀ (salud humana), mercurio Hg (salud humana) y gases efecto invernadero, principalmente dióxido de carbono CO₂ (calentamiento global). En general, es posible controlar las emisiones de SO₂, NO_x y PM₁₀ de plantas termoeléctricas, a niveles permitidos por las regulaciones internacionales, con equipos disponibles comercialmente, a costos razonables. Sin embargo, no existen tecnologías probadas comercialmente para la captura y disposición de CO₂ producido por la combustión de combustibles fósiles.

La emisión de gases efecto invernadero (GHG) a las tasas actuales a nivel mundial no es sostenible desde el punto de vista ambiental puesto que tendrá un impacto a largo plazo que implica cambios posiblemente catastróficos e irreversibles en el clima a nivel mundial. Recientemente, con la publicación de informes sobre el problema de cambio climático, la comunidad internacional ha reconocido la necesidad de tomar medidas efectivas para desarrollar e implementar tecnologías bajas en carbono y adoptar políticas para estabilizar y revertir la tendencia creciente en el inventario de gases efecto invernadero.

En el caso de la República Dominicana, en que el plan de expansión de mínimo costo se basa en plantas a carbón, las cuales aumentan su contribución en la generación de 12% a más de 70% (ver Tabla 15), la emisión de GHG es un tema de preocupación, pues el carbón es el combustible fósil con mayor contenido de CO₂ por unidad de energía, 22% superior al fuel oil No. 6 y 68% mayor al gas natural.

Tabla 15

Energía generada-Escenario demanda media
 Composición por fuentes (% total)

	Hidro	Carbón	Combustible líquido	GN	Pequeñas renovables
Generación 2007	12%	12%	51%	24%	1%
Generación 2018-2021					
Caso base esc 1	9%	71%	4%	11%	5%
Caso base esc 2	9%	66%	5%	15%	5%
Caso CDEEE	10%	74%	2%	8%	5%
Caso carbón+40%	9%	73%	3%	10%	5%
Caso gas	9%	34%	17%	35%	5%
Generación 2007 a 2021					
Caso base esc 1	11%	60%	11%	14%	5%
Caso base esc 2	11%	49%	15%	21%	5%
Caso CDEEE	12%	60%	10%	13%	5%
Caso carbón+40%	11%	51%	15%	18%	5%
Caso gas	11%	35%	21%	28%	5%

La forma más simple para reducir la emisión de contaminantes, y en algunos casos la más económica, es promover el desarrollo de recursos renovables y el uso de combustibles más limpios y plantas térmicas de alta eficiencia, especialmente el gas natural en plantas ciclo combinado que tienen un desempeño ambiental muy superior a los demás combustibles y tecnologías. Cuando el gas natural no es una opción viable o es muy costoso, entonces

promover el uso de tecnologías de “carbón limpio”, esto es, esquemas que permiten mejorar el desempeño ambiental del carbón, tales como plantas convencionales de carbón pulverizado con equipos apropiados para reducir emisiones y nuevas tecnologías como el ciclo combinado con gasificación integrada (IGCC), que reducen sustancialmente la emisión de contaminantes, combinados con el uso de carbón de alto poder calorífico y bajo contenido de azufre y de cenizas.

De acuerdo con los resultados del trabajo del consultor que analiza el tema de fuentes de energía nuevas y renovables (FENR), hay un potencial identificado importante de 560 MW en parques eólicos que cuentan actualmente con licencias provisionales o definitivas y con el interés de un desarrollador. El análisis del plan de expansión limita el desarrollo de proyectos eólicos a 10% de la demanda máxima, un porcentaje relativamente bajo que no debería crear problemas operativos para un sistema eléctrico como el Dominicano, que no está interconectado con países vecinos, y que resulta en la instalación de 450 MW de capacidad durante los próximos 15 años para todos los casos analizados del plan de expansión en el escenario medio de demanda. El análisis económico de los proyectos eólicos consistió en la valoración de la energía generada al costo evitado, calculado como el costo marginal de energía, y la internalización del impacto ambiental de los GHG, valorando la reducción de emisiones de carbono con relación a la línea base al precio de los certificados de carbono en el mercado internacional.

El análisis económico de los proyectos eólicos muestra que los beneficios por la venta de energía al costo evitado y la venta de certificados de carbono no es suficiente para cubrir los costos de desarrollo de estos proyectos, estimados entre 78 y 98 US\$/MWh. Para viabilizar el desarrollo de estos proyectos se estima que sería necesario otorgar un incentivo de precio adicional de al menos 10 US\$/MWh, más los incentivos fiscales establecidos en la ley de “incentivos al desarrollo de energía renovable y sus regímenes especiales”. Sin embargo, para atraer la participación del sector privado en los primeros proyectos probablemente se requiere un incentivo mayor, para cubrir los riesgos relacionados con la curva de aprendizaje de desarrollo de estos proyectos, principalmente la incertidumbre sobre el factor de planta real por la falta de información sobre medición de vientos en un periodo suficientemente largo y la necesidad de una mayor rentabilidad para cubrir el riesgo país y de mercado de energía.

Los costos de desarrollo de los planes de expansión analizados no tuvieron en cuenta el costo de las externalidades relacionados con la emisión de gases efecto invernadero. Los proyectos eólicos se tuvieron en cuenta en todos los planes de expansión como una reducción de la demanda proyectada de energía, igual a la generación promedio de estos proyectos y, por lo tanto, no hay diferencias entre casos debido a la reducción de emisiones de los proyectos eólicos. Para cada escenario de expansión de la generación se calcularon las emisiones anuales de CO₂ con base en los resultados del programa SuperOlade sobre el consumo esperado de cada tipo de combustible que resulta del despacho económico de las plantas térmicas, y aplicando los factores de emisión típicos para cada tipo de combustible.

Los resultados muestran que en todos los escenarios de expansión, excepto en el caso gas, en el cual no se permite el desarrollo de nuevas plantas a carbón después de Pepillo Salcedo y Hatillo Azua, el volumen total de las emisiones de CO₂ aumenta, de los niveles actuales de 8,8 millones de toneladas a niveles de 24 millones de toneladas en 2021, como resultado de la alta dependencia de los planes de expansión de la generación térmica a carbón. La

intensidad de las emisiones por kWh generado en el sistema interconectado (excluyendo la autogeneración), medida por el factor de emisión agregado (en tCO₂/GWh), aumenta también en todos los escenarios de expansión excepto el de gas, de los niveles actuales de 628 a niveles entre 823 a 858 tCO₂/GWh en 2021, dependiendo de la dependencia de generación a carbón en ese año (ver Tabla 16).

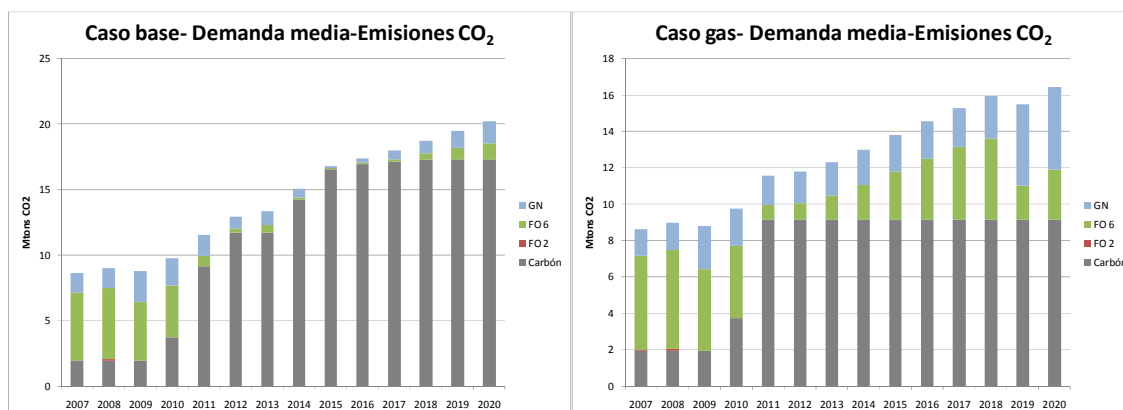
Tabla 16

Factor de emisión de gases efecto invernadero

	Emisiones (Mtons CO2)				Factor de emisión total (tCO2/GWh)			
	Caso base	Caso CDEEE	Caso gas	Caso carbón +40%	Caso base	Caso CDEEE	Caso gas	Caso carbón +40%
2007	8,8	8,8	8,8	8,8	628	628	628	627
2008	9,3	9,3	9,3	9,3	624	624	624	624
2009	8,9	8,9	8,9	8,9	568	568	568	568
2010	9,8	9,8	9,8	9,8	603	603	603	603
2011	11,6	11,6	11,6	11,6	686	687	687	687
2012	13,0	11,7	11,8	11,8	736	666	670	670
2013	13,4	14,5	12,3	12,3	725	786	668	668
2014	15,1	14,9	13,0	13,0	771	763	665	665
2015	16,8	15,4	13,8	13,8	815	747	669	669
2016	17,4	17,1	14,6	14,6	805	791	675	674
2017	18,0	17,7	15,4	18,0	788	773	673	786
2018	18,7	18,3	16,1	18,7	775	759	667	773
2019	19,5	19,1	15,5	22,5	767	751	611	888
2020	20,3	22,7	16,5	23,3	755	847	616	868
2021	23,2	23,5	17,5	24,2	822	834	622	858

La transformación de la estructura de las emisiones por tipo de combustible refleja el cambio en la estructura de la generación en cada escenario de expansión. En el caso base, que permite seleccionar libremente las plantas candidatas para minimizar el costo de desarrollo de la generación, la contribución a las emisiones de plantas de generación a fuel oil No.6 se reduce de 60% en 2007, a prácticamente 0 en 2014 cuando ya se ha desarrollado la mayor parte de la nueva generación a carbón, mientras que la generación a carbón aumenta su contribución del 23% al 98%. En el caso a gas, la contribución de las plantas a carbón aumenta hasta un máximo de 74% en 2013 cuando ya han entrado en operación las centrales a carbón de Pepillo Salcedo y Hatillo Azua, pero se reduce al 56 % en el 2020, cuando con la nueva generación a gas, el gas contribuye aproximadamente 28% de las emisiones, a pesar de tener un factor de emisión mucho menor. Por otra parte, en este caso, la generación a fuel oil No.6 se reduce pero mantiene una contribución significativa de aproximadamente 17% debido a que se desplaza menos generación con este combustible (ver Figura 10).

Figura 10



Las diferencias en el volumen total de emisiones entre el caso gas con los demás escenarios justifican una revisión de los costos de desarrollo para tener en cuenta el costo de las emisiones. El caso de gas representa una reducción, en valor presente, de 16 millones de toneladas respecto al caso base, que valorada a un precio conservador de los certificados de reducción de emisiones de carbono (CER) de 15 US\$/tCO₂, representan US\$235 millones. No obstante, el ajuste en el costo de expansión por las diferencias en emisiones, el caso gas no compete con el caso base. Sin embargo, con este ajuste el costo de expansión del caso gas es ligeramente inferior al del caso carbón+40%, lo cual demuestra que el desarrollo de energía limpia se justificaría si el costo de las plantas a carbón aumenta sustancialmente, bien sea por aumento de los costos de los equipos o por el costo de adecuación de puertos y conexión de las plantas al sistema nacional interconectado (ver Tabla 17).

Tabla 17

Planes de expansión de generación
Evaluación económica con externalidades
(valor presente en US\$ millones)

	Caso base	Caso CDEEE	Caso Gas	Caso carbón +40%
Costos de desarrollo				
Inversión	3.672	3.788	2.388	3.401
Operación	5.596	5.580	7.523	6.300
Total	9.268	9.369	9.911	9.700
Ajuste por emisión CO2				
Valor presente en Mtons	119	119	103	118
Diferencia respecto a caso base (Mtons)	0	0	-16	-1
Ajuste emisiones (MUS\$) *	0	0	-235	-15
Costo desarrollo ajustado	9.268	9.368	9.676	9.685

Precio CER:

15 US\$/tCO₂

C. Retos y opciones del desarrollo del sub-sector de electricidad

El Gobierno Dominicano está adoptando las medidas para enfrentar los retos fundamentales del subsector eléctrico a corto plazo: recuperar el índice de recuperación de efectivo (CRI) para llegar a un punto de equilibrio financiero, atender el 100% de la demanda y eliminar la dependencia del sector eléctrico de las transferencias de presupuesto nacional. El plan de

acción integral 2006-2012 adoptado por el Gobierno Dominicano reconoce que el esquema de mercado competitivo y participación privada no es adecuado para recuperar a corto plazo el sector de la profunda crisis financiera y de suministro. El éxito de este plan de acción depende de la capacidad de CDEEE, operando como una corporación de empresas integrada verticalmente y con funciones de intermediario comercial, y contando con el apoyo de transferencias de presupuesto nacional, para normalizar la situación del sector en un periodo de aproximadamente 4 a 5 años.

Sin embargo, bajo el supuesto que el plan de recuperación logre avances significativos para superar la crisis, es improbable que los avances sean sostenibles sin resolver problemas estructurales que aún persisten:

- a) El análisis del plan de expansión muestra que los costos de generación son altos y vulnerables a la volatilidad de los precios internacionales del petróleo, lo cual dificulta la aplicación de tarifas que cubran los costos eficientes de suministro y la focalización de los subsidios en los consumidores más pobres. Se requiere al menos 5 años y la movilización de sustanciales recursos financieros para transformar la matriz de generación, diversificar las fuentes de energía y reducir los costos.
- b) Existen altos riesgos regulatorios y de mercado que desestiman la participación del sector privado. Las nuevas instituciones encargadas de la formulación de política y regulación no han logrado establecer su credibilidad e independencia y se han debilitado debido a la falta de compromiso del gobierno para aplicar tarifas focalizadas que cubran los costos de suministro y la falta de separación clara de las funciones del Estado como formulador de políticas, regulador y empresario. Por otra parte, hay dudas sobre la capacidad del mercado mayorista para garantizar una expansión de generación suficiente y a mínimo costo para atender la demanda proyectada.
- c) Se ha perdido la confianza de los consumidores en la capacidad del sector de proveer un suministro de energía suficiente, confiable, sostenible y a un costo razonable, lo cual promueve soluciones más costosas como la autogeneración.
- d) Durante el periodo de transición se ha adoptado un esquema que fortalece a la CDEEE como empresa estatal integrada verticalmente con posición dominante en el sector, el cual no es consistente con el modelo de mercado con participación privada que estableció la Ley General de Electricidad. Falta definir claramente qué modelo de mercado se va a aplicar en el futuro, bien sea un esquema de comprador principal o el modelo de mercado establecido en la Ley, y qué esquema se va adoptar para fortalecer el gobierno corporativo y promover una gestión comercial eficiente de CDEEE y demás empresas estatales.

A mediano y largo plazo los retos más importantes que enfrenta el sector están relacionados con la solución de los problemas estructurales ya mencionados:

- Lograr y hacer sostenible la recuperación financiera del sector.
- Reducir los costos de generación y diversificar la oferta de energía.
- Promover el desarrollo de energía limpia.

- Fortalecer el marco regulatorio y establecer un modelo de mercado mayorista que estimule una expansión suficiente y a mínimo costo de los sistemas de generación y transmisión para atender la demanda proyectada.
- Establecer una tarifa técnica que focalice los subsidios a los consumidores más pobres y cubra los costos eficientes de suministro de energía.
- Atraer nuevamente la inversión privada a riesgo en las actividades de distribución y generación eléctrica y movilizar los recursos para financiar las inversiones necesarias para reducir los costos de generación y atender la demanda proyectada.

En la medida que se enfrenten exitosamente estos retos, esto es, si el sector es auto-suficiente financieramente, existe un mercado de energía eficiente y se aplican tarifas que cubran los costos eficientes, entonces los consumidores podrán tener un suministro suficiente, sostenible, confiable y eficiente. Si se fortalece el marco regulatorio, se aplican tarifas técnicas, se logra la autosuficiencia financiera y se pone a funcionar un mercado que incentive la expansión de generación, entonces se podrá restablecer la confianza de los inversionistas.

A continuación se analizan estos retos agrupados en cuatro grandes áreas: la sostenibilidad financiera del sector, el marco institucional y el mercado de energía, la diversificación de la oferta y la movilización de los recursos.

1. Sostenibilidad financiera

Para estudiar la viabilidad de la recuperación financiera de las empresas de distribución a mediano plazo se realizó un análisis simplificado del flujo de caja bajo un escenario similar al planteado en el Plan Integral del Sector Eléctrico para el periodo 2006 a 2012. Los supuestos son los siguientes:

- a) El porcentaje de demanda atendida aumenta en forma gradual durante los próximos 4 años hasta llegar al 100% en 2011, en forma coordinada con el incremento en el CRI.
- b) El CRI para el mercado regular, que excluye las entregas a los barrios carenciados, aumenta de un promedio anual de 60% a 77% en el mismo periodo y llega a niveles de eficiencia de 88% en el 2014⁶.
- c) El programa PRA se desmonta gradualmente durante los próximos 4 años, un 25% por año, de tal forma que los usuarios en los barrios carenciados se convierten en clientes normales de las empresas distribuidoras y no es necesario acudir a aportes del gobierno para atender posibles subsidios en la entrega de energía a este mercado.
- d) El precio medio de compra de energía en el mercado mayorista refleja los precios de generación para el caso base del plan de expansión que corresponde a un escenario medio de demanda y precio de los combustibles. A medida que entran en operación las nuevas plantas de generación el precio medio se reduce de 123 US\$/MWh en 2007 a 92 US\$/MWh en 2016.
- e) La tarifa media de venta de energía se calcula en forma simplificada, aplicando los principios de la tarifa técnica, como la suma del precio medio de compra de energía,

⁶ Corresponde a 10% de pérdidas de distribución y 98% de cobranza

el valor agregado de transmisión de 13 US\$/MWh calculado por ETED⁷, el valor agregado de distribución de 30 US\$/MWh calculado en el estudio tarifario de 2003 preparado por PA Consulting, y el costo del porcentaje reconocido de pérdidas de energía, el cual se reduce gradualmente de un valor inicial de 15% a niveles de eficiencia de 10% en 2012. Con estos supuestos, la tarifa media se podría reducir de 198 US\$/MWh en 2007 a 152 US\$/MWh en el 2012.

Los resultados financieros bajo estos supuestos (ver Tabla 18) muestran que en el 2012 el déficit del flujo de caja podría eliminarse y las empresas distribuidoras serían autosuficientes y podrían generar un excedente de caja para cubrir las inversiones básicas. Después del 2012, con la reducción adicional del precio de generación por el impacto de la entrada en servicio de nuevas centrales de generación a carbón, el excedente de flujo de caja aumenta sustancialmente. Los excedentes de flujo de caja podrían aumentar aún más en la medida que las empresas de distribución puedan mejorar la gestión de los barrios carenciados⁸.

El aumento sustancial en los precios del WTI y el fuel oil No.6 durante el 2007 tendría un impacto financiero sustancial si se mantienen los precios altos de los combustibles durante los próximos años. Por ejemplo, el precio medio real de compra de energía de las distribuidoras en el mes de agosto de 2007 fue de 140 US\$/MWh, de acuerdo al informe de desempeño del sector eléctrico de septiembre de 2007. Si se mantienen estos niveles de precio de compra en 2008, esto representaría un aumento de aproximadamente 14% respecto al precio supuesto en la proyección, lo cual representa un costo adicional de US\$214 millones.

1. El marco institucional y el mercado de energía

a) El marco institucional

La separación efectiva de las funciones de formulación de política, regulación y empresarial, el fortalecimiento técnico de las nuevas instituciones y la transparencia y objetividad en la aplicación de las normas y regulaciones es esencial para restablecer la credibilidad en el marco institucional y la confianza de los inversionistas.

Aun cuando la Ley General de Electricidad separó las funciones, y creó las nuevas instituciones encargadas de la regulación y formulación de políticas, el estado permanente de crisis financiera y energética desde el inicio de la reforma ha dificultado el funcionamiento del nuevo esquema. Desde el inicio se crearon comisiones ad-hoc para el manejo de las crisis, con una participación fuerte de la CDEEE y del gobierno central, y con una injerencia alta en la regulación del sector, incluyendo la aplicación de subsidios generalizados no contemplados en la Ley, lo cual debilitó a las nuevas instituciones.

⁷ ETED presentó a consideración de la SIE un estudio del VAT que sustenta este valor. Sin embargo, este es un valor preliminar de referencia, pues la SIE está ejecutando un estudio completo del VAT.

⁸ El desmonte del programa PRA es una carga financiera para las empresas distribuidoras en la medida que el índice de recuperación de efectivo para los barrios PRA actualmente es de solamente 10%. En las proyecciones financieras se supone que este índice aumentaría 3 puntos porcentuales por año hasta llegar a un nivel de 37% en 2016, lo cual deja campo para mejoras adicionales.

La ejecución del Plan de Acción Integral del Sector crea oportunidades y riesgos para fortalecer el marco institucional. Por una parte, si se logra la recuperación financiera del sector, se diversifica la oferta y se reducen los costos de generación, la comisión ad-hoc sería innecesaria y se presentaría la oportunidad de aplicar las normas y regulaciones en forma transparente por una institución independiente, fortaleciendo la SIE, y de establecer una política energética y un plan estratégico para el sector, fortaleciendo la CNE. Por otra parte, si se consolida la CDEEE como una empresa estatal integrada verticalmente que domina el mercado eléctrico, entonces se dificulta y debilita el ejercicio de las funciones de regulación y formulación de política, concebidas como funciones a cargo de entidades independientes, pues prevalecería el interés del Estado como empresario.

Aun cuando las dificultades en la separación de roles están asociadas principalmente con las circunstancias difíciles que ha enfrentado el sector y la falta de voluntad política para aplicar las nuevas normas y regulaciones, se han identificado algunos problemas de diseño del marco institucional establecido en la Ley General de Electricidad que crean confusión sobre la separación de roles, en particular por el hecho que la CNE hace el papel de tribunal de segunda instancia ante decisiones de la SIE, y que ambos organismos tienen funciones en la supervisión del mercado mayorista y en el control de prácticas monopólicas. Adicionalmente, la composición del Organismo Coordinador se considera inconveniente, por el hecho que SIE lo preside y tiene derecho a voto de desempate y que el mercado no regulado no tiene representación.

También se han identificado otras disposiciones del marco legal que podrían convertirse en barreras para el desarrollo del sector, principalmente las disposiciones legales que reserva al Estado las actividades de transmisión y generación hidráulica, lo cual limita innecesariamente la participación privada, y la disposición que limita el tamaño del mercado de contratos a largo plazo a un 80% de la demanda esperada, cuando la tendencia mundial es promover u obligar la contratación a largo plazo para atender un porcentaje alto de la demanda del mercado regulado (que excluye el mercado de los grandes consumidores), como herramienta para asegurar una oferta de energía suficiente, facilitar el financiamiento de proyectos, reducir el poder de mercado en el mercado spot y estabilizar los precios de generación.

Recientemente se presentó al Congreso un proyecto de Ley que modificaba la Ley General de Electricidad para corregir la mayoría de los problemas mencionados y penalizar el fraude de electricidad⁹. Sin embargo, la Ley que finalmente se aprobó el 6 de agosto de 2007 (186-07) se limitó principalmente a establecer mejores instrumentos para reducir las pérdidas comerciales relacionadas con el hurto y fraude de energía y mejorar la cobranza, a fortalecer la supervisión de los agentes del mercado por parte de los entes de regulación y formulación de políticas y a modificar las normas relativas a los usuarios no regulados (grandes consumidores). Presumiblemente en una próxima legislatura se presentaría una reforma de más fondo a la Ley General de Electricidad.

Desafortunadamente las disposiciones de la nueva Ley relativas a los grandes consumidores se pueden interpretar como parte de una política de desestímulo al desarrollo del mercado competitivo o de protección del mercado cautivo de las empresas distribuidoras. La nueva

⁹ Anteproyecto de ley que modifica la Ley General de Electricidad, presentado a la Cámara de Diputados el 7 de marzo de 2007.

ley aumenta el umbral de la demanda para calificar como gran consumidor, originalmente la meta era reducirlo hasta los 200 kW, ahora hasta 1 MW, lo cual limita el desarrollo del mercado no regulado y puede desestimular la inversión privada. Por otra parte, se establece una contribución de los usuarios no regulados, equivalente al 10% del precio de energía y potencia contratadas, por concepto de servicios técnicos del sistema, la cual será transferida en la estructura tarifaria a los usuarios regulados. Al limitar el cobro de la contribución a los usuarios calificados que opten por el mercado no regulado, se desestimula la competencia. Al fin y al cabo, los usuarios no regulados en República Dominicana, en buena parte empresas industriales, buscan otras fuentes de suministro distintas al servicio público regulado para mejorar la confiabilidad y calidad de servicio y para reducir los altos costos de electricidad, lo cual es un incentivo para mejorar la eficiencia del servicio público. Existen mecanismos para cobrar una contribución sin desestimular el mercado de grandes consumidores como, por ejemplo, aplicarla a todos los usuarios industriales sin importar si optan por el mercado no regulado.

El anteproyecto de Ley Orgánica de la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales CDEEE, con fecha Septiembre de 2006, establece a CDEEE como una corporación de empresas (empresa holding) encargada de gestionar y controlar la participación accionaria del Estado en las empresas del subsector eléctrico. Se puede decir que el anteproyecto de ley procura la integración vertical y consolida a la CDEEE como un holding de las empresas estatales que realizan estas actividades.

El rol de la CDEEE como empresa holding trasciende el de simple inversionista interesado en un retorno adecuado sobre su portafolio de inversión, para convertirse en una empresa holding que integra y controla negocios de generación (EGEHID), transmisión (ETED) y distribución (Edenorte y Edesur), y domina la mayor parte del mercado de electricidad en República Dominicana. CDEEE como empresa holding tendrá no solamente responsabilidad directa en fiscalizar y garantizar la buena gestión de las empresas en que el Estado sea accionista sino también un rol principal como comprador principal de energía en el mercado mayorista y como empresa responsable por la seguridad y economía en la prestación del servicio de electricidad.

Las funciones de CDEEE como entidad intermediaria en la comercialización de energía, empresa generadora en el mercado mayorista, empresa integrada verticalmente, garante del despacho económico, y fiscalizador de los procedimientos de contratación de energía por parte de las empresas distribuidoras de electricidad representan un modelo de funcionamiento del sector que no es consistente con el modelo de mercado competitivo vigente y, por lo tanto, si se quiere adoptar, requeriría una modificación a la ley general de electricidad.

No obstante lo anterior, el anteproyecto de Ley no es una iniciativa para renacionalizar el sector, pues incluye disposiciones que facilitan la participación del sector privado en actividades que estaban reservadas al Estado. El anteproyecto elimina los artículos de la ley general de electricidad que impedían otorgar concesiones de transmisión y generación hidráulica y reservaban las actividades de transmisión y generación hidráulica al Estado. El anteproyecto ratifica la decisión de constituir a ETED y EGEHID como sociedades anónimas regidas por el Código de Comercio (lo cual se realizó a finales de 2007) y permite la venta a terceros de hasta un 40% de participación en el capital accionario de estas empresas.

Las deficiencias y los problemas de diseño del marco institucional comentados arriba se podrían corregir en una reforma más integral de la Ley General de Electricidad, una vez se defina el modelo de mercado de energía que se desea poner en funcionamiento (ver siguiente sección) y el rol de la CDEEE como empresa estatal.

b) El mercado mayorista de energía

El mercado de energía mayorista concebido en la Ley General de Electricidad, formado por un mercado de contratos a largo plazo y un mercado spot, con transacciones de energía y potencia entre los generadores, empresas distribuidoras y grandes consumidores continúa funcionando pero, en la situación actual de crisis financiera y crisis de suministro, no es un instrumento adecuado para garantizar un suministro de energía suficiente y a mínimo costo, ni para estimular la reducción de los costos de generación y la diversificación de la oferta energética. Para superar estas dificultades durante el periodo de transición, el plan integral del sector eléctrico asigna a CDEEE la responsabilidad de desarrollar nuevos proyectos de generación hidroeléctrica y contratar, como intermediario comercial, el suministro de energía de nuevas plantas a carbón. Adicionalmente, la Ley de Incentivos a los proyectos renovables establece incentivos fiscales y de precio para estimular el desarrollo de las fuentes renovables por generadores independientes.

El modelo de mercado competitivo establecido en la Ley General de Electricidad requiere, para que opere bien, que se cumplan con las siguientes condiciones mínimas:

- a) Un tamaño del mercado y condiciones que faciliten el establecimiento de un número suficiente de compradores y vendedores que puedan competir efectivamente en el mercado.
- b) La separación vertical de las actividades de generación, transmisión/despacho y distribución.
- c) Acceso abierto a las redes de transporte
- d) Libertad de entrada a la actividad de generación

En una situación en que los contratos a largo plazo son el resultado de procedimientos de libre competencia que promueven la participación de muchos oferentes, y en que en el mercado spot participan muchos generadores independientes sin poder de mercado que tienen la oportunidad de vender energía a las empresas distribuidoras y a grandes consumidores, el precio en el mercado mayorista (la combinación de los precios de los contratos a largo plazo y el mercado spot) sería el resultado de la competencia y podría ser trasladado a tarifas.

Sin embargo, el esquema adoptado durante el periodo de transición no es consistente con el modelo de mercado competitivo y no es sostenible a largo plazo. La consolidación de CDEEE como una empresa holding que integra verticalmente las actividades de generación, transmisión y distribución, tiene el monopolio sobre el desarrollo de proyectos hidroeléctricos y la red de transmisión nacional, realiza actividades de intermediario comercial y controla la mayor parte de la distribución de energía crea tantas restricciones y conflictos de interés que impiden el desarrollo del mercado competitivo establecido en la Ley General de Electricidad, dado que CDEEE:

- a) Tendría una posición dominante en la actividad de generación con su generación hidroeléctrica, los contratos de compra de energía con la nueva planta a carbón de Pepillo Salcedo y el contrato actual con CESPM.
- b) Controlaría 2/3 de la demanda como dueño de Edenorte y Edesur
- c) Tendría conflictos de interés como generador principal y dueño de la transmisión, lo cual dificulta tener un acceso abierto a la red de transmisión.
- d) Tendría conflictos de interés como generador principal y comercializador de energía, y principal comprador de energía.

Adicionalmente, las disposiciones establecidas en la Ley 186-07 sobre los grandes consumidores desestimula este mercado, el cual facilita el desarrollo de un mercado competitivo en un sistema eléctrico relativamente pequeño como el dominicano. La combinación de estos factores dificultaría la formación de los precios en el mercado mayorista y el traslado de estos precios a tarifas. Si el holding CDEEE decide que generación contrata y como la contrata, que generación hidroeléctrica desarrolla, tiene una posición dominante en el mercado spot y, además, se desestimula el mercado de grandes consumidores, no se puede garantizar que los precios en el mercado mayorista sean el resultado de la libre concurrencia y puedan ser trasladados a tarifas. Como se determinan los precios en el mercado de contratos a largo plazo con las empresas distribuidoras si la mayor parte de la energía es generada o contratada por el holding de CDEEE? Los precios en el mercado spot podrían ser controlados por la CDEEE y no servirían como referencia para establecer tarifas. Adicionalmente, la nueva Ley 186-07 desestimula el desarrollo del mercado competitivo de grandes consumidores.

En estas condiciones, se plantean dos opciones para desarrollar un modelo de mercado de energía sostenible, distintas al regreso al modelo de ya superado, con una empresa estatal integrada verticalmente, el cual se considera que no es una opción viable y sostenible. En las dos opciones se estimula el mercado de grandes consumidores, pero se introducen diferencias en la forma como se atiende el mercado de los otros consumidores que están sujetos a regulación de precios. En la primera opción, se reconoce que el mercado regulado de cada empresa distribuidora es pequeño como para que estas puedan contratar en forma independiente el suministro de energía a largo plazo de unidades generadoras de tamaño grande como las plantas a carbón, y se establece un comprador principal de energía que contrata el suministro de energía en nombre de las empresas distribuidoras de acuerdo a procedimientos de libre concurrencia regulados por la SIE y traslada los costos de estos contratos directamente a las empresas distribuidoras sin asumir riesgos de comercialización. Para evitar conflictos de interés, se designa como comprador de energía a ETED, constituida como sociedad anónima separada de CDEEE.

En el modelo de comprador principal, las empresas generadoras que venden su energía a ETED participan en el mercado mayorista y están sujetas a las reglas del mercado, esto es, se someten al despacho económico centralizado, hacen transacciones de energía y potencia en el mercado spot por las diferencias entre las cantidades contratadas y las despachadas y prestan servicios auxiliares. EGEHID podría participar en las licitaciones de ETED para compra de energía o vender energía en el mercado spot. Los generadores privados tendrían la opción de participar en las licitaciones, vender energía en el mercado spot o vender energía bajo contrato a los grandes consumidores. Los grandes consumidores tendrían la opción de seguir comprando energía a precio regulado o elegir libremente proveedor de

energía y negociar las condiciones de compra. Las empresas distribuidoras comprarían energía bajo contrato de ETED, de los generadores con los cuales tienen actualmente contratos, en el mercado spot o de los generadores que están cobijados por la ley de incentivos al desarrollo de energía renovable. Los distribuidores trasladarían los costos de compra de energía a las tarifas a consumidor final.

En la segunda opción se reconoce que CDEEE desempeña el papel transitorio de intermediario en la comercialización de energía y de empresa integrada verticalmente durante el periodo de recuperación financiera del sector hasta el 2012 y que, una vez las empresas distribuidoras logren la autosuficiencia financiera, se pondrá en funcionamiento el modelo de mercado establecido en la Ley General de Electricidad. Durante el periodo de transición CDEEE contrata el suministro de energía de las nuevas plantas generadoras bajo contratos tipo PPA y vende la energía contratada y la generación de sus propias plantas a las empresas distribuidoras bajo contratos de corto y mediano plazo regulados por SIE y en el mercado spot.

Durante el periodo de transición, se consolida a Edesur y Edenorte como sociedades anónimas que se manejan con criterio comercial, y se avanza en la gestión comercial de EGEHID y ETED, recientemente constituidas como sociedades anónimas de propiedad estatal. Al final del periodo de transición se traslada a las distribuidoras los contratos suscritos por CDEEE; se somete a EGEHID a la competencia en el mercado, bien sea en los procedimientos de libre concurrencia para la contratación de energía por parte de las distribuidoras o ventas de energía en el mercado spot; y se establece un mercado de contratos a largo plazo, en que las empresas de distribución tienen la obligación de contratar un porcentaje alto de su demanda regulada (por ejemplo, mayor a 80%) de acuerdo a normas y procedimientos de libre concurrencia regulados por SIE, con el fin de garantizar un suministro suficiente de energía para atender la demanda. Se mantiene y se promueve el mercado de grandes consumidores y la compra de energía a las fuentes renovables.

2. La diversificación de los recursos energéticos

La seguridad energética se ha convertido en una preocupación mayor en países desarrollados debido a las amenazas al suministro de energía que plantean la inestabilidad política y los desastres naturales, la dependencia creciente de muchos países a la importación de energía, la demanda creciente de energía y la falta de suministro adecuado, la perspectiva de precios de petróleo altos y volátiles y la necesidad de hacer frente al cambio climático. Los países desarrollados han adoptado varios principios para mejorar la seguridad energética, entre otros, la diversificación de la oferta y la demanda, el uso racional de la energía y el desarrollo de tecnologías de energía limpia.

En el caso de la República Dominicana el tema de la seguridad energética es importante por la alta dependencia de los combustibles líquidos importados para generación eléctrica y las dificultades de trasladar a tarifas costos de generación altos y volátiles. Los instrumentos disponibles en República Dominicana para mejorar la seguridad energética son básicamente la diversificación de las fuentes de generación y de la demanda de energía, y uso racional de energía. La diversificación incluye el desarrollo de fuentes nativas de energía renovable (principalmente hidroelectricidad, energía eólica y biomasa), la promoción de las actividades de exploración de petróleo y gas natural, la importación de otros combustibles

distintos a los derivados de petróleo (gas natural licuado y carbón), y la sustitución del consumo de combustibles líquidos por gas natural y biocombustibles.

Los temas relacionados con la exploración de petróleo y gas, el desarrollo de biocombustibles y el uso racional de energía son cubiertos por los estudios sobre el subsector de hidrocarburos, las FENR y el URE. A continuación se analizan los temas de masificación del gas natural y el desarrollo de generación en base a fuentes renovables y se resumen las conclusiones sobre el potencial de ahorro de energía eléctrica.

a) Masificación del gas natural

El estudio sobre “la evaluación de las posibilidades de importación de gas natural en la República Dominicana” preparado por la Empresa consultora El Puente, S.A. en 2004 concluye que hay una demanda potencial de gas natural de 2,900 Mm³/año, de los cuales 2,700 Mm³/año corresponden a la generación eléctrica y 180 Mm³/año a la industria. El potencial para generación eléctrica supone que además de las plantas de AES Andrés y Los Mina que utilizan actualmente gas natural licuado, se convierten a gas natural una capacidad de 975 MW de los ciclo combinado que utilizan gas oil o mezcla (CESPM y Smith Enron), las turbinas a vapor que utilizan fuel oil No.6 y las turbinas a gas que utilizan gas oil (ver informe sobre el subsector de hidrocarburos).

Los resultados del análisis del plan de expansión muestran que el potencial de consumo de gas natural para generación eléctrica estimado por la consultora no es realista para los escenarios de precio de combustibles considerado. El gas natural sería muy competitivo con el gas oil, pero tiene un precio ligeramente superior que el fuel oil No.6 y no es competitivo con el carbón. El precio del GNL importado a la República Dominicana está indexado al precio del gas natural en el mercado de los Estados Unidos (Henry Hub), pues el 97% del comercio del GNL en el Caribe está destinado a ese mercado. Dado que el precio del gas en Henry Hub tiene una correlación alta con el precio del WTI no es probable que el precio del GNL (por unidad de energía) se mantenga por debajo del precio del fuel oil No. 6 por periodos largos de tiempo.

La sustitución del gas oil por gas natural solamente se justificaría en la planta de CESPM que tiene una alta eficiencia y un costo variable ligeramente inferior a los motores diesel de mediana velocidad (MDMV), pues en el caso de Smith & Enron y las turbinas a gas el costo variable de generación sería más alto que el de los MDMV y se justificaría desplazar su generación por nuevas plantas térmicas a carbón. Todas las plantas a gas natural (incluyendo AES Andrés) tendrían un costo variable de operación sustancialmente mayor que el de las plantas a carbón (ver Tabla 19).

Los resultados de los planes de expansión de costo mínimo discutidos en la sección III.B muestran que en el caso base la generación de las turbinas a gas de Los Mina con gas natural no es competitiva, y la generación de CESPM con gas natural es marginalmente competitiva, puesto que en este caso se instala capacidad adicional en plantas a carbón para desplazar la generación térmica con costos variables más altos. La Figura 11 muestra que el factor anual de planta para CESPM es menor a 20% para el periodo 2011 a 2018 y que la planta de Los Mina no se despacha a partir del 2011. Solamente en el caso gas, en que la generación adicional se usa básicamente para atender el crecimiento de demanda y el desplazamiento de la generación existente es mucho menor, el factor de planta de CESPM es superior a 80% la mayor parte del tiempo.

Tabla 19

Precio combustibles generación eléctrica

Escenario medio
 (en US\$/MBTU)

Combustible	Precio
FUEL OIL 6	7.7
FUEL OIL 2	13.3
GAS_OIL_SMITH	10.5
GN Bocachica	8.2
GN SD	8.0
CARBON	2.2

Conversión generación a gas natural

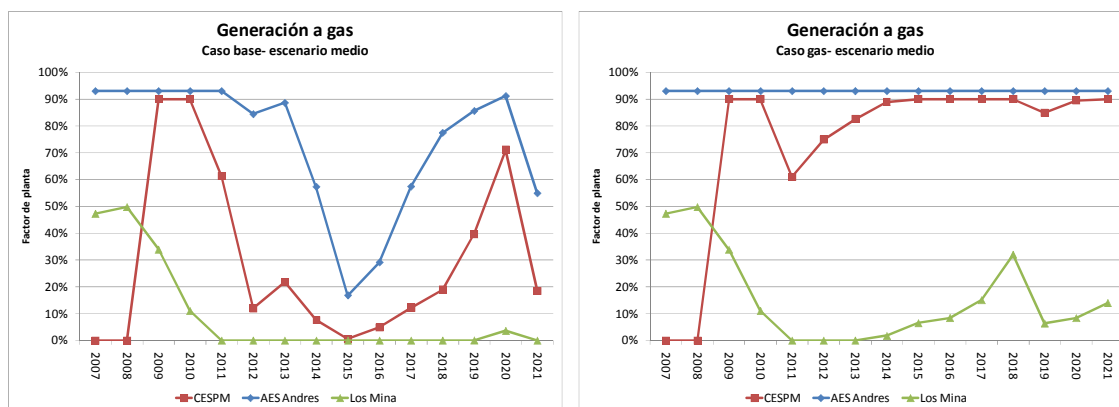
Escenario medio precio combustibles

Planta	Combustible	Costo variable	
		Antes	Después
AES Andrés CC	GN	50.8	50.8
Los Mina TG	GN	85.2	85.2
CESPM CC	FO2	101.5	60.4
HAINA TG	FO2	153.9	95.0
Smith Enron CC	FO2/FO6	98.9	77.2
Otros competidores			
Pepillo salcedo	Carbón		21.45
MDMV	FO6		60 a 70

Costo nivelado planta a carbón 57

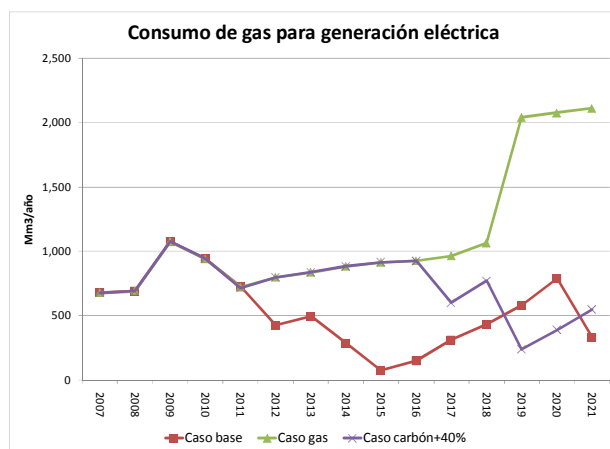
Hay que tener en cuenta, sin embargo, que el caso base resulta en una dependencia muy alta de la generación a carbón y no se recomienda como política de diversificación (ver sección III.C.2.c)). Posiblemente un caso más razonable sería una generación a gas intermedia entre el caso base y el caso gas, por lo cual la conversión a gas de CESPM probablemente se justifica.

Figura 11



La demanda potencial de gas para generación eléctrica de 2,700 Mm3/año estimada por la consultora El Puente se considera exagerada. Solamente en el caso gas, al final del periodo de planificación, se presentan consumos de gas superiores a 2,000 Mm3/año. En el caso extremo del caso base los consumos de gas se reducen sustancialmente por debajo de los consumos actuales (de aproximadamente 600 Mm3/año) en el periodo 2014 a 2017 y en los casos de mayor consumo (costos altos de inversión de plantas a carbón - carbón+40% - y caso gas) el consumo aumenta a niveles cercanos a 1,000 Mm3/ año, un valor más razonable, que supone que las plantas de AES Andrés y CESPM operan a factores de planta altos.

Tabla 20



La consultoría sobre el diagnóstico y definición de líneas estratégicas del sub-sector de hidrocarburos analizó el tema del desarrollo potencial del gas natural licuado en la República Dominicana¹⁰. Desde el punto de vista de la oferta de GNL se observa que el terminal de regasificación de AES en Bocachica opera actualmente a un factor de utilización bajo, pues recibe un tanquero con 145,000 m³ de GNL cada dos meses, equivalente a un consumo de gas natural de 522 Mm³/año, destinado en un 97% al consumo de las plantas generadores de AES Andrés y Los Mina y 3% para la empresa Línea Clave que distribuye gas natural comprimido (GNC) en camiones a la industria. El consultor estima que el terminal podría atender 2 tanqueros por mes, equivalente a un consumo de gas natural de 2,300 Mm³/año.

El análisis del consultor de la demanda potencial de gas natural en la industria como sustituto de otros energéticos muestra que el gas es competitivo con el gas oil y el GLP no subsidiado y podría reemplazar al fuel oil No.6 dependiendo de las condiciones particulares de cada caso. En el 2005 la industria consumió el equivalente de 337,000 toneladas equivalentes de petróleo (TEP) en petróleo y sus derivados, lo cual corresponde a un consumo anual de 362 Mm³ de gas natural. Teniendo en cuenta que solamente una porción podrá ser sustituido, el estimativo de Consultora El Puente de la demanda potencial de la industria de 180 Mm³ de gas natural parece razonable, de la cual menos del 10% sería atendida actualmente con GNC por la empresa Línea Clave.

En el caso del sector transporte, el GNC es competitivo con la gasolina pero no con el GLP subsidiado cuyo uso en transporte se ha expandido rápidamente en una forma anormal e ilegal para atender más de 130,000 vehículos. La penetración del GNC en este sector dependerá del manejo futuro del consumo ilegal de GLP y del desarrollo de una red de distribución de GNC en estaciones de servicio del tamaño mínimo requerido para atender eficientemente a los vehículos convertidos.

Resumiendo, aun cuando existe una infraestructura adecuada para expandir la importación de GNL a República Dominicana para atender una demanda cuatro veces mayor al consumo actual, la demanda potencial va a depender fundamentalmente de la competitividad del gas natural con el carbón y las políticas adoptadas para promover el

¹⁰ Segundo Informe Parcial de octubre, 2007

desarrollo de energía limpia para generación eléctrica. La demanda de gas en el sector industrial es marginal y podría ser atendida por GNC hasta que se justifique el desarrollo de una red de gasoductos y se establezca un marco regulatorio apropiado para la nueva industria. Un estimativo más realista de la demanda de GNL sería 1,200 Mm³/año.

b) Fuentes de energía nuevas y renovables

El estudio de “Diagnóstico y definición de líneas estratégicas del subsector de fuentes de energía alternas y renovables” analizó el potencial de generación eléctrica de energía eólica, cogeneración de bagazo de caña y cascarilla de arroz, desechos de biomasa, pequeñas centrales hidroeléctricas, calentadores solares y sistemas fotovoltaicos¹¹.

La generación eólica es la fuente de energía alterna y renovable más atractiva para generación eléctrica. En los planes de expansión de generación se incluyó una capacidad de 450 MW de generación eólica que representa aproximadamente 10% de la demanda máxima proyectada de electricidad en 2020. El potencial para el desarrollo de fuentes de energía alternas es bastante mayor a la generación de estas fuentes considerada en el plan de expansión. El consultor del estudio de las FENR estima un potencial de generación eólica muy alto, de 10,200 MW. Sin embargo, considera que podría desarrollarse hasta el 2020 una capacidad de aproximadamente 900 MW (2,840 GWh/año), que sumado al potencial conservador de otras fuentes renovables, equivaldría a 4,320 GWh/año o aproximadamente 15% de la demanda proyectada de energía (comparado con el 5% que contribuyen las eólicas consideradas en el plan de expansión).

En un escenario alto de oferta, con un desarrollo ambicioso de la producción de etanol, la cogeneración del bagazo de caña tendría un potencial de generación similar al de la energía eólica y el potencial total de fuentes renovables aumentaría hasta 23% de la demanda proyectada (ver Tabla 21). Además, si se tiene en cuenta que los proyectos hidroeléctricos medianos y grandes podrían mantener una participación de aproximadamente 12% de la generación total, se estima que los proyectos renovables podrían contribuir aproximadamente hasta el 35% de la demanda total de electricidad.

El desarrollo sostenible del potencial de generación con fuentes de energía nuevas y renovables es una componente importante de la política de diversificación y de desarrollo de energía limpia, pero es un reto, por varias razones. Primero, el costo nivelado de producción con fuentes renovables es mayor que el costo de las plantas de generación a carbón y a gas natural para el escenario base de precios de combustibles. Aun cuando este costo se puede reducir con la venta de certificados de carbono en aproximadamente 11 US\$/MWh, y con estímulos tributarios, no sería suficiente para ser competitivo con las plantas a carbón a los precios proyectados de los combustibles. Por lo tanto, el desarrollo de estos recursos por el sector privado dependerá de aumentos del costo nivelado de generación a carbón, o de estímulos adicionales de precio, los cuales deberían ser trasladados a tarifas. Como ya se indicó arriba, para los proyectos eólicos sería necesario un incentivo de precio de por lo menos 10 US\$/MWh y probablemente bastante mayor si se tienen en cuenta los riesgos asociados con la curva de aprendizaje de desarrollo de un nuevo recurso en las condiciones actuales de crisis financiera y de suministro. El incentivo de precio requerido para atraer a inversionistas privados solamente se podrá determinar con

¹¹ Rodríguez, Humberto. Segundo informe de avance. Septiembre de 2007.

una prueba real en el mercado. En el caso de los proyectos hidroeléctricos medianos y grandes que desarrolla EGEHID, esta empresa estatal ha asumido los riesgos de no poder cubrir los costos de desarrollo con los ingresos por ventas en el mercado de energía y posible venta de certificados de reducción de emisiones.

Tabla 21

Fuentes de energía alternas y renovable

Potencial generación anual (Gwh/año)

	eólica	escenario bajo			escenario alto			Pequeña renovable plan expansión		demanda media electricidad
		otras*	total	% demanda	otras	total	% demanda	GWh	% demanda	
2010	333	547	880	5%	547	880	5%	486	3%	16,755
2011	800	1,000	1,800	10%	1,000	1,800	10%	814	5%	17,657
2012	1,500	1,230	2,730	15%	1,230	2,730	15%	979	5%	18,608
2013	1,793	1,357	3,150	16%	1,607	3,400	17%	1,143	6%	19,610
2014	1,943	1,337	3,280	16%	1,897	3,840	19%	1,143	6%	20,666
2015	2,093	1,327	3,420	16%	2,177	4,270	20%	1,143	5%	21,778
2016	2,242	1,408	3,650	16%	2,488	4,730	21%	1,307	6%	22,951
2017	2,392	1,408	3,800	16%	2,738	5,130	21%	1,307	5%	24,186
2018	2,542	1,428	3,970	16%	2,988	5,530	22%	1,307	5%	25,489
2019	2,692	1,458	4,150	15%	3,308	6,000	22%	1,471	5%	26,861
2020	2,842	1,478	4,320	15%	3,558	6,400	23%	1,471	5%	28,307

* Cogeneración plantas etanol e ingenios y cascarilla de arroz, generación desechos biomasa, calentadores solares, pequeñas centrales hidroeléctricas, sistemas fotovoltaicos.

Fuente: Segundo informe parcial, Fuentes de energía nuevas y renovables, septiembre de 2007

Segundo, los recursos renovables son intensivos en capital, los costos fijos representan casi el total de los costos de producción y, en algunos casos, la mayor parte de la capacidad instalada no es firme o el aporte de energía es estacional, y tienen mayores plazos de gestación, una combinación de factores que aumentan los riesgos de proyecto y de mercado para el sector privado. Para mitigar estos riesgos, los desarrolladores de proyecto buscan contratos de suministro a largo plazo con precios de venta de energía que cubran los costos fijos de desarrollo. Por lo tanto, la venta de energía al costo evitado, calculado como el costo marginal de energía en el mercado spot, representa un riesgo de mercado para los proyectos pues las variaciones del precio spot no aseguran un ingreso anual estable y suficiente. Para asegurar su viabilidad financiera es necesario garantizar precios fijos de energía denominados en moneda extranjera o un incentivo de precio variable que cubra el déficit en el ingreso anual por ventas de energía en el mercado spot.

Tercero, el desarrollo del potencial de generación de la biomasa, en particular el bagazo de caña, dependerá no solamente de los incentivos para generación eléctrica, sino también de la efectividad de la política de estímulos al desarrollo de biocombustibles.

Cuarto, es necesario diseñar y aplicar los incentivos adecuados para asegurar que los inversionistas seleccionen los proyectos que cumplan con los objetivos de diversificación y desarrollo de energía limpia a costo mínimo en un ambiente en que la planificación de la expansión es indicativa y en que el desarrollo de los proyectos de generación por el sector

privado responde a una evaluación privada de los costos y beneficios de alternativas de generación.

Por último, los estimativos de la capacidad de generación y el costo nivelado de producción de las fuentes renovables son tentativos y deben ser confirmados por estudios de factibilidad técnico y económica.

c) Estrategia de expansión de generación

Como resultado de las consideraciones anteriores, se concluye que la estrategia de expansión de generación basada fundamentalmente en el desarrollo acelerado de plantas térmicas a carbón para sustituir la generación de las plantas térmicas existentes no es recomendable por varias razones. Se crea una alta dependencia de la generación eléctrica al carbón, lo cual no contribuye a la diversificación de las fuentes de energía y genera riesgos apreciables en el caso de cambios desfavorables en el precio relativo del carbón en el mercado internacional de combustibles, pues no se materializarían los beneficios económicos de la sustitución acelerada de la generación de las plantas térmicas existentes. Se aumentan sustancialmente las emisiones de gases efecto invernadero. Se aumenta sustancialmente el monto de inversión en proyectos de generación intensivos en capital con un mayor riesgo de desarrollo, lo cual dificulta el financiamiento privado.

Las plantas a carbón de Pepillo Salcedo y Hatillo Azua se pueden complementar con el desarrollo de generación a base de energía limpia. Se puede promover el desarrollo de los recursos renovables más económicos con los incentivos tributarios y de precio contemplados en las leyes vigentes, y promover la sustitución de gas oil por gas natural licuado en las plantas más eficientes, como parte de una política de masificación del uso de gas natural en la industria, lo cual ayuda a reducir el consumo de combustibles líquidos más contaminantes y posiblemente más costosos. Posiblemente el mejor estímulo al desarrollo de energía limpia es la aplicación de políticas estrictas sobre protección al medio ambiente para el desarrollo de plantas de generación, que obliguen a internalizar los costos del impacto ambiental de las plantas a carbón (inversiones y gastos de operación adicionales asociados con tecnologías de carbón limpio).

d) Uso racional de energía

El consultor encargado del tema de uso racional de energía (URE) evaluó el potencial de ahorro en el consumo de energía eléctrica, con una relación beneficio/costo atractiva, asociado con programas de uso racional de energía en iluminación y aire acondicionado en los sectores residencial y comercial. El consultor estima que en un periodo de 4 a 6 años sería posible reducir la demanda eléctrica en 1040 GWh/año, equivalente a 6.5%, del mismo orden de magnitud de la participación de la energía eólica considerada en el plan de expansión de generación.

3. Movilización de recursos financieros para inversión

La ejecución del plan de expansión de generación en todos los escenarios analizados, excepto en el caso gas, implica movilizar recursos cuantiosos para financiar las inversiones requeridas. La inversión anual promedio durante los próximos 15 años es de aproximadamente US\$350 millones. La inversión por kW de incremento de demanda máxima durante el periodo (2.235 MW en total) es de aproximadamente 2.350 US\$/kW

(ver Tabla 22). Hay varias razones que explican estas inversiones tan elevadas en estos escenarios. La mayoría de los nuevos proyectos son plantas térmicas a carbón con costos de inversión de aproximadamente 1.500 US\$/kW-instalado y plantas hidroeléctricas en su mayoría con costos de inversión superiores a 3.000 US\$/kW-instalado. Por otra parte, en el periodo 2007-2021 se instala una capacidad adicional de aproximadamente 3,300 MW, mucho mayor al crecimiento de demanda de 2.235 MW, pues buena parte de esta capacidad se usa para desplazar generación térmica con costos variables altos.

Tabla 22

Cronograma de inversiones
(en millones US\$)

	Caso base-Dem. Media-Comb. Medio	Caso CDEEE- Dem. Media- Comb. Medio	Caso gas-Dem. Media-Comb. Medio	Caso carbón+40% Dem. Media- Comb. Medio
2007	0	0	0	0
2008	491	491	491	491
2009	915	915	915	915
2010	941	814	764	764
2011	396	627	224	224
2012	421	532	71	71
2013	375	410	0	0
2014	369	243	0	0
2015	197	172	0	517
2016	0	172	0	502
2017	0	0	0	986
2018	0	324	226	471
2019	355	314	226	471
2020	344	314	0	0
2021	344	0	0	0
Total	5.148	5.329	2.917	5.410
Incremento demanda máxima (MW)	2.235	2.235	2.235	2.235
Inversión por kW incremento (US\$/kW)	2.303	2.384	1.305	2.421
Inversión anual promedio	343	355	194	361
Valor presente	2.683	2.806	1.801	2.551
Capacidad adicional				
Hidro	227	374	227	227
Carbón	3.020	2.970	1.220	2.770
GN	0	0	750	0

En el caso del escenario de gas el programa de inversiones en generación es más moderado, aun cuando incluye inversiones importantes ya decididas en plantas hidroeléctricas y en dos plantas de carbón que entran en operación antes del 2012. La inversión anual promedio durante el periodo es de US\$194 millones y la inversión por kW de incremento de demanda máxima es de US\$1.305/kW, mucho menores a los otros casos, pues la inversión directa en plantas de ciclo combinado a gas natural es de 603 US\$/kw-instalado y la capacidad adicional se usa básicamente para atender el crecimiento de la demanda.

Adicionalmente, el perfil de inversiones de inversiones en el caso base muestra una concentración de inversiones en los primeros cinco años (2008-2012), con inversiones anuales de aproximadamente US\$700 millones, un periodo en el cual se realizan las

inversiones en los proyectos hidroeléctricos en ejecución y en las nuevas plantas térmicas a carbón que entrarían en operación antes del 2014.

Los proyectos incluidos en los planes de expansión distintos al desarrollo de energía limpia con gas natural, son proyectos intensivos en capital y periodos más largos de gestación y construcción, lo cual aumenta los riesgos de proyecto y de mercado y dificulta el financiamiento de proyectos desarrollados por el sector privado sin garantía de la nación. Hasta que no se logre una recuperación financiera del sector, las empresas distribuidoras representan un riesgo de crédito muy alto para inversionistas privados y no son garantía suficiente para respaldar el pago de los contratos de suministro de energía de largo plazo que normalmente requieren este tipo de proyectos intensivos en capital. Por otra parte, estos proyectos tienen impactos ambientales complejos, clasificados en la categoría que requieren de un Estudio de Impacto Ambiental exhaustivo y procedimientos más rigurosos, lo cual puede dificultar su desarrollo por inversionistas privados.

La modalidad de la participación privada en el desarrollo de nuevos proyectos de generación en República Dominicana estará determinada no solamente por las decisiones de política sectorial que adopte el Gobierno sobre promoción de la inversión privada, sino también por los riesgos de inversión, mercado, regulatorios y de país que los inversionistas privados estén dispuestos a asumir teniendo en cuenta las condiciones macroeconómicas y del mercado mayorista de electricidad en el país. Las condiciones financieras actuales del sector eléctrico en República Dominicana, con altas pérdidas comerciales de electricidad, flujo de caja deficitario, deudas pendientes por cancelar a los generadores, y dependencia de transferencias del tesoro nacional, no son propicias para la participación privada a riesgo en generación.

En el pasado, antes de la aguda crisis financiera del sector, la modalidad de participación privada en generación estaba orientada a reducir los riesgos de inversión y de mercado para el inversionista privado. Los productores independientes seleccionaron proyectos de bajo riesgo (barcazas, motores diesel, plantas de ciclo combinado), con costos de capital más bajos y plazos de construcción más cortos, que contaban además con contratos a largo plazo tipo PPA con la empresa estatal CDEEE, con cargos de capacidad y energía suficientes para cubrir los costos de inversión y operación del proyecto. Los generadores privados que participan directamente en el mercado mayorista mitigaron los riesgos con los contratos a largo plazo del Acuerdo de Madrid. No obstante estas precauciones, los inversionistas experimentaron dificultades para garantizar la sostenibilidad de los contratos a largo plazo, cuando no fue posible trasladar a tarifas el costo de estos contratos y las empresas distribuidoras como compradores de energía no eran viables financieramente.

Durante la crisis financiera y de suministro continuó la participación privada en proyectos de generación orientados a atender clientes comerciales e industriales grandes que requerían un suministro confiable de energía, que estaban dispuestos a pagar los costos reales de generación y que representaban menor riesgo de crédito. La capacidad instalada en autogeneración es sustancial, mucho mayor a la que se justifica económicamente para atender las necesidades de energía de la industria. Algunos generadores independientes que operan en el sistema interconectado, tales como Seaboard, se sienten más cómodos vendiendo su generación directamente a grandes consumidores y en el mercado spot.

Bajo todos estos esquemas de desarrollo de generación el inversionista privado asume los riesgos de construcción, financiamiento y operación del proyecto y busca un comprador de energía que asuma los riesgos de mercado y de la tasa de cambio, bien sea una empresa privada con solidez financiera, o una empresa estatal que cuente con el respaldo y garantía del Gobierno Dominicano.

El desarrollo de los nuevos proyectos de generación a carbón e hidroeléctricos de tamaño grande aumentan los riesgos de proyecto y mercado y es poco probable que un inversionista privado esté dispuesto a asumir todos los riesgos de construcción y desarrollo de estos proyectos: completar los estudios de factibilidad y de impacto ambiental, obtener las licencias y permisos requeridos, completar las facilidades de puerto (para el carbón) y las líneas de transmisión para conectar al sistema interconectado, y obtener el financiamiento de largo plazo compatible con el plazo de amortización del proyecto.

Los nuevos proyectos de generación que se están desarrollando en República Dominicana adoptan esquemas que limitan la participación privada o reducen los riesgos de desarrollo del proyecto para el inversionista privado. EGEHID está desarrollando actualmente un plan ambicioso de expansión hidroeléctrica bajo esquemas convencionales de contratación llave en mano para el suministro de equipos y la construcción de obra, y financiamiento externo garantizado por el Estado Dominicano. La planta termoeléctrica de Pepillo Salcedo se está desarrollando bajo un contrato de transformación de energía con CDEEE, en el cual CDEEE asumiría la responsabilidad por el suministro de combustible y los riesgos de mercado (contrato de largo plazo con una carta de crédito rotatoria respaldada por el Gobierno Dominicano, la cual garantiza el pago de los cargos fijos) y el contratista, una empresa estatal China, asume los riesgos de construcción, financiamiento y operación del proyecto.

El esquema de desarrollo de proyectos hidroeléctricos por parte de EGEHID, en una situación en que esta empresa opera como una sociedad comercial con participación mayoritaria del Estado Dominicano, es sostenible en la medida que los proyectos, con los incentivos fiscales aplicables, puedan cubrir sus costos de desarrollo con ventas de energía a precios de mercado y que EGEHID sea financieramente viable. Lo importante en este caso es que se seleccionen los proyectos hidroeléctricos de acuerdo a criterios técnicos y económicos y a una política clara de desarrollo de fuentes renovables, lo cual aparentemente no está ocurriendo.

En el caso de las plantas a carbón, el esquema adoptado para el desarrollo de Pepillo Salcedo sería viable en el periodo de recuperación financiera del sector 2008-2010, en el cual CDEEE asume un rol de intermediario en la comercialización de energía para viabilizar la ejecución de la política de diversificación de fuentes de energía. A más largo plazo, este esquema no sería consistente con el modelo de mercado con participación privada, adoptado para el desarrollo del sector eléctrico Dominicano.

El posible desarrollo de la planta a carbón Hatillo-Azua por el consorcio Seaboard-Vicini es un caso especial de inversión privada, pues su estrategia está basada en ventas de energía principalmente a nuevos proyectos industriales que se están en proceso de desarrollo en República Dominicana, intensivos en el uso de electricidad, y que requieren un suministro confiable y con precios de energía más estables y más bajos que la generación con combustibles líquidos. De acuerdo a los promotores de este proyecto, en

principio no sería necesario contar con un contrato de suministro a largo plazo con garantía de la nación.

El plan de expansión de generación que actualiza periódicamente la CNE es un plan indicativo que orienta a los inversionistas interesados, pero las decisiones de inversión en generación son tomadas con base en una evaluación privada de los costos y beneficios del proyecto teniendo en cuenta los riesgos e incentivos asociados con su desarrollo. Bajo este esquema, las plantas intensivas en capital son penalizadas por sus mayores riesgos de mercado y de proyecto.

Para fomentar el desarrollo de nuevas plantas de generación intensivas en capital se pueden utilizar esquemas de asociación pública/privada en que el sector público apoya la preparación de los estudios de factibilidad y de impacto ambiental, asegura la obtención oportuna de las licencias y permisos para el proyecto, apoya el proceso de consulta pública, aprobación e implementación del plan de mitigación ambiental, suministra garantías de pago y pone a disposición de los inversionistas otros mecanismos de apoyo financiero que reducen los costos financieros y facilitan el financiamiento a largo plazo de los proyectos, y asume la responsabilidad por la ejecución de las obras para conectar el proyecto a la red de transmisión nacional. El sector privado aporta su experiencia técnica y comercial para diseñar, estructurar el esquema financiero y conseguir el financiamiento, construir, operar y mantener el proyecto de generación.

Sin embargo, como se discutió en la sección anterior, no es recomendable fomentar el desarrollo acelerado de plantas a carbón, adicionales a Pepillo Salcedo y Hatillo Azua. Es conveniente complementar estas plantas a carbón con el desarrollo de energía limpia, principalmente eólica y gas natural. Las plantas a carbón ya tienen una ventaja comparativa asociada con el bajo costo nivelado de generación y, en principio, no requieren ni deberían tener el apoyo de esquemas de asociación público/privada. Más bien, se requieren incentivos para el desarrollo de energía limpia con base en gas natural, pues los pequeños proyectos renovables ya cuentan con los incentivos de la nueva ley.

Los proyectos de generación con base en gas natural, bien sea conversión de centrales existentes o desarrollo de nuevas centrales de alta eficiencia, tienen el atractivo de los bajos costos de inversión, pero tienen un costo de generación más alto que las plantas a carbón. Posiblemente el mejor incentivo para el desarrollo de la generación a gas es adoptar una política de protección del medio ambiente que obligue a internalizar los costos del impacto ambiental de las plantas a carbón, esto es, aplicar normas estrictas a la emisión de contaminantes que obliguen a utilizar tecnologías, procesos y localizaciones que aumentan los costos de inversión y operación de las plantas a carbón, pero que mitigan su impacto ambiental.

IV. Líneas estratégicas para el desarrollo del subsector eléctrico

El plan estratégico para el desarrollo del sector eléctrico debe definir los principales objetivos y metas de la política energética para atender los problemas más apremiantes del sector identificados en el diagnóstico del sector, y definir las líneas estratégicas (como hacer el tránsito de la situación actual a la situación deseada) teniendo en cuenta las amenazas y oportunidades que plantean las condiciones externas y las debilidades y fortalezas internas del sector que se analizan en este documento.

A. Objetivos y metas de la política energética en el subsector de electricidad

Los problemas más apremiantes del sector identificados, discutidos en las secciones anteriores, son los siguientes:

- **Círculo vicioso** de crisis financiera de las empresas de distribución, falta de inversión, incumplimiento en el pago de la compra de energía, proporción alta de demanda no atendida y mala calidad del servicio, tarifas altas y subsidios generalizados, cultura de fraude y no pago de electricidad, altas pérdidas comerciales de energía y bajo nivel de cobranza y dependencia del sector de transferencias del presupuesto nacional.
- **Alta dependencia de derivados de petróleo** para generación eléctrica y vulnerabilidad de los costos de generación a la volatilidad y altos precios del petróleo en el mercado internacional.
- **Pérdida de la confianza de los inversionistas privados** en el cumplimiento del compromiso de aplicar en forma objetiva el régimen regulatorio establecido en la ley, incluyendo tarifas que cubran los costos de suministro, y en la puesta en funcionamiento del mercado mayorista.
- **Pérdida de confianza de los consumidores** en la capacidad del sector de proveer un suministro de energía suficiente, confiable, sostenible y a un costo razonable, lo cual promueve soluciones autónomas más costosas.
- Fracaso de los inversionistas privados en la gestión de distribución y proceso de **renacionalización de la industria** sin definir un esquema claro de funcionamiento del mercado de energía.
- **Tarifas de electricidad altas** para los sectores con mayores consumos de electricidad y esquema de **subsidios no focalizados** en los consumidores más pobres.

La política de energía en el subsector eléctrico tiene como objetivo general a largo plazo el desarrollo de una oferta de electricidad suficiente, eficiente, confiable y sostenible ambientalmente para atender la demanda esperada a mínimo costo.

Para cumplir con este objetivo general y atender los problemas más apremiantes del sector se plantean las metas específicas indicadas en la Tabla 23, las cuales tienen en cuenta el análisis anterior sobre los retos y opciones para el desarrollo del sector.

Tabla 23

Problema	Metas	
	Mediano plazo	Largo plazo
Círculo vicioso	Atender 100% de la demanda (2011) Aumentar el CRI a 80% (2012) Eliminar transferencias de presupuesto nacional (2012)	Llevar el CRI a niveles de eficiencia de 88% (2014) Autosuficiencia financiera sostenible (2014)
Dependencia derivados del petróleo	Eliminar el consumo de gas oil y reducir en 50% el consumo de bunker C para generación eléctrica en la red pública (2012)	Diversificación fuentes de energía en 2020: 10% participación en mercado de pequeños proyectos renovables; máximo 50% dependencia un solo combustible; 40% mercado energía limpia.
Pérdida confianza inversionistas	Eliminar mora en cadena de pago (2010) Aplicar tarifas técnicas que cubran costos eficientes suministro (2011) Fortalecer entes regulatorios y de formulación de políticas (2010) Definir e implantar mercado mayorista con precios que incentive desarrollo eficiente generación (2010)	Autosuficiencia financiera sostenible (2014) Movilización recursos para financiar plan de inversión (2014)
Pérdida confianza consumidores	Atender 100% de la demanda (2011) Normalizar el servicio a los barrios carenciados PRA (2011)	
Renacionalización de la industria	Establecer EGEHIG y ETED como sociedades anónimas con gestión comercial (2009) Definir papel de CDEEE y esquema funcionamiento mercado de energía (2009)	Mejorar la gestión de las empresas distribuidoras y conseguir inversionista estratégico (2012)
Tarifas altas y subsidios no focalizados	Implementar el programa de aplicación de tarifas técnicas con subsidios focalizados (2012)	

B. Análisis de fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas (FODA)

El análisis de los retos y opciones que enfrenta el subsector eléctrico Dominicano permite identificar las amenazas y oportunidades asociadas con las condiciones externas (de orden nacional e internacional) que escapan al ámbito de decisión de la política energética y las debilidades y fortalezas asociadas con las condiciones internas, las cuales sirven como condiciones de borde para definir las líneas estratégicas para cumplir con las metas planteadas.

Amenazas. Los altos niveles y la volatilidad de los precios del petróleo y sus derivados son una amenaza para la recuperación financiera y la sostenibilidad del sector, pues dificultan el traslado de los costos de generación a la tarifa eléctrica. Con precios del crudo de US\$85/barril y del fuel oil No.6 de US\$65/barril, que corresponden al precio medio de octubre/07, los costos nivelados de generación de un motor diesel eficiente que quema bunker C aumentan de 92.8 (valor para el escenario medio de precio) a 128 US\$/MWh.

La reducción de la inversión privada en la región en general, y en República Dominicana en particular a partir del 2002, debido a la crisis macroeconómica y a la falta de compromiso de los gobiernos de cumplir con los compromisos tarifarios y contractuales de la reforma, han creado un ambiente poco propicio para movilizar la inversión privada para financiar la expansión y mejora de los sistemas de generación, transmisión y distribución, y se convierte en una amenaza para adelantar la política de diversificación de fuentes de generación y de reducción de los costos de generación.

La preocupación mundial sobre la emisión de gases efecto invernadero y el calentamiento global representan por una parte una dificultad al desarrollo de proyectos térmicos a carbón, necesarios para diversificar la demanda y reducir los costos de generación y, por la otra, una oportunidad para la venta de certificados de carbono y el desarrollo de proyectos renovables.

Oportunidades. El gran impacto fiscal de la crisis financiera y de suministro del subsector eléctrico ha llevado a un consenso político sobre la necesidad de tomar las medidas necesarias para la recuperación financiera del sector, incluyendo la mejora de la gestión de las empresas, la penalización del fraude, la supervisión a alto nivel del desempeño del sector y la presión por resultados, y la capitalización del sector con recursos de presupuesto para viabilizar el programa de recuperación. Esta situación representa una gran oportunidad para revertir la situación de crisis y colocar al sector sobre una senda de mejora sostenible.

El buen desempeño macroeconómico que ha logrado el nuevo gobierno a partir de 2005 establece condiciones favorables para la recuperación financiera del sector en un ambiente más estable de tasa de cambio e índices de precio al consumidor y de crecimiento económico sólido (10.7% en 2006 y 7.9% en el primer trimestre de 2007).

Los precios de carbón térmico en el mercado internacional han sido más estables que los precios de los derivados del petróleo y el costo nivelado de generación térmica de plantas a carbón es más bajo que el de las demás opciones de generación, lo cual representa una oportunidad para reducir los costos de generación y diversificar las fuentes de energía.

Debilidades. El subsector eléctrico no ha superado la crisis financiera de suministro, no atiende el 100% de la demanda, el índice de recuperación de caja actual no es suficiente para lograr el equilibrio en el flujo de caja y depende de transferencias de presupuesto nacional para sus gastos corrientes. En estas condiciones las empresas de distribución no son sujeto de crédito y el mercado mayorista no puede funcionar normalmente.

La estructura de generación actual que depende en un 60% de su capacidad instalada de plantas térmicas que utilizan gas oil y fuel oil No. 6 hace muy vulnerable los costos de generación y los precios de energía en los contratos de suministro al aumento de los precios

de estos combustibles en el mercado internacional, lo cual atrasa la recuperación financiera de sector.

Existe una tradición en República Dominicana de decisiones de gobierno centralizadas que dificulta el funcionamiento de entes autónomos de regulación y formulación de política. El gobierno central ha tenido una injerencia alta en la aplicación del nuevo marco regulador en un ambiente de crisis, se han debilitado la CNE y la SIE y se ha afectado la credibilidad del marco regulador y la confianza de los inversionistas.

Fortalezas. Existe un potencial importante de recursos renovables, especialmente eólica y biomasa, que puede ser desarrollado con los incentivos establecidos en las leyes vigentes y que pueden contribuir a la diversificación de fuentes de energía y la reducción de la dependencia de combustibles importados para generación eléctrica.

Las empresas estatales que prestan el servicio de electricidad ya han sido o están en proceso de ser corporatizadas (estructura de sociedad anónima), lo cual fortalece su gobierno corporativo y facilita el funcionamiento de estas compañías como empresas comerciales con una gestión más eficiente.

C. Líneas estratégicas

Las líneas estratégicas para alcanzar las metas propuestas de la política energética tienen en cuenta los resultados del análisis FODA y se sustentan en el análisis detallado que se presentó en las secciones anteriores de este documento sobre los retos y opciones del subsector eléctrico. A continuación se discuten las líneas estratégicas organizadas de acuerdo a los problemas más apremiantes identificados en la Tabla 23.

1. Círculo vicioso

a) *A mediano plazo*

El Plan Integral del Sector Eléctrico 2006-2012 define bastante bien la estrategia a mediano plazo para solucionar el círculo vicioso y cumplir con las metas de atención de la demanda, mejora del CRI y eliminación de las transferencias de presupuesto. La estrategia reconoce la debilidad financiera del sector y la amenaza de un ambiente poco favorable para la inversión privada, y aprovecha la oportunidad que la recuperación del sector tiene prioridad desde el punto de vista político y macroeconómico.

El plan adoptado por el Gobierno Dominicano reconoce que el esquema descentralizado de mercado competitivo y participación privada no es adecuado para recuperar a corto plazo el sector de la profunda crisis financiera y de suministro. La estrategia adoptada se basa en la idea que los consumidores regularizan su servicio y pagan por la energía consumida si reciben un buen servicio a precios razonables y saben que las empresas pueden detectar y sancionar el hurto y el fraude de energía. El plan establece un proceso gradual de recuperación en un periodo de transición de 4 o 5 años con metas anuales de mejora del CRI, acompañadas de metas de reducción de la energía no servida y mejora de la calidad del servicio con prioridad a los mejores clientes (que no hurtan energía y pagan a tiempo). El plan es un esfuerzo concertado entre el Gobierno y las empresas del sector en que las distribuidoras se comprometen a mejorar la gestión y pagar a tiempo por la energía

consumida, las generadoras a entregar la energía programada, y el Gobierno a cubrir el déficit del flujo de caja.

Durante el periodo de transición CDEEE asume un papel central como empresa estatal integrada verticalmente en la coordinación de la ejecución del plan de recuperación y en el desarrollo de los proyectos de generación requeridos para diversificar la oferta y reducir los costos de generación. A través de EGEHID desarrolla proyectos hidroeléctricos y como intermediario comercial contrata el suministro de energía con nuevos proyectos termoeléctricos a carbón.

b) A largo plazo

La sostenibilidad financiera del sector a largo plazo requiere una estrategia diferente que a mediano plazo, pues en la medida que el plan de recuperación tenga éxito a mediano plazo, se eliminará la necesidad del apoyo financiero del presupuesto nacional, la intervención y supervisión del sector por parte del gobierno central y el papel de CDEEE como intermediario comercial. Por otra parte, si la estrategia a mediano plazo no tiene éxito, sería necesario considerar otras opciones.

El diagnóstico y el análisis de los retos del sector en las secciones anteriores muestra que la recuperación financiera del sector depende principalmente de decisiones de política: la mejora en la gestión comercial de las empresas de distribución y la diversificación de las fuentes de generación. El nivel promedio de las tarifas de electricidad en principio es suficiente para cubrir los costos eficientes de suministro, especialmente cuando entren en operación las nuevas unidades de generación a carbón.

Las empresas de distribución, tanto Edeeste en manos de un operador privado, como Edesur y Edenorte en manos de un equipo gerencial nacional, cuentan con los sistemas de información necesarios para mejorar la gestión comercial y con un marco legal mejorado para penalizar el fraude y el no pago de electricidad. El esquema de gerencia con expatriados que duró hasta finales de 2007 era necesariamente un esquema temporal con plazos bien definidos para lograr resultados. Ahora es necesario que la nueva administración de gerentes nacionales funciones en un marco de autonomía y rendición de cuentas propio de una sociedad anónima operando con fines comerciales. Aun cuando Edenorte y Edesur pueden continuar operando como empresas estatales, no parece necesaria la tutela y control por parte de CDEEE, tal como se propone en el proyecto de ley que modifica los estatutos de CDEEE.

Si el esquema de gerencia nacional no tiene éxito, la estrategia debería considerar otras opciones como un contrato de gestión de Edenorte o Edesur con una empresa experimentada o la negociación con un socio estratégico encargado de la gestión de las empresas.

2. Dependencia derivados del petróleo

A corto plazo, la estrategia de diversificación de las fuentes de generación iniciada por el Gobierno y la CDEEE es adecuada pues busca, en términos generales, reducir los altos costos de generación y la vulnerabilidad de los costos de generación a los altos precios de los derivados de petróleo, aprovechando la oportunidad de costos más bajos de generación a carbón y teniendo en cuenta las dificultades actuales para movilizar capital privado. La

ley de incentivos para el desarrollo de recursos renovables dará un impulso al desarrollo por el sector privado del potencial de generación eólica. CDEEE promueve el desarrollo de plantas termoeléctricas a carbón, las cuales forman parte de un plan de expansión de generación mínimo costo que busca desplazar del despacho generación térmica costosa a base de combustibles líquidos. Para atraer a inversionistas privados, CDEEE ofrece contratos a largo plazo avalados por la Nación, un esquema necesario en el periodo de transición en que las empresas de distribución no son sujeto de crédito y no existe un ambiente favorable para la inversión privada.

A mediano plazo, sin embargo, el rol de CDEEE como intermediario comercial y la expansión de generación con base en carbón no son sostenibles ni recomendables. No es sostenible desde el punto de vista ambiental el desarrollo masivo de plantas a carbón, ni deseable un esquema de participación privada basado en contratos de venta de energía a la empresa estatal con garantías de la nación. Se ha propuesto como metas a largo plazo la diversificación, pero limitando al 50% la dependencia a una sola fuente de energía y promoviendo el desarrollo de energía limpia. Para lograr estas metas, se proponen las líneas estratégicas discutidas a continuación.

Evaluar y definir un modelo apropiado de mercado mayorista que promueva la libre competencia para asegurar una expansión de generación a mínimo costo evaluado y que genere señales de precio que incentiven una oferta eficiente, suficiente y sostenible ambientalmente. En las secciones anteriores se identificaron dos opciones. Restablecer el modelo de mercado que definió la Ley General de Electricidad con algunas reformas, especialmente la obligación de las empresas distribuidoras de contratar a largo plazo el suministro de energía para atender un porcentaje alto de su demanda estimada, utilizando procedimientos de licitación regulados por SIE que promuevan la libre competencia. Segundo, establecer temporalmente el esquema de comprador principal de energía, a cargo de una entidad neutra en el mercado como la empresa de transmisión ETED. En los dos casos, se mantiene y promueve el desarrollo del mercado de grandes consumidores y se adoptan normas para facilitar el acceso de pequeños proyectos de generación renovable al mercado mayorista.

Evaluar y definir incentivos adicionales y normas para el desarrollo de energía limpia. La ley de incentivos al desarrollo de energía renovables es un instrumento importante para apoyar el desarrollo de energía limpia en República Dominicana. El reglamento a la Ley que se está preparando aparentemente define una estrategia de incentivos de precio que estimularía el desarrollo de los primeros proyectos eólicos, comenzando con un precio de compra de energía alto, el cual se ajustaría gradualmente a las condiciones de mercado, aplicando procedimientos de libre competencia para seleccionar los proyectos más económicos. Los incentivos de precio, en combinación con los incentivos fiscales, el plan de fortalecimiento de la red de transmisión y mayores facilidades para el acceso y uso de esta red, facilitaría el desarrollo de estos proyectos. Uno de los aspectos más importantes de esta estrategia es el ajuste gradual del precio de compra de energía a las condiciones de un mercado competitivo. Es conveniente que la estrategia a largo plazo establezca condiciones para mejorar la eficiencia, reducir los costos y desarrollar una industria sostenible de recursos renovables que no dependa de subsidios de precio.

El impacto de la ley de incentivos está limitado principalmente a la participación privada en el desarrollo de pequeños proyectos de energía renovable: eólica de capacidad generación

menor a 50 MW, biomasa y pequeñas centrales hidroeléctricas (<5 MW). El análisis del plan de expansión de generación muestra que la contribución de estas fuentes a la generación eléctrica está limitada a un rango de 10% al 20%. Si se quiere tener un mayor desarrollo de energía limpia que sea una alternativa real a las plantas de generación a carbón, se requiere pensar en gas natural y en proyectos hidroeléctricos más grandes.

La conversión a gas natural de las centrales de ciclo combinado que utilizan actualmente gas oil es un proyecto interesante porque reduce los costos variables de generación, reduce la contaminación ambiental y reduce las necesidades de inversión en generación. El riesgo es que una expansión agresiva con base en generación térmica a carbón reduzca el espacio para despachar estas plantas a gas natural, pues los costos variables de la generación a carbón son muy bajos. Con los precios proyectados de los combustibles el desarrollo de plantas a carbón es marginalmente más económico que la conversión a gas natural, sin tener en cuenta las externalidades relacionadas con la contaminación ambiental y el riesgo de precio de las plantas a carbón. Por lo tanto, como se comentó en la sección anterior, la estrategia para la promoción de la generación a gas natural y otras fuentes de energía limpia se podría basar en la aplicación de normas estrictas sobre emisión de contaminantes de las plantas a carbón que obliguen al uso de tecnologías (carbón limpio) y localización de proyectos que internalicen los mayores costos de inversión y operación requeridos para mitigar el impacto ambiental de estas plantas.

EGEHID desarrolla actualmente un programa agresivo de construcción de proyectos hidroeléctricos, asumiendo los riesgos de precio y mercado. Sin embargo, los costos elevados de inversión pueden resultar en costos nivelados que no son competitivos en el mercado. Como estrategia general es conveniente que EGEHID opere como una empresa comercial con objetivos empresariales, sujeta a la disciplina del mercado y tome las decisiones de inversión con base en los costos evaluados de los proyectos, teniendo en cuenta los incentivos establecidos.

3. Pérdida confianza inversionistas

La estrategia para restablecer la confianza de los inversionistas tiene muchos puntos en común con las estrategias propuestas para resolver los problemas del círculo vicioso y la dependencia del petróleo, pues para atraer inversión privada en forma sostenible es necesario lograr la recuperación financiera del sector y poner en funcionamiento un mercado mayorista que incentive la expansión eficiente de la generación con participación de inversionistas privados.

Adicionalmente, la estrategia debe cumplir con las metas de aplicación de tarifas técnicas y fortalecer a CNE y SIE. En relación a la tarifa técnica, SIE ya ha realizado los estudios básicos de actualización del valor agregado de distribución y transmisión y el plan de transición para aplicar esta tarifa. Por su parte, CNE está contratando los servicios de consultoría para definir la política de tarifas y subsidios de electricidad. La aplicación de la tarifa técnica enfrenta dos dificultades principales, pues aproximadamente 30% de los clientes de las empresas distribuidoras reciben subsidios que no se justificarían si se aplica una política de focalización de subsidios y, por lo tanto, el ajuste de la tarifas a ese grupo tiene mayor costo político. Por otra parte, las empresas distribuidoras todavía están lejos de los niveles de eficiencia del CRI que generalmente se reconocen en la tarifa técnica y, por

lo tanto, si no hay una mejora sustancial en el CRI, las empresas distribuidoras no son viables financieramente al aplicar la tarifa técnica.

Sin embargo, existe una coyuntura favorable para la aplicación de la tarifa técnica. El programa de recuperación del sector comienza a dar resultados con una tendencia positiva en la mejora del CRI. El programa de construcción de nuevas centrales térmicas a carbón y la conversión a gas natural de CESPMP reducirían los costos de generación. CDEEE ha renegociado algunos de los contratos PPA para reducir los cargos de energía. El análisis financiero a mediano plazo muestra que la tarifa promedio podría reducirse del nivel actual de aproximadamente 20 US¢/kWh a 15 US¢/kWh en 2012, lo cual facilita el desmonte de los subsidios y la aplicación de la tarifa técnica.

En relación al fortalecimiento de SIE y CNE, si se logra la autosuficiencia financiera del sector y normalizar el mercado mayorista, existe una oportunidad para que SIE aplique en forma autónoma las tarifas técnicas y demás regulaciones y CNE establezca una política sectorial, restableciendo la credibilidad de la SIE y CNE y, al mismo tiempo, fortaleciendo la capacidad técnica de estas dos instituciones.

4. Pérdida confianza consumidores

Las metas propuestas para establecer la confianza de los consumidores son el de atender el 100% de la demanda, normalizar el servicio eléctrico a los barrios carenciados y mejorar la calidad del servicio y la atención a los clientes, los cuales forman parte del Plan integral de recuperación. Como se indicó antes, la estrategia para atender el 100% de la demanda forma parte del proceso gradual de reducción de las pérdidas comerciales en que se premia el pago oportuno y el no robo de energía con buena calidad de servicio. De esta forma, con el aumento del CRI las empresas de distribución llegan a un punto de equilibrio en el flujo de caja en que los ingresos incrementales son suficientes para cubrir los costos incrementales y se justifica atender una mayor demanda hasta llegar al 100%.

La estrategia para normalizar el servicio a los barrios carenciados consiste en un desmonte gradual del PRA, con el fin de eliminar los incentivos perversos que existen actualmente para no mejorar las pérdidas comerciales de electricidad y para aumentar la demanda de electricidad en estos barrios. Con este fin, se seleccionan los barrios en mejores condiciones, se incorporan los consumidores en estos barrios como clientes regulares de la empresa de distribución, se hacen inversiones para instalar medidores y mejorar la calidad de las redes de distribución, se apoya una campaña de ahorro de energía y se eliminan los subsidios a la energía suministrada.

5. Renacionalización de la industria

El proceso de renacionalización del subsector de electricidad, que se inició con la renacionalización de Edesur y Edenorte y continúa con la consolidación de CDEEE como empresa estatal integrada verticalmente es un problema para el funcionamiento eficiente del subsector, pues el modelo de hecho que funciona actualmente es poco claro, con una participación privada importante en generación térmica pero con grandes riesgos regulatorios y de mercado, y con una presencia dominante de CDEEE, pero sin reglas claras para el funcionamiento del mercado mayorista.

A mediano plazo, mientras se restablecen las condiciones y confianza para la inversión privada y se recupera el sector, no es realista pensar en atraer inversión privada a riesgo en distribución, y para mantener la participación privada en generación es necesario adoptar esquemas adecuados de mercado que reduzcan los riesgos para los inversionistas. En ese sentido, la estrategia actual que adoptó el gobierno en el plan integral a mediano plazo es correcta, al acudir a contratos de compra de energía de largo plazo garantizados por la Nación y a EGEHID para desarrollar proyectos hidroeléctricos medianos y grandes.

Sin embargo, a mediano plazo se puede mejorar la gestión de las empresas estatales y su gobierno corporativo si se aprovecha la oportunidad de contar con empresas estatales (Edesur y Edenorte), constituidas como empresas comerciales con una estructura de gobierno de empresa privada, y la conversión a finales de 2007 de EGEHID y ETED en sociedades anónimas. La experiencia internacional muestra que las empresas estatales con un buen gobierno corporativo pueden lograr una gestión muy eficiente, similar a la de una empresa privada eficiente (ver Recuadro 1). Los requisitos para introducir un buen gobierno se pueden cumplir en República Dominicana a mediano plazo: la comercialización de la empresa (gestión comercial con un gobierno corporativo de empresa privada y con tarifas que cubran los costos eficientes de suministro), modelo de mercado con regulación fuerte e independiente y, no indispensable pero si conveniente, la capitalización de un porcentaje menor de la propiedad accionaria entre pequeños accionistas (democratización de la propiedad).

6. Tarifas altas y subsidios no focalizados

La solución del problema de tarifas altas, pero que no cubren los costos de suministro de las empresas de distribución y de subsidios generalizados forma parte de la estrategia, discutida arriba, para recuperación financiera del sector y el restablecimiento de la confianza de los inversionistas privados.

Recuadro 1

El gobierno corporativo de las empresas estatales

La expresión “gobierno corporativo de las empresas estatales” se refiere a las reglas que definen la relación entre la empresa y el Gobierno como su propietario. El gobierno corporativo de la mayoría de las empresas estatales en países en vías de desarrollo es débil, y la CDEEE no es la excepción. Hay dos problemas fundamentales: (a) los políticos y los funcionarios gubernamentales no actúan como accionistas ordinarios, motivados por la ganancia, y muchas veces dirigen a la empresa a perseguir objetivos no comerciales; (b) el Gobierno, en sus papeles de formulador de políticas por una parte y de suministrador del servicio por otra, enfrenta un conflicto de interés que mina la calidad de las políticas y de la regulación cuando las reglas se modifican de manera más bien arbitraria para proteger a la empresa o para lograr objetivos no comerciales.

Esto explica por qué las empresas estatales no cumplen con los principios básicos de buen gobierno: están usualmente sujetas tanto a la micro-gestión como a la interferencia política por parte del Gobierno; la responsabilidad por el desempeño de las empresas estatales es difusa, con la intervención de Juntas Directivas, del gobierno central y de los políticos; las empresas estatales a veces tienen una posición monopólica y no están sujetas a la disciplina del mercado; no aplican estándares elevados de transparencia y de publicación de sus resultados financieros y operativos; la administración de las empresas estatales carece de autonomía operacional para definir, entre otras cosas, su presupuesto, tomar decisiones de inversión y de endeudamiento, y adquirir bienes y servicios; la Junta Directiva carece de la autoridad e independencia para guiar y supervisar la gestión de la administración. Adicionalmente, las empresas estatales son inmunes a dos amenazas que imponen disciplina a la gestión de las empresas privadas y que proveen incentivos para el buen desempeño: la posibilidad de toma de control por otra empresa o la quiebra.

La corporatización de una empresa estatal sin llegar a la privatización, somete a la empresa al derecho privado y le asegura que tenga una identidad legal separada de la de sus accionistas; que los directores, no los accionistas, sean los legalmente responsables por la administración de la empresa; y que la administración tenga autonomía operativa pero sea responsable del desempeño comercial de la empresa. En principio, la corporatización, la buena regulación y la competencia introducirían los principios del buen gobierno corporativo del sector privado y ayudarían a mejorar el desempeño de las empresas estatales.

Un requisito esencial para una corporatización exitosa es que la empresa estatal sea primero reestructurada y comercializada – con tarifas que cubran los costos, renegociación de la deuda y de otras obligaciones, renegociación de los contratos laborales – para que pueda volverse financieramente viable si mejora su desempeño. Los gerentes no pueden ser responsables de una compañía que no puede ser financieramente viable debido a problemas estructurales.

La experiencia en algunos países que han probado esta solución es que la corporatización facilita una operación comercial de la empresa (procedimientos de adquisición menos engorrosos, más autonomía operacional, etc.) pero, para que sea efectiva en mejorar el desempeño, es necesario establecer una Junta Directiva independiente y una gerencia profesional para crear una operación comercial que reduzca la interferencia política.

Usualmente son necesarias presiones comerciales adicionales para un mejor desempeño. La disciplina que imponen los préstamos comerciales, la participación de accionistas minoritarios, y una regulación más fuerte e independiente han sido utilizadas para crear presiones comerciales adicionales sobre las empresas estatales y mejorar su desempeño. Requerir que la empresa recurra a préstamos comerciales sin garantía soberana pondrá sobre la empresa la presión de los bancos para que tenga un mejor desempeño financiero. Los accionistas minoritarios (fondos de pensiones, pequeños inversionistas locales, empleados), que participan en programas de capitalización de la propiedad accionaria, tienen un derecho residual sobre los activos de la empresa y dependen fuertemente de su desempeño financiero para mantener el valor de su inversión. El apoyo a una regulación fuerte e independiente mitiga el conflicto de intereses del Gobierno en sus papeles de propietario, formulador de políticas y regulador, y pone más presión sobre la empresa estatal para que mejore su desempeño. Un requisito esencial para la participación exitosa de accionistas minoritarios es que las empresas estatales corporatizadas hayan logrado resultados financieros adecuados y sean capaces de distribuir dividendos, tal como muestra la experiencia de varias empresas estatales de energía en Colombia.

Fuente: Editado del texto preparado por el autor para el informe Honduras- Temas y Opciones del Sector de Energía, Julio 2007.