

Plan de acción para modernizar el sector eléctrico en la República Dominicana

Agosto 2009

Plan de acción para modernizar el sector eléctrico en la República Dominicana

Equipo de trabajo:

Banco Interamericano de Desarrollo	Banco Mundial
Vivianne Blanlot (Consultora) Sylvia Larrea Rafael Rodríguez-Balza Carlos Rufin (Consultor)	Pedro Antmann Juan Miguel Cayo David Reinstein

Producción:

Ana Cuesta y Rosina Estol (Asistentes de Investigación, BID)

ÍNDICE

Prólogo.....	iii
Resumen Ejecutivo.....	vii
Matriz de seguimiento de acciones	xxi

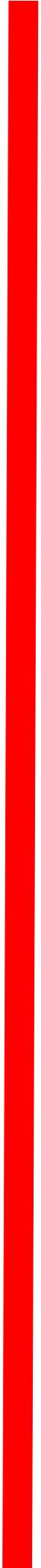
Parte I – Plan de acción

Capítulo 1. Situación general del sector eléctrico.....	1
Capítulo 2. Ajuste en las tarifas y flexibilización del sistema tarifario.....	7
Capítulo 3. Subsidios directos.....	17
Capítulo 4. Reducción de pérdidas y mejoras en la cobranzas.....	27
Capítulo 5. Mejoras en la gestión de las empresas de distribución.....	37
Capítulo 6. Fideicomiso para asegurar la compra de combustible.....	47
Capítulo 7. Nueva institucionalidad para el sector eléctrico dominicano.....	55
Capítulo 8. Inversiones en generación y transmisión.....	67

Parte II – Impacto de las medidas

Capítulo 9. Impacto de las medidas para el sector eléctrico dominicano.....	81
---	----

Prólogo



El “*Plan de Acción para Modernizar el Sector Eléctrico en la República Dominicana*” que se presenta a continuación es un aporte conjunto del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y del Banco Mundial (BM) para apoyar al Gobierno de la República Dominicana en la transformación integral de su sector eléctrico, en medio de la crisis estructural por la que atraviesa y de una difícil coyuntura técnica y financiera, potenciada principalmente por el incremento de los precios de los combustibles y por la crisis financiera internacional.

A pedido del Presidente Leonel Fernández Reyna, un equipo multidisciplinario de técnicos de ambas instituciones ha redactado el presente documento. Este grupo, compuesto por varios profesionales con gran experiencia en varias partes del mundo, ha realizado un análisis integral del sector eléctrico cubriendo sus diferentes aspectos, desde la generación y distribución, pasando por aspectos gerenciales y financieros, hasta llegar a temas relacionados con los subsidios y las reformas institucionales. Así, en primer lugar, se trata de un documento de diagnóstico del sector eléctrico dominicano. En segundo lugar, este documento es un aporte pragmático, diseñado y pensado para la realidad específica de la República Dominicana. En este sentido, es un documento propositivo, con recomendaciones de acción en el corto plazo (próximos 12 meses) y en el mediano plazo (a partir del segundo semestre del año 2010 en adelante) que apoyarán al Gobierno en su empeño para reformar al sector eléctrico. En tercer lugar, este documento refleja una posición conjunta de ambos organismos multilaterales, por lo que es una hoja de ruta común en los esfuerzos de apoyo al país en el sector eléctrico. De esta forma, el documento no sólo refleja un análisis compartido, sino que es la base del apoyo conjunto que ambas instituciones están dispuestas a impulsar en la República Dominicana en el futuro cercano.

La actual coyuntura del país ofrece una oportunidad histórica para modernizar el sector eléctrico en la República Dominicana. Esperamos que el presente Plan de Acción se convierta en un elemento catalizador para motivar el diálogo y avanzar en los cambios necesarios.

Gina Montiel	Yvonne Tsikata
Gerente General Departamento de Países Belice, Centro América, México, Panamá y República Dominicana	Directora de Países Países del Caribe Vice Presidencia de América Latina y el Caribe
Banco Interamericano de Desarrollo	Banco Mundial

Resumen ejecutivo

Las crisis del sector eléctrico en República Dominicana no son un fenómeno nuevo. Por el contrario, el sector eléctrico dominicano ha venido atravesando por crisis periódicas a lo largo de las últimas décadas, y lo que es más interesante, estas crisis han presentado un patrón recurrente que viene dado por la siguiente secuencia: (1) *shocks* petroleros o cambiarios frente a lo cual el Gobierno implementa medidas de congelamiento de tarifas y asume el compromiso de cubrir la diferencia entre las tarifas congeladas y las tarifas contractuales; (2) el incumplimiento de dichos compromisos por parte del Gobierno ante la falta de recursos financieros; (3) apagones y racionamientos de electricidad debido a que los generadores no reciben el pago por la energía que producen, lo que exacerba el descontento de la población. Estas crisis recurrentes, sumadas a una extendida cultura del no-pago (en donde el hurto eléctrico y el fraude son permitidos sin consecuencias), inciden cada vez más en el deterioro del sector eléctrico.

El último de estos ciclos recurrentes de crisis se inició con el incremento de los precios del petróleo a partir del año 2004, cuando el petróleo cruzó la barrera de los US\$ 40/barril, y ello empezó a golpear al sistema eléctrico dominicano que tiene una alta exposición al riesgo petrolero, debido a que 86% de su parque de generación es de fuentes térmicas. Ante el impacto de sobre costos y tarifas, el Gobierno procedió a congelar las tarifas eléctricas a mediados del año 2006 y se comprometió a cubrir la diferencia con las tarifas indexadas prevalecientes (producto de una fórmula de actualización automática que indexaba las tarifas ante cambios en los principales costos de producción: combustibles, inflación y tipo de cambio) a través del creado Fondo de Estabilización de la Tarifa Eléctrica - FETE. Sin embargo, nadie pudo prever que el precio del petróleo alcanzaría niveles superiores a los US\$ 140/barril como sucedió a mediados del 2008, dejando absolutamente desfinanciado el FETE. A pesar que durante el año 2008 el déficit del sector eléctrico absorbió recursos del Tesoro en el orden de US\$85 millones mensuales, esto resultó insuficiente para cubrir la brecha tarifaria, generando atrasos en los pagos a los generadores, racionamiento creciente y apagones.

El sector eléctrico es un elemento clave para el crecimiento económico y la competitividad del país. En el caso de la República Dominicana, las crisis recurrentes y la incapacidad de adoptar medidas eficaces a lo largo de décadas, han configurado un círculo vicioso donde los apagones y el racionamiento de electricidad son consecuencia directa del hurto y no pago de un porcentaje muy alto de consumidores y usuarios, lo cual sumado a tarifas que no cubren costos, generan un déficit financiero crónico en el sector. Esta falta de recursos financieros no sólo limita la inversión necesaria para su mantenimiento y modernización, sino que compromete el pago de los combustibles necesarios para garantizar una generación eléctrica sin interrupciones.

El sector eléctrico presenta una crisis estructural que tiene como causas principales:

- 1) Tarifas que no cubren costos ni promueven eficiencia en la cadena de producción del servicio eléctrico.
- 2) Muy altos niveles de pérdidas técnicas y no técnicas, como producto de la ineficiencia de las empresas de distribución y de la cultura del no-pago.
- 3) Subsidios no focalizados que fomentan el despilfarro y que son regresivos desde el punto de vista distributivo.
- 4) Inadecuada institucionalidad con graves falencias en la planificación sectorial y una excesiva burocratización.
- 5) Alta dependencia de combustibles derivados del petróleo.

Desde el 2005, República Dominicana ha venido implementando una serie de medidas para enfrentar la crisis del sector. Sin embargo, su nivel de avance en la solución definitiva y la ruptura del círculo vicioso antes mencionado no ha sido muy significativo. Si bien el Índice de Recuperación de Efectivo (CRI por sus siglas en inglés) subió de 54% en 2005 a 68% en 2008, indicando una reducción en el nivel de pérdidas y una mejora en la capacidad de generación de caja de parte de las empresas de distribución, el resto de los indicadores fundamentales han seguido deteriorándose: (i) la calidad del servicio, con un 18% de racionamiento de demanda, sigue siendo muy deficiente; (ii) los subsidios y transferencias han seguido generando crecientes despilfarros de recursos; (iii) la eficiencia de las empresas de distribución sigue siendo muy pobre en comparación con otras empresas similares en la región; (iv) la CDEEE ha visto duplicar sus gastos administrativos y sus planillas de empleados, constituyendo una carga cada vez más pesada para el sector eléctrico; y (v) el clima de inversión en el sector eléctrico se ha seguido deteriorando (en el 2008 no se instaló ni un solo megawatt nuevo en la República Dominicana).

El presente “Plan de Acción para Modernizar el Sector Eléctrico en la República Dominicana” parte de un diagnóstico integral del sector eléctrico dominicano, y propone una serie de medidas de corto y mediano plazo para empezar la transformación definitiva de este sector clave de la economía. Este Plan de Acción intenta ser una propuesta comprehensiva y completa del sector eléctrico, atacando los problemas fundamentales y estructurales del sector. No obstante, hay que señalar que la aplicación con éxito de esta propuesta de reforma basa en tres principios: (i) “integridad” en el sentido de que no se puede aplicar una reforma a medias o parcialmente, pues todos los elementos que la conforman le dan sentido al todo, (ii) “propiedad” en el sentido de que quien adopta la decisión de iniciar las reformas – en este caso el Gobierno de República Dominicana – tiene que asumir como propio todo el proceso de reforma; y (iii) “continuidad” en el sentido de que las acciones necesarias para la transformación del sector requieren ser aplicadas en forma continua y sin contramarchas.

El Plan de Acción propone adoptar medidas correctivas en diversos aspectos fundamentales del sector eléctrico, algunas de corto plazo o inmediatas, otras de mediano plazo y que tienen que seguir a las primeras. Los aspectos centrales de esta propuesta se pueden resumir en siete (07) áreas fundamentales de acción:

1. Tarifas
2. Subsidios
3. Pérdidas
4. Gestión
5. Fideicomiso
6. Institucionalidad
7. Inversiones

En este sentido, el presente Plan de Acción constituye una aproximación completa a la problemática del sector eléctrico dominicano. A diferencia de propuestas anteriores, que se aproximaron de forma parcial, enfatizando en los problemas más resaltantes de ese momento (ya sea el tema tarifario o las pérdidas de distribución), este Plan considera que no será posible transformar definitivamente el sector eléctrico en la República Dominicana si no se atacan los varios problemas de manera simultánea y con igual decisión política.

Elementos centrales del Plan de Acción

1. Tarifas

Los consumidores en la República Dominicana vienen pagando un precio que ha permanecido constante a lo largo del tiempo, ajeno totalmente a cualquier señal de escasez o de abundancia de los recursos, independiente además de las eficiencias o ineficiencias del sistema y de los costos del servicio. En consecuencia, al cumplirse casi tres años de congelamiento tarifario, con una inflación acumulada del 25% en ese periodo y con un sector eléctrico que está inmerso en una grave crisis por la insuficiencia de recursos para cubrir sus costos operativos, resulta imprescindible poner fin a este régimen y retornar a la flexibilidad tarifaria.

En el corto plazo resulta imprescindible tomar cuatro acciones en el tema de tarifas: (i) realizar un ajuste tarifario (de un 10%-15%) para acercar el nivel tarifario medio a los costos actuales de prestación del servicio; (ii) simplificar la estructura tarifaria reduciendo de 9 bloques tarifarios a no más de 3; (iii) reducir el umbral de consumo para el subsidio tarifario de 700 Kwh a un máximo de 300 kWh de manera que todo consumo mensual por encima de los 300 kWh pague la tarifa indexada correspondiente a su bloque y (iv) regresar a un sistema de flexibilidad tarifaria que refleje cambios en los costos de provisión del servicio.¹

En resumen, en el tema tarifario de corto plazo urge poner fin al congelamiento de tarifas procediendo a realizar un reajuste tarifario acompañado de una simplificación de la estructura tarifaria (bloques y reducción de subsidios) y el regreso a un sistema de flexibilidad tarifaria en el que la tarifa refleje las variaciones en los costos de producción (fundamentalmente precios de combustibles, inflación y tipo de cambio). Paulatinamente, además se debe ir desmantelando el sistema de tarifas acumulativas para que la tarifa pagada sea determinada por el nivel de consumo total.

A mediano plazo, se requiere un sistema tarifario eficiente que permita el desarrollo sostenible del sector eléctrico, caracterizado por: (i) ingresos anuales autorizados (IAA) de cada empresa distribuidora determinados de forma que permita prestar los servicios de distribución y comercialización de energía eléctrica en forma eficiente, cumpliendo las metas de calidad de servicio establecidas en la normativa vigente, así como obtener una rentabilidad razonable sobre el capital invertido, acorde con el riesgo del negocio; (ii) un mecanismo para trasladar los precios pagados por las distribuidoras por la compra de energía y servicios de transmisión asociados a las tarifas pagadas por los consumidores finales (“pass-through” de precios de generación y transmisión); (iii) un valor regulatorio de pérdidas totales por el servicio de distribución y comercialización que la EDE está autorizada a trasladar a las tarifas pagadas por sus clientes como compra adicional de energía, calculado considerando una gestión eficiente; (iv) una estructura tarifaria que permita asignar los ingresos totales (nivel tarifario medio) entre las diferentes categorías de usuarios. Las categorías de la estructura y los cargos dentro de cada una deben ser establecidos de modo de reflejar los costos reales de prestación eficiente del servicio causados por cada tipo de usuario y, al mismo tiempo, asegurar que la estructura tarifaria resulte lo más simple y transparente posible. Es urgente determinar con la mayor celeridad posible este “punto de llegada” (sistema tarifario eficiente) e implementar una trayectoria o período de transición que permita

¹ Durante el periodo de preparación de este documento, las autoridades dominicanas procedieron a poner fin al congelamiento tarifario a través de dos aumentos sucesivos de tarifas (en los meses de Junio y Julio) del orden de 12.25% en términos acumulativos. Igualmente, se avanzó en la simplificación de la estructura tarifaria y la racionalización de los subsidios, tanto los de índole tarifario como en los relativos al PRA que fue declarado en desmantelamiento mediante Decreto publicado en junio del 2009. De manera que algunas de las recomendaciones aquí establecidas ya empezaron a ser adoptadas en la República Dominicana.

evolucionar desde la situación actual hacia el punto de llegada en un plazo política y socialmente viable.

El desempeño del sector mejoraría substancialmente, si los procesos para la definición e implementación del sistema tarifario eficiente y sus ajustes automáticos y revisiones periódicas, así como de la trayectoria para la convergencia de la situación actual a ese sistema, se desarrollan en forma transparente, y que sea posible la estricta fiscalización de su cumplimiento por parte de los agentes sociales y económicos.

Finalmente, se recomienda adoptar medidas para mitigar el riesgo a la alta volatilidad de los precios de los combustibles, pues ello tiene una incidencia directa sobre los costos de generación de electricidad en la República Dominicana, haciendo que -como muestran experiencias muy recientes- los shocks de precios del petróleo deriven invariablemente en crisis (financieras y de suministro) en el sector eléctrico. Consideramos que el uso adecuado de instrumentos de cobertura contra el riesgo de precios de los combustibles, no sólo va a ayudar al Gobierno de la República Dominicana a cumplir sus objetivos fiscales con mayor certidumbre, debido a una más previsible planificación de los montos de las transferencias al sector eléctrico, sino que también permitirá reducir las tensiones que permanentemente existen sobre los costos de generación, las cláusulas de indexación de los contratos y las presiones sobre tarifas.

Existen múltiples alternativas e instrumentos financieros para reducir los riesgos derivados del precio de los combustibles. No proponemos aquí ninguna forma específica de cobertura o de seguro, sino sugerimos que las autoridades dominicanas (en particular, la Secretaría de Hacienda) evalúen las alternativas existentes y elijan aquella que le proporcione al país la combinación adecuada de riesgo-costo (prima). Una vez elegida la opción más conveniente, es la Secretaría de Hacienda la entidad gubernamental llamada a adquirir la cobertura. Será fundamental que cualquier proceso de transferencias de la Secretaría de Hacienda a los generadores derivado de las coberturas que se contraten, se realice a través del mecanismo de fideicomiso con manejo independiente que se plantea en el presente Plan de Acción para dotar al mecanismo de la transparencia necesaria (Ver Capítulo 6).

2. Subsidios

La permanencia - extendida en el tiempo - del Programa de Reducción de Apagones (PRA) no sólo ha generado importantes distorsiones desde el punto de vista del uso racional de la energía, sino también desde el punto de vista de la equidad del subsidio y del desincentivo a que las empresas distribuidoras gestionen eficientemente su negocio. Dadas las ineficiencias del esquema PRA, se propone un nuevo esquema de entrega del subsidio eléctrico (Programa BonoLuz), con el objetivo de focalizar el subsidio dirigiéndolo específicamente a la población de más bajos recursos y como una vía para inducir eficiencia en el consumo de energía y en la gestión de las empresas distribuidoras. Se busca que el nuevo esquema genere los incentivos correctos para que los hogares consuman la energía racionalmente, las empresas distribuidoras cumplan su función como gestores comerciales del sistema, y los “usuarios” del sistema regularicen su situación contractual con las empresas distribuidoras.

Las principales características del BonoLuz son:

- Ente de adscripción: El Gabinete de Coordinación de Política Social (GCPS). De esta forma, el tema del subsidio a la electricidad ya no será un tema manejado a nivel del ente sectorial eléctrico

(CDEEE), sino que será un tema de política social manejado por la institución correspondiente (GCPS), quien tiene la capacidad, el mandato y la información necesaria para focalizar el subsidio de forma que beneficie a los más pobres. Cualquier otra transferencia para financiar el déficit del sector deberá ser canalizada a través del Ministerio de Hacienda y estará justificada en función de objetivos de política pública diferentes a los subsidios a la población de menores ingresos. De esta forma quedan separados claramente los recursos destinados a un fin de política social (subsidios a los pobres manejados por el GCPS) de los recursos destinados a financiar los déficit del sector.

- Beneficiarios: El BonoLuz estará dirigido a los hogares más pobres del país (aquellos catalogados por el SIUBEN como indigentes, pobres y de clase media baja), que son los grupos socioeconómicos objetivo de las políticas sociales en el país. La población beneficiaria estimada alcanza a unos 829 mil hogares, que son los mismos hogares que actualmente reciben los beneficios del programa Bonogas-Hogares y de los programas de transferencias condicionadas de Solidaridad. Los beneficiarios potenciales del BonoLuz pueden ser actualmente clientes de las empresas o sólo “usuarios” (hogares que disfrutaban de una conexión eléctrica, pero no tienen un contrato con alguna de las empresas de distribución). De esta manera, para que los “usuarios” puedan transformarse en beneficiarios efectivos del programa deberán formalizar su situación, a través de la obtención de un contrato de servicio con alguna de las empresas distribuidoras, inicialmente a través de contratos especiales o transitorios a renta fija y, posteriormente, éstas deberán regularizar totalmente al cliente, instalando equipos de conexión y medición adecuados.
- Monto del subsidio: El BonoLuz entregará una transferencia que financiará (total o parcialmente) el consumo estimado de los hogares calificados como beneficiarios a precios de mercado. El consumo base a subsidiar sería de hasta 100 kWh mensuales, el cual es un nivel de consumo similar a los niveles subsidiados en la región centroamericana.
- Entrega del subsidio: Para recibir el subsidio, los hogares deberán inscribirse en el Programa BonoLuz. En el caso de los hogares de bajos ingresos que son actualmente clientes de las empresas distribuidoras (alrededor de 244 mil hogares en todo el país con medidores o con servicio de renta fija), deberán pagar regularmente el servicio de energía. Estos hogares recibirán el subsidio por los primeros 100 kWh consumidos, y deberán pagar por sus propios medios por el consumo por encima de ese umbral. En el caso de los hogares de bajos ingresos que actualmente no son clientes de las distribuidoras (alrededor de 585 mil hogares en todo el país que sólo son “usuarios”), deberán obtener un contrato de servicios especial o transitorio con la empresa distribuidora que les corresponda. Para estos hogares, no será necesario la instalación de medidores en las primeras etapas del BonoLuz, dado que pagarían sobre la base del consumo estimado básico de 100 kWh o menos, el cual les será reflejado en la factura por el servicio eléctrico.
- Desmontaje progresivo del PRA y expansión del BonoLuz: El proceso de desmontaje del PRA y de expansión del BonoLuz deberá pasar por un período de transición (el cual sugerimos no debería durar más de seis meses), en el cual se deberán definir los esquemas y establecer los cronogramas específicos para: (i) iniciar una campaña masiva para convertir a los “usuarios” en clientes de las empresas distribuidoras, tanto de zonas PRA como de otras zonas no PRA; (ii) establecer metas específicas y fases claramente establecidas para el desmontaje de los barrios PRA y su traslado al BonoLuz, con un cronograma acordado y manejado desde el GCPS y coordinado con la Secretaría de Hacienda, por el cual el subsidio entregado a las empresas distribuidoras deberá cesar una vez que el barrio respectivo sea desincorporado del PRA; (iii) expansión del BonoLuz para cubrir a los

hogares pobres residenciados en zonas no PRA identificados por el SIUBEN; (iv) adecuación de los sistemas de gestión comercial de las empresas distribuidoras; (v) adecuación de los planes de monitoreo y supervisión de redes de las empresas distribuidoras (tanto en zonas PRA como en zonas no PRA); (vi) revisión del status del personal del PRA y de los contratos de las empresas gestoras.

3. Pérdidas

La reducción de pérdidas técnicas y no técnicas exige inversiones en las redes, que incluya elementos especialmente diseñados para el control del fraude, además del rediseño y rehabilitación de las redes. El Gobierno de la República Dominicana, con el apoyo del Banco Mundial y el BID ha diseñado un proyecto de inversión por US\$42.5 millones y US\$40 millones, respectivamente con cada institución, cuyo principal objetivo es la reducción de pérdidas técnicas y no técnicas en los sistemas de distribución. Dichos préstamos deben implementarse eficientemente y comenzar inmediatamente para poder ver resultados tangibles en el 2009 y 2010. Se espera que con la implementación de dichos proyectos el índice de pérdidas se reduzca al menos en 6 puntos porcentuales entre 2009-2010 y 4 puntos porcentuales adicionales en 2011. Los elementos de dichos proyectos cubren en general todos los aspectos técnicos necesarios para conseguir la reducción de pérdidas, y comprenden los siguientes tipos de intervención: (a) medición remota de los consumos de los grandes consumidores conectados a las redes de media tensión (b) rehabilitación de los circuitos de media tensión (MT) y redes de baja tensión (BT).

Se considera necesario complementar la implementación inmediata de esos proyectos con medidas que apunten a lograr una rápida recuperación del índice global de cobranzas. El valor de ese índice debería ser de al menos 98%, lo que representa unos 10 puntos porcentuales por encima de los registros actuales. Para lograr una mejora significativa en el “índice de cobranza” se requiere: (i) actualización de las bases de datos de clientes, e identificación y asociación por circuito, para permitir un mejor monitoreo de fallas, pérdidas técnicas, fraude y cobranza; (ii) establecimiento de un plan de corte a los grandes consumidores morosos, debidamente publicitado. Asimismo, debe publicitarse la morosidad de los clientes declarados “no cortables”; (iii) diseño de una campaña de comunicación y concientización, que permita promocionar en un lenguaje simple los objetivos estratégicos del Gobierno al implementar el Plan de Acción.

Las medidas de mediano plazo (2010-2013) incluyen la continuación de la ejecución del proyecto de rehabilitación de redes ya descrito, y el desarrollo de acciones para asegurar la permanencia de las buenas prácticas y nuevos procedimientos y criterios de gestión a nivel de las empresas. Asimismo, es necesario impulsar el cambio de largo plazo en el comportamiento de los consumidores hacia la energía eléctrica y las empresas, en particular a través de la promoción de una conciencia del uso eficiente y seguro de energía y de pago por el servicio prestado para su implementación a partir del 2010. Finalmente, se propone el reforzamiento de la capacidad de gestión de las empresas, a través de un programa de rehabilitación de la gestión.

Con la implementación de las medidas propuestas en el corto y mediano plazo las EDES deberían ser capaces de alcanzar hacia el 2013 un nivel de pérdidas y cobranzas del 12% y 97% respectivamente, en línea con el promedio de empresas eficientes en la región (Ver Capítulo 4, Cuadro 4.3).

4. Gestión

Las empresas del sector eléctrico presentan indicadores de gestión muy por debajo de los estándares para empresas similares en la región de Latino América y el Caribe, y lo más grave aún, es que su tendencia es a empeorar como resultado de la falta de planeación dentro del sector y una gestión regulatoria deficiente. Las altas pérdidas y baja cobranza de las EDES son sintomáticas de una baja capacidad de gestión técnica, comercial y financiera.

La capacidad de gestión se puede medir y el rendimiento operativo se puede diagnosticar, por medio de una lista o grupo de indicadores de gestión que se pueden agrupar en cuatro categorías principales: indicadores técnicos, indicadores comerciales, indicadores laborales e indicadores del servicio. En el Capítulo 5, sección 5.4, se listan algunos de los indicadores y se explican detalladamente.

El aumento de eficiencia de las empresas requiere como medida previa un diagnóstico detallado, a través de una auditoría operativa y financiera que permita identificar las debilidades en la gestión de cada empresa, tanto a nivel de capacidades como a nivel de procesos. Este diagnóstico deberá servir para la elaboración del un plan de optimización interna que incluya al menos lo siguiente: (i) plan de racionalización y capacitación de personal; (ii) organización de la empresa en centros de costo que permitan la estructuración de metas de eficiencia por área, y la racionalización de costos; (iii) definición de metas de mediano y largo plazo para los indicadores de gestión de las empresas: margen operativo, margen de ganancia, utilidad/activo fijo, etc.; (iv) cambios en el gobierno corporativo de las EDEs. Adicionalmente, se propone establecer un sistema de Convenios de Gestión que busca la instauración de una práctica permanente de explicitación de objetivos y evaluación de su cumplimiento.

5. Fideicomiso

El sector eléctrico dominicano no puede seguir incurriendo en mayores “apagones financieros”, es decir, apagones derivados de la falta de pago de las cuentas a los generadores. Los “apagones financieros” responden claramente a dos razones fundamentales: (i) la insuficiente generación de recursos (tanto propios del sistema como provenientes de las transferencias del gobierno) para pagar la totalidad de los costos del servicio eléctrico; y (ii) un mecanismo de pagos inadecuado. Actualmente, el mecanismo de pagos a los generadores eléctricos tiene a la CDEEE como un elemento pivotal: todos los recursos que la Secretaría de Estado de Hacienda transfiere al sector eléctrico y parte de los recursos provenientes de la colección de las facturas eléctricas de las distribuidoras pasan a disposición de la CDEEE, quien se encarga de realizar los pagos a los generadores derivados de los contratos de compra-venta de electricidad.²

El esquema de pagos actual adolece de varios defectos: (i) insuficiente transparencia en la asignación de los recursos financieros, (ii) roles contrapuestos (juez y parte) en la CDEEE, (iii) falta de transparencia en la priorización de los pagos; y (iv) falta de predictibilidad en los pagos afecta el costo de generación.

Una propuesta que consideramos viable consiste en crear un fideicomiso intangible que garantice los recursos necesarios para el pago de las facturas eléctricas a los generadores (*escrow account*). Esta sería

² Los pagos y compensaciones por transacciones eléctricas en el mercado spot se “limpian” en el Organismo Coordinador (OC) que es el organismo que maneja el mercado de operaciones instantáneas.

una cuenta separada y protegida por Ley, con carácter intangible, y cuyos recursos sólo pueden utilizarse para el pago de las cuentas de la generación eléctrica.

Las principales características de un fideicomiso para la administración de los recursos públicos destinados al pago de las cuentas eléctricas serían:

- (i) Recursos para el fideicomiso.- El fideicomiso debería administrar todos los recursos provenientes de la Secretaría de Estado de Hacienda que constituyen transferencias al sector eléctrico, además de los recursos consignados bajo el Fondo de Estabilización de la Tarifa Eléctrica (FETE).³
- (ii) Utilización de los recursos.- Los recursos depositados en el fideicomiso deben utilizarse exclusivamente para: (i) pagar las facturas eléctricas a los generadores tanto privados como públicos, derivados de contratos de suministro con las EDEs para atender el servicio público de electricidad; y (ii) pagar por el servicio de transmisión destinado a atender al servicio público de electricidad.⁴
- (iii) Manejo independiente.- La administración de fideicomisos es una actividad típicamente bancaria. Por ello, resulta fundamental que la administración del fideicomiso sea realizada por una entidad financiera independiente de todos los agentes del sector. Esa entidad realizará las transacciones de pago en estricto cumplimiento de las metodologías y procedimientos que la Secretaría de Hacienda establezca al respecto. Su gestión del fideicomiso deberá ser pública y sujeta a auditoría anual.
- (iv) Prorrata en la operatividad del fideicomiso.- Cada mes, la SEH realizará las transferencias presupuestales para el subsidio eléctrico y las depositará en el fideicomiso. Entonces, el agente fiduciario (la entidad bancaria) procederá a realizar un co-pago de las facturas eléctricas de acuerdo a una metodología pre-establecida junto con las empresas distribuidoras (prorrata), contra las facturas confirmadas por las EDEs y por el Organismo Coordinador del mercado eléctrico, que verifica todas las transacciones de compra de energía y servicios de transmisión asociados correspondientes a cada empresa distribuidora. Esta prorrata tiene que ser predefinida de antemano y debería estar en relación al monto de las transferencias que se aprueben en el Presupuesto General de la República.⁵
- (v) CDEEE como un agente más en la cadena de pagos.- En este fideicomiso de administración independiente, la CDEEE pasa a ser un participante más en su rol de proveedor de energía o de servicios de transmisión y sus cobros están sujetos a la misma metodología prevaleciente para los demás proveedores de energía del sistema.
- (vi) Participación del OC.- La participación del Organismo Coordinador del mercado eléctrico (OC) es importante porque ellos observan el flujo neto de energía entre los participantes del mercado

³ En términos financieros, la Secretaría de Estado de Hacienda sería la parte fideicomitente de este fideicomiso.

⁴ El fideicomiso sólo debería pagar las facturas derivadas de la atención del servicio público de electricidad (mercado regulado) y no así las facturas derivadas de la atención de los grandes usuarios (mercado no regulado).

⁵ Por ejemplo, si se destinan en el presupuesto US\$500 millones para el pago transferencias al sector eléctrico y esto equivale al 40% de las facturas eléctricas que tienen que pagar las EDEs por sus contratos con las generadoras, entonces la prorrata será de 60%-40%. De cada factura presentada, la EDE correspondiente pagará el 60% con sus recursos propios y el Fideicomiso aportará el 40% restante. El porcentaje de la prorrata puede – y debe – cambiar año a año dependiendo de la incidencia de las transferencias de la SEH al sector eléctrico dentro de la facturación total del sector.

eléctrico, y pueden verificar que las facturas efectivamente respondan a intercambios o transacciones físicas realizadas.

- (vii) Precios de contratos transparentes.- Para que el fiduciario proceda al pago de las facturas eléctricas derivadas de contratos⁶, requiere contar con las informaciones referidas a las condiciones comerciales de los mismos. Esto permitirá una gestión transparente del agente fiduciario y el efectivo control de la misma por parte de cualquier agente interesado.

6. Institucionalidad

La reforma de 1999 y la Ley General de Electricidad (LGE) de 2001 crearon sobre el papel un marco institucional muy completo, acorde con las mejores prácticas internacionales. Sin embargo, en la práctica, el único caso de una institución que ha desarrollado su cometido de forma eficaz ha sido el Organismo Coordinador (OC). En cambio, la CDEEE sigue desempeñando múltiples funciones superpuestas y se ha convertido en un ente demasiado grande y pesado para la realidad del sector eléctrico dominicano. La CDEEE sigue siendo el organismo que realiza *de facto* la planificación del sector, haciendo propuestas para la ampliación de la potencia instalada o la contratación de nuevas plantas de generación, en contraste con la escasa participación de la Comisión Nacional de Energía (CNE) -el organismo formalmente encargado de la planificación según la LGE- en estos procesos.

Además de la anomalía institucional que refleja esta situación, se constatan graves carencias en el desempeño efectivo de la función de la planificación sectorial. No parecen existir criterios claros para asegurar un desarrollo eléctrico sustentable económica y ambientalmente. La experiencia del país durante los últimos 30 años muestra que el resultado de esta situación es la contratación de nueva potencia en condiciones de urgencia, con escasa o nula competencia entre proyectos alternativos, y falta de información pública sobre la negociación de los contratos celebrados entre la CDEEE y sus contrapartes, cuyos costos deben ser afrontados por los usuarios cautivos de las distribuidoras. En el caso de la Superintendencia de Electricidad (SIE), cuyas competencias y autonomía están establecidas por la Ley General de Electricidad (LGE) de 2001, se aprecia que - en la práctica - la SIE no ha ejercido esas competencias de forma integral, en particular en lo referido a la regulación económica (materia tarifaria). En consecuencia, se ha configurado una situación en que las tarifas no se basan en los preceptos legales sino en criterios políticos.

Propuestas:

- (i) Ajustes en los mecanismos de gobierno corporativo de la CDEEE. Se propone proceder a una inmediata modificación de la composición del Consejo de Administración de la CDEEE, que apunte a asegurar una adecuada representación de otras entidades gubernamentales involucradas en el sector, incluyendo la participación de la Secretaría de Estado de Hacienda y eventualmente también de la Secretaría de Estado de Economía y Planificación.
- (ii) Reestructuración de la CDEEE. La estructura organizativa y plantilla actuales de la unidad corporativa de la CDEEE carecen de justificación. A fines de noviembre de 2008, la unidad corporativa contaba con 1364 empleados. Esta cantidad es totalmente desproporcionada con los cometidos de una empresa holding. Asimismo, resulta imprescindible redefinir la situación

⁶ Las transacciones derivadas de operaciones en el mercado spot son compensadas y pagadas en el ámbito del OC.

institucional de la Unidad de Electrificación Rural y Suburbana y del Programa de Reducción de Apagones (UERS-PRA), actualmente en la órbita de la CDEEE y que perderá sus atribuciones con la extinción del programa dada la creación del BonoLuz. A fin de noviembre de 2008, la UERS-PRA contaba con 861 empleados, con plantillas separadas dedicadas, respectivamente, al PRA y electrificación rural. Parece claro que la nueva UER debería tener una dotación de personal sustancialmente inferior a esa cifra.

- (iii) Fortalecimiento institucional de la CNE. En forma coordinada con la reestructuración de la CDEEE, la CNE debe encarar un proceso de fortalecimiento institucional que le permita asumir plenamente sus funciones de organismo rector de la política pública en el sector eléctrico, particularmente en lo que concierne a la planificación indicativa y demás atribuciones indicadas en la LGE.
- (iv) Fortalecimiento institucional de la SIE. Es imprescindible dotar de autonomía financiera y de gestión al organismo regulador. Existen varias alternativas para el nombramiento de miembros independientes del Consejo de la SIE. Pero es importante recalcar la importancia de que todas las etapas del proceso de selección (sin excepciones) sean de dominio público.
- (v) Transparencia y participación en la regulación. La experiencia de otros países muestra que la utilización de procesos públicos y participativos de toma de decisiones es una herramienta de alta efectividad para aumentar la autonomía del regulador y fortalecer la transparencia en la aplicación de la regulación, a través del control social sobre el mismo. Por ello, el uso de procesos públicos y participativos es cada vez más extendido en la regulación del sector eléctrico en todo el mundo.

7. Inversiones

Con el objeto de identificar las decisiones que el Gobierno de la República Dominicana enfrenta en relación con las inversiones en generación y transmisión, y presentar recomendaciones al respecto, se realizó un análisis de los aspectos más relevantes a tener en consideración al momento de decidir tales inversiones en generación y transmisión. Es importante destacar que este análisis no representa un estudio completo de oferta y demanda, ni pretende constituir proyecciones precisas para los próximos años.

Generación.- Para evaluar la necesidad de incorporar capacidad adicional en el período 2009-2015, se analizó a partir de un escenario base (escenario a), con un crecimiento económico de 5,9% por año (el más optimista de los considerados) el impacto acumulativo de los siguientes efectos: (i) una política de reducción gradual de las restricciones de suministro, eliminando éstas por completo en tres años (escenario b); (ii) la reducción de pérdidas técnicas y no técnicas (escenario c); (iii) la incorporación de los auto productores, la política de eficiencia y el aumento de cobertura del alumbrado público (escenario d).

El escenario (b) supone que la restricción de oferta, o energía no servida, se reduce gradualmente, desde un 15% en 2008, a un 10% en 2009, a 7% el 2010, y a cero en 2011. El escenario (c) agrega al efecto anterior la reducción gradual de pérdidas, desde un 32 % total para el sistema en el año 2008, a un 12% el año 2013. No obstante, se ha supuesto que sólo el 75% de la reducción en pérdidas se transforma en un menor requerimiento a nivel de generación. Finalmente, el escenario (d) agrega el efecto de la

incorporación de los autoprodutores, del aumento de cobertura del alumbrado público y de la política de cambio de bombillas.

Así, los escenarios construidos con nuestros supuestos, incluso suponiendo la necesidad de mantener una reserva equivalente en términos porcentuales a la indisponibilidad medida en 2008 (352 MW), implica un requerimiento de potencia adicional de 461 MW en 2009. Cabe enfatizar que nuestro análisis no ha considerado la eliminación inmediata de las restricciones en el suministro, debido principalmente a la inviabilidad de dicho objetivo.

Considerando que actualmente no existen proyectos analizados y financiados que pudiesen comenzar a construirse en forma inmediata, cualquier aumento de generación en el período 2009-2011, al menos, requiere ser suplido por la capacidad existente, rehabilitada o re potenciada a través de inversiones de corto período de ejecución. En este contexto, las posibilidades identificadas son las siguientes:

- Aumento en las horas de funcionamiento de las unidades de ciclo abierto que utilizan FUEL N° 2.
- Conversión de las unidades de ciclo abierto a ciclo combinado, lo que implica agregar capacidad de generación a través de inversiones, sin aumentar los costos totales de operación, es decir, reduciendo el costo medio de operación por kwh generado.

La CDEEE a partir de 2005 ha venido considerando la construcción de una central a carbón de 1200 MW (dos unidades de 600 MW). Además de las dificultades de atraer financiamiento para un sector con serios cuestionamientos a su viabilidad financiera, en un sistema de aproximadamente 2500 MW no resulta técnicamente conveniente incorporar unidades mayores de 250 a 300 MW, por problemas de estabilidad del sistema. Otra de las opciones que se han considerado en el país es la instalación de nuevas unidades de generación ciclo combinado a gas, aprovechando las instalaciones de AES en Andrés, lo que permitiría aprovechar las economías de escala que aportan dichas instalaciones. Un proyecto de esta naturaleza también requeriría un tiempo para completar su financiamiento, licitación, adquisición de equipos y construcción que impide una puesta en servicio en menos de dos a tres años.

Transmisión.- En lo que respecta a las necesidades de inversiones en transmisión, los estudios existentes concluyen que existen dos líneas de trabajo destacables; la primera es el reemplazo del actual sistema de transmisión a 138 kV por uno de 350 kV, y la segunda es la construcción de un sistema de transporte “troncal” a 350 kV para la conexión con el nordeste del país. En el primer caso, esto no se requeriría hasta que las transferencias de potencia alcancen los 2500 MW, lo que según la demanda “peak” proyectada en los diversos escenarios no ocurriría antes de 2012, en caso de un alto crecimiento de la demanda. En cuanto al segundo componente considerado, la construcción del sistema de conexión con el nordeste es un proyecto que debe ser estudiado en función de las decisiones de localización que resulten del plan de expansión de la generación, y debe ser estudiado dentro del mismo plan. Considerando lo anterior, y bajo el supuesto del éxito del proceso de modernización, el país debe preparar las condiciones para incorporar nueva capacidad a partir de 2013. Eso significa que se requiere trabajar con urgencia en la definición de una política energética clara y un plan de expansión eléctrico coherente con dicha política.

Planificación.- Resulta imprescindible la elaboración de un Plan Integral de Expansión del Sector Eléctrico, cuya responsabilidad recae - de acuerdo a la institucionalidad vigente - en la Comisión Nacional de Energía (CNE), cuyos pasos a seguir son los siguientes:

- a) Análisis y definición de la estrategia de aumento de la oferta.
- b) Determinación de las posibilidades de rehabilitación y re potenciamiento de la capacidad instalada actual, y evaluación de la reserva óptima requerida por el sistema.
- c) Evaluación del tamaño límite de las unidades generadoras que es técnicamente posible considerar para la expansión del sistema.
- d) Recopilación del potencial para el desarrollo de fuentes de energías renovables no convencionales (mini centrales hidroeléctricas, eólica y biomasa).
- e) Análisis de la competitividad de las energías renovables no convencionales (ERNC), e identificación del modelo económico e instrumentos de fomento para su desarrollo.
- f) Análisis del modelo regulatorio y económico de la expansión de la generación (procedimientos de licitación de contratos, modelos de contratación, entre otros).
- g) Elaboración de un plan de expansión indicativo: identificación de la mezcla de tecnologías y programa de aumento de capacidad.

Es importante destacar el grado de urgencia de los trabajos antes listados. La puesta en servicio de nueva capacidad durante el año 2013 implica la necesidad de que la definición de la estrategia y el plan de expansión indicativo estén finalizados a mediados de 2010, de modo que en el período 2010-2013 se ejecute la licitación de contratos, y la construcción. Esto significa que el Gobierno debe dar prioridad inmediata a los trabajos de estudio y planificación a ser realizados por la CNE.

Como se ha mencionado anteriormente, en la República Dominicana urge abordar en forma explícita la función de planificación de la expansión del sistema eléctrico. Se trata de una competencia indelegable del Estado y que puede ser ejercida en forma totalmente compatible con la gestión de las actividades empresariales por parte de agentes privados y públicos. Hoy en día, algunos países de la región están reconociendo la necesidad de avanzar hacia un nuevo modelo sectorial, que reconoce roles claramente definidos para el Estado y para los agentes empresarios.

El reto que tiene por delante DR es cómo atraer inversionistas en nueva generación en un ambiente crecientemente adverso, en el cual se ha deteriorado el clima de inversión del país y a lo cual se suman las restricciones de financiamiento asociadas a la crisis global. En ese contexto fuertemente negativo, es fundamental que la República Dominicana transmita señales claras acerca de la calidad de sus instituciones. Tal vez la más importante de esas señales es el cumplimiento estricto de los compromisos contractuales asumidos. En estas condiciones, una revisión unilateral de los Contratos de Madrid podría traer beneficios efímeros de corto plazo, a cambio de una ausencia total de inversores serios en el sector a mediano plazo. Arreglar el tema de las deudas con el sector privado será, sin dudas, un tema central para empezar a restablecer este clima de inversión. El rol central que juegan los PPAs (Acuerdos de Compra-Venta de Energía por sus siglas en inglés) de largo plazo para dar las señales de precios y previsibilidad a los inversionistas requiere: (i) que los mecanismos de pago sean transparentes y (ii) que haya credibilidad respecto de que los compromisos se cumplan.

MATRIZ DE SEGUIMIENTO DE ACCIONES

ÁREA	MEDIDAS DE CORTO PLAZO (Próximos 12 meses)	MEDIDAS DE MEDIANO PLAZO (a partir de 2010)	RESULTADOS ESPERADOS	APOYO MULTILATERAL A ENTIDAD RESPONSABLE
TARIFAS	<ol style="list-style-type: none"> 1. Incremento de las tarifas en junio y julio 2009, simplificación de bloques tarifarios, reducción subsidio tarifario (YA EJECUTADAS). 2. Estudio para la determinación de la tarifa técnica y su trayectoria de transición. 3. Determinar la mejor opción de cobertura (<i>hedging</i>) para manejar el riesgo petrolero. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Flexibilización de la tarifa según fórmula de ajuste. 2. Ejecutar la transición hacia la tarifa técnica. 3. Proceder a la contratación de una cobertura contra el riesgo petrolero. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Tarifas más cercanas a los costos de producción que reducen la necesidad de transferencias. 2. Obtener tarifa que cubra costos eficientes y que permita la reducción progresiva de pérdidas. 3. Aislar al sector eléctrico del riesgo petrolero. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. BM trabajando con CDEEE y SIE. 2. BM trabajando con SIE y CDEEE. 3. BM trabajando con la Secretaria de Hacienda.
SUBSIDIOS	<ol style="list-style-type: none"> 4. Establecer cronograma detallado de eliminación del PRA y definición de fases para la implementación del BONOLUZ (zonas PRA). 5. Cubrir con BonoLuz a las familias pobres actualmente residiendo en zonas PRA (aproximadamente 200 mil familias). 	<ol style="list-style-type: none"> 4. Implementación de la segunda fase del BONOLUZ en todo el país (zonas no-PRA). 5. Cubrir con BonoLuz a todas las familias pobres (aproximadamente 829 mil familias pobres en todo el país). 	<ol style="list-style-type: none"> 4. Creación de una red de protección social destinada a proteger a los pobres de la volatilidad de los costos de la electricidad. 5. Cubrir a las familias pobres con un subsidio focalizado según nivel de ingreso. 	<ol style="list-style-type: none"> 4. BID trabajando con el Gabinete de Coordinación de Política Social (GCPS). 5. BID trabajando con el Gabinete de Coordinación de Política Social (GCPS).
PÉRDIDAS Y COBRANZAS	<ol style="list-style-type: none"> 6. Establecer cronograma de reducción de pérdidas e incrementos de cobranzas consistentes con los Programas de Rehabilitación existentes (BID/BM) y con la tarifa técnica determinada. 7. Establecer los convenios de gestión entre la SEH, la CDEEE, la SIE y las EDEs. 	<ol style="list-style-type: none"> 6. Monitorear el avance de las EDEs en materia de rehabilitación de redes, reducción de pérdidas e incrementos de cobranzas según los cronogramas establecidos. 7. Hacer un seguimiento a los convenios de gestión y asegurar su exigibilidad. 	<ol style="list-style-type: none"> 6. Alcanzar estándares de pérdidas y de cobranzas consistentes con la tarifa técnica y con el resto de empresas de la región (alrededor del 12%-13% en pérdidas y 98% en cobranzas). 7. Gerencias de las EDEs comprometidas con alcanzar estándares de CRI del 86%-87%. 	<ol style="list-style-type: none"> 6. BID y BM trabajando con la SIE, la CDEEE y las EDEs en el monitoreo de sus respectivos Programas de Rehabilitación. 7. BID y BM trabajando con la SEH, la CDEEE, la SIE y las EDEs en la preparación y aplicación de estos convenios de gestión.

Plan de acción para modernizar el sector eléctrico en la República Dominicana

GESTIÓN	<p>8. Diagnóstico de la situación financiera y operativa de la CDEEE y de cada una de las EDEs a través de auditorías realizadas por empresas internacionales.</p> <p>9. Diseñar los convenios de gestión necesarios entre la SEH, la CDEEE y las EDEs para su inmediata aplicación.</p>	<p>8. Aplicación de las recomendaciones y hallazgos de las auditorías financieras y operativas.</p> <p>9. Monitorear el desempeño de los convenios de gestión y hacerlos exigibles y con mecanismos de control públicos.</p>	<p>8. Establecimiento de una situación base de la CDEEE y de las EDEs en términos operativos y financieros.</p> <p>9. Alcanzar niveles de eficiencia en las EDEs compatibles con los estándares de la región.</p>	<p>8. BID y BM trabajando con la SEH y la CDEEE.</p> <p>9. BID y BM trabajando con la SEH y la CDEEE.</p>
FIDEICOMISO	<p>10. Diseñar el funcionamiento del fideicomiso como una cuenta intangible manejada por Hacienda a través de una institución bancaria, para su inclusión en la Ley de Presupuesto 2010.</p> <p>11. Iniciar la aplicación de los pagos de las facturas de los generadores a través del fideicomiso con reglas pre-establecidas.</p>	<p>10. Evaluar el funcionamiento del fideicomiso y realizar su respectiva auditoría externa.</p> <p>11. Condicional a la contratación de la cobertura (hedging), proceder a incorporar los pagos correspondientes a los generadores por este concepto a través del fideicomiso.</p>	<p>10. Restablecer la cadena de pagos en el sector eléctrico y evitar apagones financieros.</p> <p>11. Darle mayor predictibilidad a los pagos de las facturas de los generadores y mejorar el clima de inversión.</p>	<p>10. BM y BID trabajando con la Secretaria de Hacienda en el diseño del fideicomiso.</p> <p>11. BM trabajando con la Secretaria de Hacienda en el monitoreo de la aplicación de los pagos a través del fideicomiso y su eventual expansión al pago de la cobertura.</p>
INSTITUCIONALIDAD	<p>12. Definir mecanismos para realizar la reforma del gobierno corporativo de la CDEEE para incluir representantes de la Secretaría de Hacienda y de la Secretaría de Economía y Planificación en su Consejo de Administración.</p> <p>13. Auditorías financieras y operativas de la CDEEE por empresas internacionales.</p>	<p>12. Proceder al nombramiento de los nuevos miembros del Consejo de Administración de la CDEEE, con conocimiento extensivo del sector eléctrico.</p> <p>13. Realizar un estudio para determina cuál debería ser la estructura optimizada de la CDEEE como holding (funciones, estructura y plantilla), y aplicación de las recomendaciones de las auditorías financieras y operativas.</p>	<p>12. Lograr una mayor control de la gestión y de los gastos de la CDEEE por parte de los dueños. Mayor transparencia y control de las actividades de la CDEEE.</p> <p>13. Adecuar el tamaño de la CDEEE para hacerla consistente con sus funciones según la Ley vigente y definición de una situación base de la CDEEE en términos operativos y financieros.</p>	<p>12. BID y BM trabajando conjuntamente con la Secretaría de Hacienda y la SEEPyD.</p> <p>13. BID y BM trabajando con Secretaría de Hacienda y SEEPyD.</p>

	14. Diseñar medidas inmediatas para el fortalecimiento institucional del CNE y la SIE.	14. Aplicar medidas de fortalecimiento de la CNE (en particular planeamiento) y la SIE.	14. Mayor eficiencia de la CNE y SIE en el desempeño de sus funciones.	14. BID y BM trabajando con CNE y SIE.
INVERSIONES	15. Revisión del estudio de expansión de la oferta (Fundación Bariloche), para su eventual actualización y complementación.	15. Proceder a los trabajos de rehabilitación, conversión y expansión de plantas existentes de acuerdo al estudio de expansión. 16. Diseñar los esquemas de licitaciones internacionales para la nueva generación.	15. Obtener un plan de expansión del sector eléctrico que guíe las iniciativas públicas y privadas. 16. Atraer nueva inversión en generación eficiente y oportuna sobre la base de procesos competitivos.	15. BM y BID trabajando en el plan de expansión con la CNE y CDEEE. 16. BM y BID trabajando en el diseño de las licitaciones para nueva generación con CNE y CDEEE.

Parte I

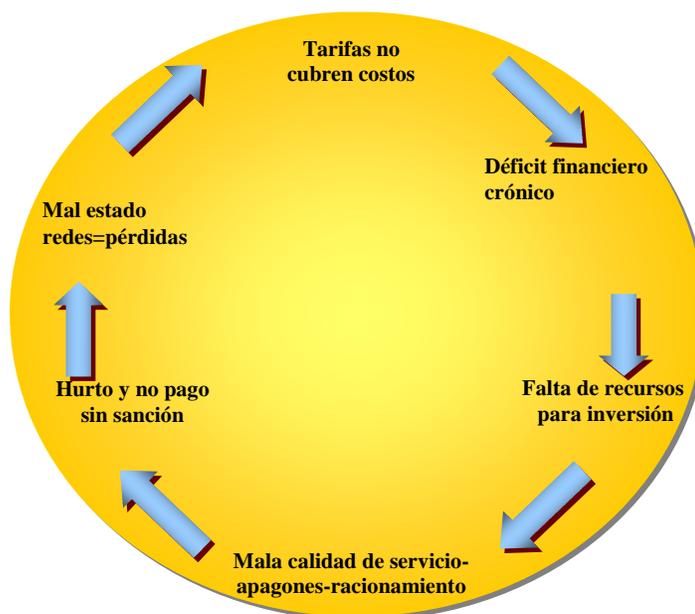
Plan de Acción

1. Situación general del sector eléctrico

Las crisis del sector eléctrico en República Dominicana tienen una larga data y presentan un patrón recurrente que viene dado por *shocks* petroleros o cambiarios frente a lo cual el Gobierno implementa medidas de congelamiento de tarifas y asume el compromiso de cubrir la diferencia entre las tarifas congeladas y las tarifas contractuales. Esto viene seguido por el incumplimiento de dichos compromisos por parte del Gobierno y, dada la falta de recursos financieros en el sector, esto culmina con apagones y racionamientos de electricidad. Estas crisis recurrentes, sumadas a una cultura o tradición donde el robo y el fraude no son penalizados, inciden cada vez más en el deterioro del sector eléctrico.

Actualmente el sector eléctrico es un cuello de botella importante para el crecimiento económico, el desarrollo y la competitividad del país. La crisis del sector eléctrico ha llevado a un círculo vicioso (ver Figura I.1), donde los apagones y el racionamiento de electricidad son consecuencia directa del gran problema de hurto y no pago de un porcentaje muy alto de consumidores y usuarios, lo cual sumado a tarifas que no cubren costos, genera un déficit financiero crónico en el sector. Esta situación crea una falta de recursos financieros, muy necesarios no sólo para invertir en el sistema (mantenimiento y nuevas inversiones), sino que la falta de recursos es tal que no hay con qué comprar el combustible necesario para garantizar la generación eléctrica sin interrupciones.

Gráfico 1.1 Círculo Vicioso



El sector eléctrico presenta una crisis estructural que tiene como causas principales: (i) deficiente gestión empresarial: pérdidas técnicas y no técnicas de aproximadamente el treinta por ciento de toda la energía producida y bajo índice de cobranza; (ii) tarifas congeladas que no cubren costos: generación eléctrica altamente dependiente de derivados del petróleo (86 por ciento de la generación total es térmica: 61 por ciento a base de fuel oil, 16 por ciento a gas natural y 9 por ciento a carbón) y cuyas fluctuaciones al alza afectan los costos de generación; (iii) subsidios no focalizados: subsidios establecidos por zonas geográficas

y no por nivel de ingreso (las zonas PRA), subsidios tarifarios para todos aquellos por debajo de 700 Kwh, subsidios a través de la Empresa de Generación Hidroeléctrica (EGEHID) que proporciona energía al sistema a precio cero, entre otros; e (iv) implementación incompleta de la institucionalidad sectorial con una falta importante en la planificación sectorial de generación y transmisión.

Desde el 2005, el sector eléctrico en República Dominicana ha venido implementando una serie de medidas para enfrentar la crisis del sector que se agudizó en el 2008 como consecuencia de los altos precios de petróleo. Entre las actividades realizadas se encuentran principalmente: (i) el programa de reducción de pérdidas y mejora de las cobranzas de las empresas distribuidoras; (ii) el desmonte y focalización de los barrios sometidos a un Programa de Reducción de Apagones (Barrios PRA - subsidiados); y (iii) la implementación de la Ley Antifraude.

El resultado de dichas medidas se ve reflejado en la mejora de ciertos indicadores como son: (i) incremento en el índice de cobranza de 88 por ciento en 2005 a 94 por ciento en 2008; (ii) reducción de pérdidas comerciales de 39 por ciento en 2005 a 32 por ciento en 2008; e (iii) incremento del Índice de Recuperación de Efectivo (CRI por sus siglas en inglés) de 54 por ciento en 2005 a 68 por ciento en 2008. Estas mejoras han sido marginales especialmente si las comparamos a nivel internacional con otras empresas de características similares. Aún hay mucho por hacer con lo cual es imprescindible profundizar y complementar los avances.

El robo de la energía es uno de los problemas más grandes para el sostenimiento del sector eléctrico, tanto es así que resulta difícil estimar el número de clientes de cada distribuidora dado que los usuarios irregulares (los que hurtan energía, los que no pagan por su consumo real o los que no tienen medidores) son más numerosos que los que reciben normalmente su factura y la pagan. En República Dominicana sólo un 38 por ciento de los clientes servidos por las empresas distribuidoras está en las condiciones típicas de facturación en función del consumo (o sea que tiene medidor), un 14 por ciento es cliente servido por la distribuidora pero no tiene medidor y recibe una factura por un monto fijo, un 25 por ciento de usuarios accede a la energía mediante el hurto y un 23 por ciento de usuarios está ubicado en barrios PRA (subsidiados) donde el nivel de pérdidas alcanza el 90 por ciento.

Adicionalmente, considerando que 86 por ciento de la generación del país es térmica (14 por ciento es hidroeléctrica) la cual depende de los derivados del petróleo, el problema del sector se ha agudizado en los últimos meses frente a un mercado de combustibles cuyos precios han tenido significativas fluctuaciones. Esta situación tiene un impacto directo en los costos de generación que, sumados a la imposibilidad de trasladar dichos incrementos a las tarifas eléctricas debido a que las tarifas están congeladas desde el 2006, obligó al Gobierno a incrementar las transferencias al sector como única forma de lograr el cierre económico-financiero de las empresas.

Otro de los factores importantes que incide en la crisis del sector eléctrico es la existencia de una estructura institucional que no está cumpliendo efectivamente con sus funciones, a pesar de que la Ley General de Electricidad del 2001 creó sobre el papel un marco institucional muy completo acorde con las mejores prácticas internacionales. Existe una débil gobernabilidad e instituciones públicas frágiles en el sector. Esta implementación incompleta de la institucionalidad sectorial sumada a los cambios frecuentes del marco regulatorio (congelación de tarifas, entre otros), conlleva a un aumento del riesgo sectorial e impide la atracción de nuevas inversiones en generación a precios competitivos.

Los costos de servicio eléctrico también se ven incrementados por la falta de planificación del sector (generación y transmisión) que sirva para identificar la oportunidad y conveniencia de diferentes proyectos de expansión, lo cual conlleve a garantizar un abastecimiento de la demanda a un mínimo costo en el mediano y largo plazo incluyendo la diversificación de la matriz eléctrica del país.

Todas estas deficiencias e ineficiencias del sector crean una fuerte carga fiscal y social insostenible para el Estado. Para el 2008, el Estado solventó un déficit estimado para el sector de aproximadamente US\$1.2 billones, desplazando importantes gastos sociales y elevando los costos de producción. Es importante notar que dicho déficit es para cubrir un servicio público donde solo el 82 por ciento de la demanda es servida.

Dado los altos niveles deficitarios del sector eléctrico y una muestra más de la insostenibilidad económica-financiera del sector, es que a pesar de la inmensa cantidad de recursos que el Estado aporta al sector eléctrico, el Estado no consigue pagar el 100 por ciento de dicha factura eléctrica. En el 2008, de un déficit total de US\$1.2 billones el Estado cubrió US\$820 y cerró el año con una deuda de US\$130 millones, considerando que US\$250 millones se pagaron en bonos soberanos, es decir, su deuda total era US\$380 millones. Todo esto, no sólo configura un sistema insostenible sino que deteriora el clima de inversión y replica el patrón recurrente de las crisis eléctricas en el país.

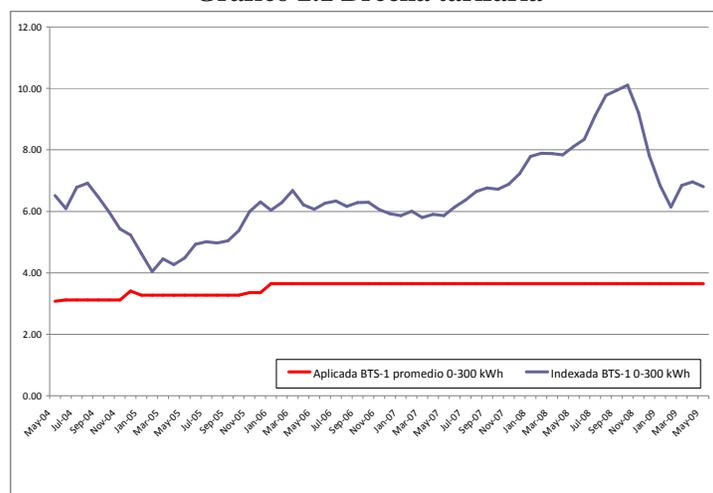
Como tal se hace imprescindible la formulación e implementación de un Plan de Modernización del sector con acciones en el corto y mediano plazo que conduzcan a la sostenibilidad del sector eléctrico en el largo plazo. El éxito de dicho plan resultará, una vez más, de la gobernabilidad y voluntad política para resolver la crisis del sector que tiene un impacto negativo muy grande para el país tanto desde el punto de vista fiscal como en la competitividad del país en una economía cada vez más globalizada.

2. Ajuste en las tarifas y flexibilización del sistema tarifario

2.1 Motivación para la reforma del esquema tarifario

En septiembre del año 2006, el gobierno de la República Dominicana procedió a congelar las tarifas eléctricas que pagan los consumidores en todas las categorías de consumo (residencial, comercial e industrial). Este congelamiento ha provocado la generación de una creciente brecha tarifaria que se fue incrementando dramáticamente a partir del año 2007 cuando los precios internacionales del petróleo y sus derivados escalaron a niveles históricamente altos. Como se puede apreciar en el Gráfico 2.1, esta brecha tarifaria, para los consumidores de 0 a 300 kWh/mes alcanzó niveles superiores al 150% en el pico de los precios de los combustibles durante el tercer trimestre del año 2008.¹

Gráfico 2.1 Brecha tarifaria



Fuente: Resoluciones de la Superintendencia de Electricidad (SIE). Varios años.

El déficit económico del sector eléctrico responde fundamentalmente a que, a pesar de resultar elevado en comparación con otros países de la región, el nivel tarifario actual resulta insuficiente para cubrir los extremadamente altos costos totales actuales de prestación del servicio. Tres factores principales explican esta situación: a) un nivel de pérdidas totales en la distribución eléctrica que triplican los valores representativos de una gestión eficiente de las empresas prestadoras; b) altos costos operacionales totales de las empresas públicas del sector, debido a exceso de personal y otras ineficiencias de gestión; y c) altos precios por la generación de electricidad, debido a la composición del parque generador (predominantemente plantas térmicas quemando derivados del petróleo y gas natural licuado) y las características de los contratos de suministro con algunos productores independientes de energía. Estos factores, a los que se suma la debilidad del marco institucional y regulatorio, han producido una grave crisis en el sector eléctrico que se traduce en niveles de demanda no abastecida del orden del 18% y racionamiento eléctrico en el país. Este déficit económico del sector eléctrico ha venido constituyendo una creciente carga para las finanzas públicas: US\$ 600 millones en el año 2006, US\$ 720 millones en el 2007 y US\$ 1,200 millones en el 2008 (equivalente al 3.0% del PBI). Durante el año 2008, la Secretaría de Hacienda (SEH) transfirió mensualmente US\$ 85 millones a la CDEEE para el pago de la factura eléctrica y aun así, incurrió en saldos impagos en el orden de US\$ 460 millones al cierre del año, de los cuales pagaron a inicios del año US\$ 50 millones en efectivo y US\$ 250 millones en bonos del Tesoro, quedando aun un saldo a pagar de US\$ 160 millones.

¹ En Octubre del 2008, mientras que la tarifa indexada alcanzaba RD\$10.11/kWh, la tarifa aplicada permaneció por debajo de RD\$ 4/kWh.

Para que un sistema eléctrico se desarrolle de manera eficaz es indispensable que se cuente con mecanismos que permitan a la demanda recibir a través de las tarifas pagadas, las señales de costos de prestación del servicio del sistema, tanto en casos de escasez como en casos de abundancia del recurso. Además, esas señales son indispensables para promover las inversiones en el sector y el uso racional de la energía eléctrica. En el caso del mercado eléctrico dominicano los consumidores no han tenido en los últimos tres años ningún incentivo para responder debido a que no han enfrentado las señales de precio del mercado. Los consumidores vienen pagando un precio que ha permanecido constante a lo largo del tiempo, ajeno totalmente a cualquier señal de escasez o de abundancia de los recursos, independiente además de las eficiencias o ineficiencias del sistema y de los costos del servicio. El caso del sector eléctrico de Argentina, a partir de la gran devaluación de enero de 2002, es tal vez el ejemplo más reciente y elocuente de las consecuencias devastadoras de disociar los precios pagados por los usuarios de los costos de prestación eficiente del servicio. Los efectos conjuntos de la congelación de tarifas que siguió a esa devaluación y de la recuperación económica del país iniciada a mediados de 2003 provocaron un crecimiento explosivo de la demanda, lo que condujo al país a una crisis de abastecimiento, que aún no ha sido superada.

En consecuencia, al cumplirse casi tres años de congelamiento tarifario y con un sector eléctrico que está inmerso en una grave crisis por la insuficiencia de recursos para cubrir sus costos operativos, resulta imprescindible poner fin a este régimen y retornar a la flexibilidad tarifaria.

2.2 Medidas de corto plazo

En el corto plazo resulta imprescindible tomar cuatro acciones en el tema de tarifas: (i) realizar un ajuste tarifario para acercar el nivel tarifario medio a los costos actuales de prestación del servicio; (ii) simplificar la estructura tarifaria; (iii) reducir el umbral de consumo para el subsidio tarifario y (iv) regresar cuanto antes a un sistema de flexibilidad tarifaria que refleje cambios en los costos.

- a) Ajuste tarifario.- El gobierno debería implementar un incremento efectivo de alrededor de un 10-15% en la tarifa eléctrica promedio que pagan los usuarios para generar una inyección de recursos al sector. Para evitar que este incremento golpee a los sectores más deprimidos de la sociedad, tal incremento debe focalizarse principalmente en los niveles de consumo superiores a los 300 kWh/mes como se muestra a continuación mediante una combinación de simplificación de los bloques tarifarios y reducción del umbral de consumo para recibir el subsidio tarifario.²
- b) Simplificación de estructura tarifaria.- Hoy en día existe una multiplicidad de bloques tarifarios que dan lugar a complejas relaciones de subsidios cruzados, donde además, los bloques tarifarios de consumo son acumulativos o del tipo *Increasing Block Tariff* (IBT).³ La tabla que se muestra a continuación contiene los 9 bloques tarifarios existentes tanto para tarifas residenciales (BTS-1) como para consumo comercial (BTS-2). Como se puede apreciar, a nivel residencial un 75% de

² El subsidio debería limitarse a los usuarios con consumo total no superior a 100 kWh/mes como se aplica en El Salvador o Perú, países muy similares a la República Dominicana en cuanto a incidencia de pobreza. Sin embargo, considerando que existe en el bloque de 200-300 kWh un grupo muy grande de consumidores residenciales, en el corto plazo se podría reducir el umbral a 300 kWh para facilitar la aceptación de un incremento tarifario.

³ Un esquema de bloques tarifarios tiene precios unitarios distintos por niveles de consumo. En el caso de un sistema de tarifas acumulativas o IBT (*Increasing Block Tariff*), el precio cargado cambia conforme se va pasando por los sucesivos bloques de consumo pero se pagan los primeros X kWh a un precio y los segundos Y kWh a otro precio, y así sucesivamente. En el caso de un sistema VDT (*Volume Differentiated Tariff*), el precio cargado por todas las unidades consumidas está determinado por el consumo total, de manera que los bloques previos (más baratos) desaparecen de su facturación.

2. Ajuste en las tarifas y flexibilización del sistema tarifario

consumidores están por debajo de los 200 kWh y que representan las familias pobres que el Gobierno debe proteger. En el bloque de 200-300 kWh también existe un grupo muy grande de consumidores a los cuales también se podría destinar una parte del subsidio tarifario durante una etapa de transición hacia un sistema más racional en el mediano plazo (véase nota de pie #2). Pero en términos de energía consumida, si bien el grupo hasta 300 kWh representa casi 87% del total de clientes, en términos de consumo de energía representan el 62%. En contraste, los consumidores por sobre 1000 kWh representan sólo el 1.2% del total de consumidores pero consumen un 12.3% del total de energía provista por las distribuidoras.

En cuanto a las brechas tarifarias (comparación entre la tarifa aplicada y la indexada a Abril 2009), se puede apreciar que para el caso de los niveles de consumo hasta 200 kWh la tarifa aplicada es un 45% de la tarifa indexada. El bloque de 200-300 kWh paga 68% de la tarifa indexada y los bloques de consumo hasta 700 kWh pagan 82% de la tarifa indexada. Pero como se trata de bloques acumulativos, quien consume 400 kWh/m en realidad paga RD\$3.12 por los primeros 200 kWh y RD\$4.71 por el exceso de 200 hasta 300 kWh y sólo paga lo que corresponde a su bloque por el exceso sobre 300 kWh, de manera que la incidencia del subsidio tarifario es mayor que el subsidio nominal.⁴

Cuadro 2.1 Distribución de clientes y consumo por bloque tarifario (a abril de 2009)

Bloque	Concepto	Precio Indexado	Precio Aplicado	TOTAL EDES CLIENTES	% ACUM	EDES KWh	% ACUM
BTS1	0-75 kwh	6.96	3.12	298,488	28.0%	25,800,441	13.0%
	76-200 kwh	6.96	3.12	501,070	75.1%	67,089,304	46.7%
	201-300 kwh	6.96	4.71	124,912	86.8%	31,343,570	62.4%
	301-400 kwh	8.57	7.00	57,937	92.2%	18,640,891	71.8%
	401-500 kwh	8.57	7.00	29,621	95.0%	10,808,745	77.2%
	501-600 kwh	8.57	7.00	17,029	96.6%	6,281,096	80.4%
	601-700 kwh	8.57	7.00	10,335	97.6%	3,422,523	82.1%
	701 - 1000 kwh	8.57	8.57	12,781	98.8%	11,081,306	87.7%
> 1000 kWh	8.57	8.57	12,770	100.0%	24,486,307	100.0%	
Total BTS1				1,064,943		198,954,183	
BTS2	0-75 kwh	6.96	4.28	29,391	23.4%	2,156,805	3.2%
	76-200 kwh	6.96	4.28	32,222	49.1%	5,265,186	11.2%
	201-300 kwh	6.96	5.13	15,093	61.1%	3,984,451	17.2%
	301-400 kwh	8.57	7.90	11,348	70.1%	3,753,190	22.8%
	401-500 kwh	8.57	7.90	7,370	76.0%	2,940,274	27.2%
	501-600 kwh	8.57	7.90	5,492	80.4%	2,471,024	30.9%
	601-700 kwh	8.57	7.90	4,145	83.7%	2,006,780	34.0%
	701 - 1000 kwh	8.57	8.91	7,300	89.5%	6,358,030	43.5%
> 1000 kWh	8.57	9.10	13,217	100.0%	37,565,441	100.0%	
Total BTS2				125,578		66,501,181	

Fuente: Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE), Unidad de Análisis de Distribución. Abril de 2009.

En consecuencia, se propone una simplificación de la estructura tarifaria, reduciendo los bloques residenciales de 9 a sólo 3: (i) 0- 200 kWh, (ii) 201-300 kWh y (iii) > 300 kWh, como un paso importante hacia la consecución de una estructura tarifaria mucho más plana que la actual. Similar

⁴ Por ejemplo, una persona que consume 401 kWh/m en realidad paga una tarifa promedio de $[(200*3.12)+(100*4.71)+(101*7)]/401 = 4.49$, es decir, un 52.4% de la tarifa indexada nominal de correspondiente a su bloque tarifario.

acción se propone para el caso de las tarifas comerciales (BTS-2) aunque hay que reconocer que aquí hay una complicación adicional: los bloques 700-1000 kWh y >1000 kWh tienen una tarifa aplicada que es superior a la tarifa indexada y por tanto, una simplificación a solo 3 bloques podría acarrear impactos redistributivos cuestionables (ver punto d)).

- c) Reducción de umbral para subsidio tarifario.- Actualmente todos los consumidores hasta 700 kWh/m reciben un subsidio tarifario que tiene dos fuentes: (i) la tarifa aplicada a su bloque es inferior a la tarifa indexada, y (ii) se aplican tarifas acumulativas. Cabe señalar que 700 kWh/m es 4 veces el promedio del umbral utilizado en el resto de la región para subsidiar el consumo eléctrico, pues se considera por lo general que una familia pobre consume menos de 150 kWh/m. En consecuencia, se propone reducir el umbral de consumo para el subsidio tarifario de 700 kWh/m a un máximo de 300 kWh/m de manera que todo consumo mensual por encima de los 300 kWh deberían pagar la tarifa indexada correspondiente a su bloque. Resulta claro que aun así, obtendrían un nivel de subsidio por el carácter acumulativo de las tarifas. En los siguientes meses y como parte del desmantelamiento del actual sistema tarifario y su transición a una Tarifa Técnica, también se debería ir eliminando el sistema de tarifas acumulativas (tipo IBT) para pasar a tarifas con bloques del tipo *Volume Differentiated Tariff* (VDT) sin subsidios tarifarios para niveles de consumo superiores a 200 kWh/m. Llevando todos los consumos por sobre 300 kWh/m a la tarifa indexada y realizando ajustes menores en los niveles de consumo más bajos hasta 300 kWh/m. Similar acción se propone para el caso de las tarifas comerciales (BTS-2) aunque hay que reconocer que como los bloques 700-1000 kWh y >1000 kWh tienen una tarifa aplicada que es superior a la tarifa indexada, llevarlas a la tarifa indexada implicaría una reducción tarifaria. En consecuencia, para el caso de las tarifas comerciales se propone mantener las tarifas actuales en los bloques superiores a 700 kWh y llevar a todos los bloques entre 300-700 a las tarifas indexadas, acompañado de incrementos menores para los primeros niveles de consumo.
- d) Flexibilización de la tarifa.- Luego del incremento tarifario propuesto (10-15%) y de todas las acciones mencionadas en los puntos a), b) y c) es imprescindible retornar a la situación de “normalidad” tarifaria, es decir, poner fin al régimen de congelamiento tarifario y volver a tener una tarifa flexible que refleje los cambios en los costos del servicio. A este respecto cabe señalar que desde el inicio del congelamiento tarifario en 2006, la inflación acumulada en República Dominicana ha sido del 25%, por lo que la tarifa en términos reales ha sufrido una sensible disminución. En consecuencia, se propone que una vez realizado el ajuste tarifario propuesto se proceda a indexar de ahí en adelante el **nuevo nivel** de tarifas a los precios de los combustibles, la inflación y el tipo de cambio mediante una fórmula análoga a la prevaleciente para la Tarifa Indexada.⁵

En resumen, en el tema tarifario de corto plazo urge poner fin al congelamiento de tarifas procediendo a realizar un reajuste tarifario acompañado de una simplificación de la estructura tarifaria (bloques y reducción de subsidios) y el regreso a un sistema de flexibilidad tarifaria en la que la tarifa refleje las variaciones en los costos de producción (fundamentalmente precios de combustibles, inflación y tipo de cambio). Paulatinamente, además se debe ir desmantelando el sistema de tarifas acumulativas para que la tarifa pagada sea determinada por el nivel de consumo total.

⁵ La propuesta aquí es indexar el nuevo nivel post-ajuste del 10-15% a los precios de los combustibles, inflación y tipo de cambio, de manera similar a como se indexa actualmente la tarifa indexada. De manera que a partir del ajuste, la tarifa indexada y la aplicada se muevan en forma paralela. Como se explica más adelante, la propuesta de mediano plazo es pasar progresivamente a aplicar la Tarifa Técnica (que contiene elementos de eficiencia que la indexada no) con un sendero de transición que permita ir corrigiendo distorsiones en el camino, mientras que la tarifa indexada desaparecería en el mediano plazo.

En cuanto al impacto sobre el déficit del sector eléctrico, una elevación tarifaria del orden del 12,5% acompañada de las acciones mencionadas en cuanto a simplificación de bloques y reducciones del umbral de consumo para el subsidio tarifario, aunado a la flexibilización de la tarifa, se estima que generaría alrededor de unos US\$ 140 millones de ingresos adicionales por año a partir del 2010 (ver el Cuadro 9.1).

2.3 Aspectos de mediano plazo

2.3.1. Caracterización de un sistema tarifario eficiente

Un sistema tarifario eficiente que permita el desarrollo sostenible del sector eléctrico de la República Dominicana en el mediano/largo plazo, puede ser caracterizado por los siguientes elementos:

- a) Ingresos anuales autorizados (IAA) de cada empresa distribuidora (EDE) determinados de forma de permitirle prestar los servicios de distribución y comercialización de energía eléctrica en forma eficiente, cumpliendo las metas de calidad de servicio establecidas en la normativa vigente, así como obtener una rentabilidad razonable sobre el capital invertido, acorde con el riesgo del negocio (en la distribución de energía eléctrica en América Latina suele considerarse valores de la tasa de retorno real después de impuestos de entre 9 y 12%). Es conveniente que los ingresos anuales autorizados sean fijados para un período tarifario de 4 a 5 años, de modo de proveer incentivos a la empresa prestadora para alcanzar una mayor eficiencia en su gestión y retener hasta el fin del período los mayores beneficios derivados de esa situación. Al final de cada año del período tarifario el valor de los IAA se ajustan automáticamente conforme a una fórmula preestablecida que contemple su mantenimiento en términos reales. Los parámetros considerados en esa fórmula son en general el índice de inflación interna y la tasa de cambio. Al final de cada período tarifario plurianual, se procede a una revisión tarifaria completa (“resetting”) de los IAA, considerando el nivel de eficiencia efectivamente alcanzado por la empresa en el período que concluye y nuevos estándares de gestión aplicables al caso. Este tipo de esquema se ha usado en prácticamente todos los países de América Latina que reformaron sus sistemas eléctricos en los 90’s (Brasil, Colombia, Chile, Perú, Panamá, El Salvador, Guatemala). Las revisiones tarifarias son conducidas por el Ente Regulador sectorial o el Ministerio de Energía, y se trata de procesos públicos que incluyen consultas a los agentes involucrados.
- b) Un mecanismo para trasladar los precios pagados por las distribuidoras por la compra de energía y servicios de transmisión asociados a las tarifas pagadas por los consumidores finales (“pass-through” de precios de generación y transmisión). Este mecanismo se debería aplicar con una frecuencia de 3 a 4 meses, de modo de asegurar que los valores tarifarios reflejen adecuadamente las variaciones en los precios de compra de energía pagados por las empresas y, al mismo tiempo, evitar una volatilidad excesiva en los precios pagados por los consumidores finales. Para optimizar la consideración simultánea de ambos aspectos, podría resultar conveniente complementar el mecanismo con la creación de un fondo fiduciario de estabilización de los precios de generación y transmisión, que permita amortiguar los efectos de fenómenos de volatilidad en precios de combustibles, variaciones en la producción hidroeléctrica, etc.⁶

⁶ Este esquema fue implementado con muy buenos resultados en el sector eléctrico de Argentina en 1992. El Operador del Sistema (CAMMESA) determina trimestralmente los denominados precios estacionales, a partir de una estimación de los precios diarios o “spot”. Las tarifas que pagan los consumidores finales se calculan a partir de esos precios estacionales. Las diferencias entre los valores estimados y los reales son cubiertas por un fondo estacional, que tiende a estabilizar esos precios.

- c) Un valor regulatorio de pérdidas totales por el servicio de distribución y comercialización que la EDE está autorizada a trasladar a las tarifas pagadas por sus clientes como compra adicional de energía, calculado considerando una gestión eficiente.
- d) Una estructura tarifaria que permita asignar los ingresos totales determinados conforme expuesto en los literales a) a c) (nivel tarifario medio) entre las diferentes categorías de usuarios. Las categorías de la estructura y los cargos dentro de cada una deben ser establecidos de modo de reflejar los costos reales de prestación eficiente del servicio causados por cada tipo de usuario y, al mismo tiempo, asegurar que la estructura tarifaria resulte lo más simple y transparente posible (menor número de categorías y cargos dentro de cada una). Estas estructuras tarifarias se aplican en varios países de América Latina tales como Chile, El Salvador y Brasil. La estructura debe incluir:
- Una tarifa monómica, con cargo único de energía (independientemente del consumo mensual), a ser aplicada a los pequeños y medianos usuarios residenciales y comerciales,
 - Una tarifa binómica, con cargos por demanda de potencia y por energía (con bloques horarios), a aplicar de forma obligatoria a los grandes consumidores de alta, media y baja tensión, y con carácter opcional para los medianos y pequeños consumidores de baja tensión,
 - Un cargo fijo por servicios de comercialización (medición de consumo, facturación, cobranza, etc.), a aplicarse a todos los usuarios.

2.3.2 Cómo alcanzar un sistema tarifario eficiente

Los elementos descritos en la sección anterior definen un sistema tarifario eficiente. Determinar con la mayor celeridad posible este “punto de llegada” es una condición necesaria para alcanzarlo, aunque no resulta suficiente. Si la condición de partida se caracteriza por una situación de crisis, como es el caso del sector eléctrico de la República Dominicana, es imprescindible complementar la determinación del sistema tarifario eficiente con la definición e implementación de una trayectoria o período de transición (“glide path”) que permita evolucionar desde la situación actual hacia el punto de llegada en plazos política y socialmente viables. La definición precisa de esa trayectoria y del cronograma para recorrerla en forma transparente se realiza a través de la determinación, antes del inicio del período de transición, de fórmulas a ser aplicadas periódicamente y en forma automática durante el mismo para el ajuste de algunos cargos tarifarios existentes, la eliminación de otros, la creación de nuevos cargos, entre otros.

En el caso específico de la RD, se tienen dos fenómenos que evolucionan en forma opuesta y que, combinados, tienden a neutralizar sus efectos en el incremento de tarifas al consumidor. Se trata de la eliminación de subsidios a algunas categorías (que tiende a incrementar las tarifas pagadas por los usuarios en las mismas) y la progresiva reducción de las pérdidas totales admitidas en las tarifas (que implica un menor nivel tarifario medio a nivel de distribución).

Es imprescindible que todos los procesos para la definición e implementación del sistema tarifario eficiente y sus ajustes automáticos y revisiones periódicas, así como de la trayectoria para la convergencia de la situación actual a ese sistema se desarrollen en forma transparente, y que sea posible la estricta fiscalización de su cumplimiento por parte de los agentes sociales y económicos. La forma efectiva de asegurar esa transparencia y fiscalización es la publicidad integral del proceso, comprendiendo las etapas de discusión, definición y aplicación de metodologías, e incluyendo todos los documentos referidos a las mismas.

Finalmente, se recomienda iniciar sin demoras los estudios necesarios para la determinación del sistema tarifario eficiente (punto de llegada), así como para la definición e implementación de una trayectoria o período de transición (“glide path”) que permita evolucionar desde la situación actual hacia el punto de llegada en plazos política y socialmente viables. Se trata de un proceso de la mayor importancia, que comprende varias etapas, identificadas por PA Consulting en su estudio preparado para la SIE⁷:

- Implantación de un nuevo Fondo de compensación tarifaria (nuevo FETE)
- Desmonte de los subsidios cruzados
- Perfeccionamiento de la estructura tarifaria actual (escalones de la tarifa BTS1)
- Unificación de las tarifas MTD1 y MTD2
- Creación de una tarifa AT (alta tensión)
- Diseño de una tarifa para medidores prepagos

2.3.3 Coberturas contra la volatilidad del precio de los combustibles

Los derivados del petróleo constituyen la fuente primaria de mayor incidencia en la producción de electricidad en la República Dominicana. Como el país es importador neto de esos energéticos, su capacidad para absorber variaciones significativas en los precios internacionales de los mismos es prácticamente nula. Los expertos internacionales coinciden en que la alta volatilidad alrededor de precios medios crecientes será una característica estructural del mercado petrolero global en los próximos años. A menos que se adopten medidas específicas para mitigarla, esa característica se transferirá en forma directa a los costos de generación de electricidad en la República Dominicana, haciendo que -como muestran experiencias muy recientes- los shocks de precios del petróleo deriven invariablemente en crisis (financieras y de suministro) en el sector eléctrico.

En ese contexto, se recomienda que el Gobierno de la República Dominicana analice la viabilidad y conveniencia de la adopción de medidas de mitigación, tales como la contratación de seguros contra el riesgo de aumentos de precios del petróleo y derivados por encima de determinados valores de referencia. Es importante hacer notar que la volatilidad y los fenómenos de shock en los precios de los combustibles afectan no solamente al sector eléctrico, sino que se trasladan también al sector transportes, al consumo residencial de GLP y al sector industrial. En consecuencia, el tema de la cobertura contra el riesgo de grandes aumentos de precios trasciende a la actividad eléctrica, impactando directamente en la sostenibilidad fiscal de la economía dominicana.

La volatilidad es la característica por excelencia de los mercados financieros internacionales. Ella afecta el sistema de cambios, las tasas de interés y ello se traduce en un mayor riesgo en el conjunto de operaciones financieras afectando la propia solvencia de los países. Todo ello ha creado una gran demanda por instrumentos financieros derivados que permitan gestionar este tipo de riesgos. El auge de los mercados derivados en los últimos años ha sido espectacular, provocado básicamente por su utilización para la cobertura de riesgos. Y precisamente, la posibilidad de acotar el impacto de las fluctuaciones en los precios en las operaciones físicas de las empresas -o los países- y gestionar los riesgos de esas fluctuaciones mediante el uso de instrumentos de cobertura, es la mayor de las innovaciones financieras de las últimas

⁷ PA Consulting. Preparación de Esquemas de Transición para Tarifa y Normas Técnicas de Calidad de Servicio para el Período 2008-2012. INFORME FINAL – Parte I: “Esquema de Transición Tarifario”. ADENDA Marzo 2009.

décadas. De hecho, algunos países de la región han optado por cubrirse ante esta alta volatilidad de precios registrada en los últimos años⁸.

Consideramos que el uso adecuado de instrumentos de cobertura contra el riesgo de precios de los combustibles, no sólo va a ayudar al Gobierno de la República Dominicana a cumplir sus objetivos fiscales con mayor certidumbre, debido a una más previsible planificación de los montos de las transferencias al sector eléctrico, sino que también permitirá reducir las tensiones que permanentemente existen sobre los costos de generación, las cláusulas de indexación de los contratos y las presiones sobre tarifas.

Existen múltiples alternativas e instrumentos financieros para reducir los riesgos derivados del precio de los combustibles. No proponemos aquí ninguna forma específica de cobertura o de seguro, sino sugerimos que las autoridades dominicanas (en particular, la Secretaría de Hacienda) evalúen las alternativas existentes y elijan aquella que le proporcione al país la combinación adecuada de riesgo-costo (prima). Una vez elegida la opción más conveniente, es la Secretaría de Hacienda la entidad gubernamental llamada a adquirir la cobertura. Cuando se active el seguro -es decir cuando el precio de los combustibles supere el nivel establecido en el contrato- y se empiece a recibir ingresos compensatorios del contrato de cobertura, la Secretaría de Hacienda deberá transferir la parte proporcional a los generadores que importen o hayan importado combustibles para mantener estable los costos de generación y las tarifas eléctricas. Será fundamental que este proceso de transferencias de la Secretaría de Hacienda a los generadores se realice a través del mecanismo de fideicomiso con manejo independiente que se plantea en el presente Plan de Acción para dotar al mecanismo de la transparencia necesaria. (Ver Capítulo 6)

Creemos que una cobertura financiera es un elemento extra-sectorial que puede tener un profundo impacto positivo sobre la marcha del sector eléctrico, ayudando a reforzar la propia viabilidad de las reformas aquí esbozadas. Es claro que un proceso integral para sincerar tarifas y ganar eficiencias puede colapsar si el sector fuera nuevamente expuesto a precios del petróleo por sobre los US\$ 100/barril.

⁸ A fines del 2008, el Gobierno de México (a través de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público) anunció la realización de operaciones de cobertura contra el riesgo de reducciones en los precios del petróleo, mediante la adquisición de “Opciones PUT” sobre el precio promedio de la mezcla mexicana de exportación para el ejercicio fiscal 2009. Dichas opciones le otorgan al Gobierno Federal el derecho (más no la obligación) de vender petróleo a un precio promedio de 70 dólares por barril de la mezcla mexicana durante 2009. El monto total cubierto fue de 330 millones de barriles, que equivalen al volumen de exportaciones netas de productos petrolíferos contemplado en el año 2009. Las opciones PUT funcionan como un seguro en el que se paga una prima por su adquisición y en caso de que el precio promedio se ubique por debajo de 70 dólares por barril, otorgarían un pago al Gobierno Federal que compensaría la disminución observada en los ingresos presupuestarios. De esta forma, la cobertura permite evitar que las disminuciones en el precio del petróleo afecten la ejecución de los programas contemplados en el Presupuesto Federal 2009.

3. Subsidios directos

3.1. Motivación para la reforma

A raíz de la crisis del sector eléctrico que se desató en 2001, donde el incremento en el costo de los combustibles determinó un aumento importante de las tarifas, la respuesta gubernamental fue, entre otras acciones, mantener las tarifas constantes y crear el Programa de Reducción de Apagones (PRA). Así, el PRA surgió como una forma de atenuar los efectos sociales y políticos de la crisis del sector eléctrico en ese momento, tanto por el incremento significativo de las interrupciones del servicio como por la dificultad para que las empresas distribuidoras gestionaran comercialmente a sus clientes luego de la capitalización¹⁵.

De esta manera, el PRA como esquema de subsidio directo surgió como un mecanismo temporal para subsidiar el consumo de la población, para garantizar la entrega de energía a las zonas pobres, y para facilitar la gestión comercial de las distribuidoras, en un momento en que la respuesta de la población se volvía cada vez más beligerante.

Desde su inicio en el año 2001, el objetivo del Programa ha sido incrementar las horas de energía servida, evitar protestas y facilitar la gestión de las distribuidoras, a cambio de que el Estado (a través de transferencias presupuestales) pague por el 75% de la energía entregada y que las empresas distribuidoras teóricamente se encarguen de “gestionar” las zonas PRA para reducir el hurto de electricidad, evitar las conexiones ilegales y lograr pagos simbólicos por parte de los usuarios del servicio, dado que la mayoría de los hogares y comercios ubicados en estas zonas no tienen un contrato formalizado con las empresas distribuidoras.

El esquema básico del funcionamiento del PRA se basa en la distribución de energía y la asignación del subsidio sobre la base de un criterio geográfico (según circuitos identificados en zonas carenciadas del país), independientemente del nivel de ingreso o de consumo de los hogares y comercios ubicados en esas zonas. Si bien el esquema PRA permitió enfrentar la emergencia en el corto plazo, en la que no existían mecanismos de focalización ni instituciones encargadas de aplicarlos, su permanencia indefinida en el tiempo no sólo ha generado importantes distorsiones desde el punto de vista del uso racional de la energía, sino también desde el punto de vista de la equidad del subsidio y del desincentivo a que las empresas distribuidoras gestionen eficientemente su negocio.

No obstante, en los últimos años, el PRA también se ha convertido en una carga fiscal, a pesar de su cobertura limitada¹⁶. Ello lleva a analizar la posibilidad de sustituirlo por un nuevo programa que cubra a una mayor población, focalizando en los hogares realmente pobres, y evitando las distorsiones e incentivos perversos que se han generado.

¹⁵ Luego de la capitalización, las empresas distribuidoras bajo administración privada enfrentaron múltiples protestas de parte de la población, cuando comenzaron a enfrentar las pérdidas no técnicas mediante la regularización de las redes (desconexión de usuarios ilegales, cambios de medidores, cambios de sistemas de facturación, etc.). Adicionalmente, los frecuentes apagones financieros por ausencia de combustible para la generación, alimentaron el descontento social, llevando a la población a identificar a las empresas distribuidoras como las culpables por la interrupción del servicio. Muchas de estas protestas se tornaron violentas y se convirtieron en manifestaciones callejeras, las cuales tuvieron importantes repercusiones de orden político para los gobiernos de turno. Así, el PRA fue el mecanismo ideado para incrementar las horas de servicio y evitar las protestas en las zonas carenciadas.

¹⁶ Según datos de CDEEE, el PRA atiende alrededor de 474 mil usuarios. Por otra parte, según datos del SIUBEN, existen 2,279 millones de usuarios de electricidad (clientes con contratos más usuarios irregulares). De esta forma, el PRA cubre alrededor del 20,8% de los usuarios de energía del país. Por medio del BonoLuz se espera cubrir alrededor de 829 mil hogares, alrededor del 36,4% de los usuarios de energía eléctrica del país.

3.2 Problemas del sistema actual

Luego de ocho años de existencia, el PRA se ha extendido sostenidamente en el país. Según datos de CDEEE, el Programa a principios de 2009 atiende a un total de 482 barrios en todo el país y cubre más de 474 mil usuarios (Ver cuadro 3.1). En los últimos cinco años, la energía suministrada por el Programa ha oscilado alrededor del 12% de la energía total suministrada en el país (Ver cuadro 3.2). La permanencia en el tiempo del programa ha permitido elevar las horas promedio de energía servida en las zonas PRA, aunque ha representado una transferencia significativa de recursos públicos a las empresas distribuidoras y ha generado, como se verá más adelante, una serie de incentivos perversos en términos de eficiencia y equidad en la sociedad dominicana.

Cuadro 3.1 Barrios y usuarios en zonas PRA

Detalle	EdeNorte	EdeSur	EdeEste	Total
Barrios Zonas PRA	124	133	225	482
Gestionados	92	69	158	319
Pendientes	32	64	67	163
Usuarios Zonas PRA	86,280	128,664	259,308	474,252
Gestionados	64,014	66,750	182,092	312,857
Pendientes	22,266	61,914	77,216	161,395

Fuente: Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE).
Programa Reducción de Apagones. Plan de Trabajo Año 2009. Presentación Power Point.

Cuadro 3.2 Energía suministrada a zonas PRA

Energía Suministrada	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Total (GWh)	8,169.30	8,962.11	9,513.87	9,804.87	10,234.97	10,616.32
Zonas PRA (GWh)	960.04	1,009.27	1,167.24	1,243.44	1,261.91	1,290.47
% Zonas PRA	11.75%	11.26%	12.27%	12.68%	12.33%	12.16%

Fuente: Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE).
Programa Reducción de Apagones. Plan de Trabajo Año 2009. Presentación Power Point.

Uno de los problemas fundamentales del Programa es que los “usuarios” de energía en las zonas PRA (hogares, comercios, pequeñas empresas) no tienen incentivos para regularizar su situación contractual con las empresas de electricidad. Según datos del Sistema Único de Beneficiarios (SIUBEN), de los 2,279 millones de hogares que usan energía eléctrica en el país, sólo 1,194 millones tienen un contrato válido con las empresas distribuidoras de electricidad. El resto, alrededor de 1,084 millones de hogares (un 47,6%), no tienen un acceso regularizado al servicio eléctrico. Esta situación es particularmente grave debido a la entrada en vigencia de la Ley 186-07 que penaliza el fraude eléctrico, dado que los usuarios irregulares del servicio eléctrico se exponen a ser sometidos a la justicia.

En términos de equidad, al basar la entrega de energía y del subsidio sobre un criterio geográfico, el PRA no beneficia específicamente a los más pobres. En las zonas PRA coexisten tanto hogares como comercios y pequeñas empresas. Asimismo, en esas zonas coexisten hogares de muy bajo ingreso (alrededor de un 50% de los hogares en estas zonas califican como pobres extremos, moderados o de ingreso medio bajo) y hogares con mayores ingresos. De esta manera, los que más se benefician del subsidio en las zonas PRA son los usuarios que más consumen energía, quienes por definición no son los más pobres en esas zonas. Se trata de comercios y pequeñas empresas, así como de hogares con mayor nivel de ingreso, los cuales usan equipos electrodomésticos de mayor consumo (neveras comerciales, equipos eléctricos, aires acondicionados de mayor capacidad, etc.) que demandan mayor energía.

En términos de eficiencia, la permanencia en el tiempo del PRA ha generado una serie de incentivos perversos en el comportamiento de todos los agentes involucrados (hogares, pequeñas empresas y comercios, y distribuidoras de electricidad):

- En los hogares, al recibir energía gratis o a muy bajo costo, se incentiva el uso irracional de la energía, por lo que los hogares no apagan las luces durante el día, usan aparatos de aire acondicionado indiscriminadamente, se adquieren electrodomésticos con alto nivel de ineficiencia energética (cocinas eléctricas, por ejemplo), etc.
- En las pequeñas empresas y comercios, se genera el incentivo a trasladarse a las zonas PRA para aprovechar el subsidio, instalando pequeñas empresas de alto consumo para maximizar el subsidio recibido (talleres de soldadura, salones de belleza, locales de enfriamiento de bebidas, etc.).
- En las empresas distribuidoras de electricidad se genera una situación de “comodidad comercial”, en la que no tienen incentivos para mejorar su gestión comercial en las zonas PRA. Dado que reciben los pagos directamente por parte del gobierno por la energía servida en estas zonas, las empresas no tienen ningún incentivo para enfrentar el hurto de electricidad o para mejorar su gestión comercial en esas zonas. Por el contrario, se genera el incentivo contrario: maximizar la cantidad de zonas PRA (número de barrios) y la energía servida a esas zonas dentro del área de operación de la distribuidora. En particular, las empresas distribuidoras tienen el incentivo de introducir en el programa PRA a aquellas zonas con mayores complicaciones técnicas y socio políticas para la gestión operativa y la administración comercial. De esa forma, las empresas reciben el pago del gobierno sin hacer esfuerzo alguno: no deben incurrir en el trabajo y las complicaciones de gestionar comercial y operativamente a los clientes en zonas de difícil manejo.

En términos fiscales, el Programa maximiza las transferencias públicas al sector y genera problemas de gestión y control de los recursos administrados en las zonas gestionadas:

- Al incentivar a las empresas distribuidoras a maximizar la entrega de energía en esas zonas, el PRA indirectamente magnifica las transferencias públicas al sector, dado que incrementa la entrega de energía a un precio muy bajo (prácticamente gratuito porque el porcentaje de cobranza es bajo). Dados los costos de generación promedio en el país, al maximizar la entrega de energía a un precio muy bajo, se está magnificando las transferencias necesarias para cubrir la diferencia entre el costo de energía generada y la energía entregada.
- En las áreas gestionadas por el PRA no es muy claro el sistema de control de gestión comercial a través de los Gestores Puntuales de Incentivo al Pago (GPIP), los cuales cobran montos simbólicos a la población sobre la base de tarjetas de pago. Adicionalmente, lo recaudado no va al pago de energía sino que una parte importante se distribuyen entre CDEEE (48%), los gestores (32%) e inversiones (20%) de las EDEs. Finalmente, dada la cantidad de barrios y de usuarios en las zonas PRA, la cantidad de GPIP (y sus correspondientes costos administrativos) ha crecido hasta alcanzar más de 1100 funcionarios a principios de 2009.

**Cuadro 3.3 Gestores Puntuales de Incentivo al Pago (GPIP)
según Empresas Distribuidoras**

Empresas	Cantidad de GPIP	%
EdeNorte	175	16%
EdeSur	306	28%
EdeEste	630	57%
Total	1,111	100%

Fuente: Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE).
Programa Reducción de Apagones. Plan de Trabajo Año 2009. Presentación Power Point.

3.3 Elementos fundamentales del esquema propuesto

Dadas las ineficiencias del esquema anterior, se propone un nuevo esquema de entrega del subsidio eléctrico (Programa BonoLuz), con el objetivo de focalizar el subsidio dirigiéndolo específicamente a la población de más bajos recursos y como una vía para inducir eficiencia en el consumo de energía y en la gestión de las empresas distribuidoras. Se busca que el nuevo esquema genere los incentivos correctos para que los hogares consuman la energía racionalmente, las empresas distribuidoras cumplan su función como gestores comerciales del sistema, y los “usuarios” del sistema regularicen su situación contractual con las empresas distribuidoras.

El Programa BonoLuz:

Ente de adscripción: El programa será un programa social manejado por el Gabinete de Coordinación de Política Social (GCPS), que es el ente encargado por Ley para diseñar y proveer programas de protección social dirigidos a los más pobres. De esta forma, una vez que entre en vigencia el BonoLuz, el tema del subsidio a la electricidad ya no será un tema manejado a nivel del ente sectorial eléctrico (CDEEE), sino que será un tema de política social manejado por la institución correspondiente (GCPS), quien tiene la capacidad, el mandato y la información necesaria para focalizar el subsidio de forma que beneficie a los más pobres. Cualquier otra transferencia para financiar el déficit del sector deberá ser canalizada a través del Ministerio de Hacienda y estará justificada en función de objetivos de política pública diferentes a los subsidios a los pobres. De esta forma quedan separados claramente los recursos destinados a un fin de política social (subsidios a los pobres manejados por el GCPS) de los recursos destinados a financiar los déficit del sector.

Beneficiarios: el BonoLuz estará dirigido a los hogares más pobres del país (aquellos catalogados por el SIUBEN como indigentes, pobres y de clase media baja), que son los grupos socioeconómicos objetivo de las políticas sociales en el país. En este sentido, el BonoLuz es consistente con el resto de la política social en términos de beneficiarios, dado que focaliza en los grupos sociales más vulnerables que han sido identificados por el GCPS. De hecho, los beneficiarios serán los jefes de hogar debidamente documentados y registrado en el SIUBEN, y que estén localizados en las áreas prioritarias de pobreza I y II, según el mapa de pobreza. La población beneficiaria que cumple con estas características alcanza alrededor de 829 mil hogares, que son los mismos hogares que actualmente reciben los beneficios del programa Bonogas-Hogares y de los programas de transferencias condicionadas de Solidaridad.

Los beneficiarios potenciales del BonoLuz pueden ser actualmente clientes de las empresas o sólo “usuarios” (hogares que disfrutan de una conexión eléctrica, pero no tienen un contrato con alguna de las empresas de distribución). De esta manera, para que los “usuarios” puedan transformarse en beneficiarios

efectivos del programa deberán formalizar su situación, a través de la obtención de un contrato especial o transitorio de servicio con alguna de las empresas distribuidoras. La obtención de un contrato especial no implica necesariamente que la empresa deba instalar en el corto plazo un equipo de medición, dado que en las primeras etapas del BonoLuz se establecerán contratos a renta fija. Posteriormente, y de manera progresiva, cuando las empresas distribuidoras cuenten con los recursos y con la capacidad técnica y logística, deberán regularizar totalmente al cliente, instalando equipos de conexión y medición adecuados.

Monto del subsidio: El BonoLuz entregará una transferencia que financiará (total o parcialmente) el consumo estimado de los hogares calificados como beneficiarios a precios de mercado. El consumo base a subsidiar sería de hasta 100 kWh mensuales, el cual es un nivel de consumo similar a los niveles subsidiados en la región centroamericana. En una etapa posterior del diseño del BonoLuz se puede hacer un estudio detallado de los patrones de consumo de energía¹⁷, como forma de asegurar que el nivel del subsidio permite cubrir las necesidades básicas de una familia. Con un estudio de este tipo, se puede determinar con mayor precisión si el umbral del subsidio maximiza el beneficio de las familias, cubriendo un consumo básico de alto beneficio social.

Entrega del subsidio: Para recibir el subsidio, los hogares deberán inscribirse en el Programa BonoLuz mediante un formulario que se distribuirá con la factura eléctrica y que también estará disponible en las oficinas comerciales de las empresas distribuidoras. En el caso de los hogares de bajos ingresos que son actualmente clientes de las empresas distribuidoras (alrededor de 244 mil hogares en todo el país con medidores o con servicio de renta fija), deberán pagar regularmente el servicio de energía. Estos hogares recibirán el subsidio por los primeros 100 kWh consumidos, y deberán pagar por sus propios medios por el consumo por encima de ese umbral. En principio, todos los usuarios que califiquen según los criterios del SIUBEN recibirán el subsidio por hasta 100 kWh. En etapas posteriores, podría diferenciarse al acceso al subsidio según niveles socio económico dentro del grupo meta.

En el caso de los hogares de bajos ingresos que actualmente no son clientes de las distribuidoras (alrededor de 585 mil hogares en todo el país que sólo son “usuarios”), deberán obtener un contrato de servicios con la empresa distribuidora que les corresponda. Para estos hogares, no será necesario la instalación de medidores en las primeras etapas del BonoLuz, dado que pagarán sobre la base del consumo estimado básico de 100 kWh o menos, el cual les será reflejado en la factura por el servicio eléctrico. Estos hogares también deberán pagar regularmente el servicio de energía, pero usarán la tarjeta Solidaridad, a través de la cual recibirán el subsidio.

La transición entre el PRA y el BonoLuz:

El proceso de desmontaje progresivo del PRA deberá pasar por un período de transición (el cual sugerimos no debería durar más de seis meses), en el cual se deberán definir los esquemas y establecer los cronogramas específicos para:

- a) Campaña masiva para convertir a los “usuarios” en clientes de las empresas distribuidoras, tanto de zonas PRA como de otras zonas no PRA. Esto permitiría reducir el riesgo de que los usuarios irregulares del servicio eléctrico se expongan a ser sometidos a la justicia por la Ley antifraude. La obtención de un contrato especial o transitorio no implica necesariamente que la empresa deba

¹⁷ Preliminarmente se estima que un hogar con los siguientes equipos eléctricos consumiría alrededor de 100 kWh: 4 luminarias de 13 watts; 1 licuadora de media potencia; 1 abanico de mesa; 1 lavadora de 8-14 libras; 1 televisor de 17 a 20 pulgadas; 1 nevera de 5 a 8 pies cúbicos; 1 plancha eléctrica; 1 radio CD portátil.

- instalar en el corto plazo un equipo de medición, dado que en las primeras etapas del BonoLuz se establecerán contratos a renta fija.
- b) Metas específicas y fases claramente establecidas para el desmontaje de los barrios PRA y su traslado al BonoLuz, con un cronograma acordado y manejado desde el GCPS y coordinado con la Secretaría de Hacienda. De esta manera, el desmontaje se puede organizar y monitorear de forma eficiente, y las empresas distribuidoras tendrán un compromiso de cumplimiento según las metas establecidas. El desmontaje según metas mensuales de barrios PRA se debe hacer simultáneamente con la entrega del BonoLuz a esos barrios, por lo que el subsidio entregado a las empresas distribuidoras deberá cesar una vez que el barrio respectivo sea desincorporado del PRA. Este esquema progresivo y en fases permitiría a las empresas distribuidoras una transición ordenada para que planeen y organicen sus esquemas de gestión comercial y operativa, mientras mantienen los flujos financieros necesarios para no deteriorar las horas de servicio eléctrico.
 - c) Expansión del BonoLuz para cubrir a los hogares pobres residenciados en zonas no PRA identificados por el SIUBEN. Esta segunda fase del BonoLuz, luego de la primera fase de desmontaje del PRA, permitiría expandir la cobertura del subsidio hasta proteger a toda la población más vulnerable del país (un total de 829 mil hogares). Esto permitiría que las tarifas eléctricas puedan flexibilizarse dado que los más pobres estarán suficientemente protegidos.
 - d) Adecuación de los sistemas de gestión comercial de las empresas distribuidoras, de forma que las bases de datos sean depuradas y los sistemas de facturación se adapten a los requerimientos básicos del BonoLuz. Una parte importante de este proceso de adecuación debe permitir el envío periódico de las bases de datos (de clientes y de facturación de las empresas distribuidoras) al SIUBEN, de forma que la información pueda ser actualizada y cruzada con los registros de los beneficiarios del subsidio de manera rápida y oportuna.
 - e) Adecuación de los planes de monitoreo y supervisión de redes de las empresas distribuidoras (tanto en zonas PRA como en zonas no PRA), dado que la entrada en vigencia del BonoLuz requerirá la regularización progresiva del servicio eléctrico para los nuevos clientes que se registren en el marco del nuevo programa. Luego de un período de transición inicial, y de manera progresiva, cuando las empresas distribuidoras cuenten con los recursos y con la capacidad técnica y logística, deberán regularizar totalmente al cliente, instalando equipos de conexión y medición adecuados.
 - f) Revisión del estatus del personal del PRA y de los contratos de las empresas gestoras. Con el desmontaje del PRA se deben revisar los contratos con las empresas gestoras y se debe replantear la asignación de los empleados que laboran en el programa¹⁸. Cada empresa distribuidora debería evaluar la conveniencia y pertinencia de absorber a los ex empleados del PRA, así como de continuar con los contratos de las empresas gestoras. La transición de los empleados ex PRA y la continuación de los contratos no debe ser un proceso automático, sino que por el contrario debe pasar por un proceso estricto de evaluación técnica y económica.

El BonoLuz es una mejora sustancial para la población de más bajos ingresos

El proceso de desmontaje progresivo del PRA y el paso del subsidio a un esquema como el BonoLuz genera beneficios importantes para la población de más bajos recursos, logrando que el subsidio sea entregado a las familias que más lo necesitan. Además, elimina los incentivos perversos que existían en el esquema anterior y alivia la carga fiscal para el sector público. Finalmente, la aplicación del BonoLuz permitirá la

¹⁸ Como se destaca en el Capítulo 7 (Nueva institucionalidad para el sector eléctrico dominicano), en la actualidad el personal del PRA labora conjuntamente con la UERS. En el marco de este plan de acción, el personal de UERS pasaría a formar parte de otra institución, como podría ser la SEIC (Ver capítulo 7).

flexibilización de la tarifa eléctrica dado que la población más vulnerable estará efectivamente protegida a través de un sistema eficiente y focalizado.

Cuadro 3.4 Comparación entre PRA y BonoLuz

	PRA	BonoLuz
Costo actual	Alrededor de US\$10 millones por mes (sólo costo energía)	Alrededor de US\$15,93 millones por mes (con tarifa indexada)
Usuarios beneficiados	474 mil	829 mil
Beneficiarios pobres	196 mil	829 mil
Costo por usuario beneficiado	US\$21,09	US\$19,21
Uso de energía	Incentiva derroche de la energía	Incentiva uso racional de la energía
Equidad	Inequitativo, no focalizado. Entrega subsidio por zona geográfica, incluyendo comercios y pequeñas empresas.	Equitativo, Focalizado. Entrega subsidio según nivel de ingresos, sólo a familias pobres.
Gestión empresas	Incentiva comodidad comercial de las empresas distribuidoras	Incentiva la gestión comercial eficiente de las empresas distribuidoras
Formalización	Incentiva la conexión irregular de los usuarios	Incentiva la regularización de los usuarios para convertirse en clientes

4. Reducción de pérdidas y mejoras en las cobranzas

4.1 Motivación para la reforma: los problemas de pérdidas, cobranzas e índice de recuperación de costos

La gestión del sector eléctrico ha sido particularmente débil durante varias décadas, y una de las manifestaciones de dicha debilidad es la baja tasa de recuperación de sus costos vía tarifas, como resultado de altos índices de pérdidas técnicas y no técnicas a nivel de los sistemas de distribución, y los bajos índices de cobranza.

Las causas que han llevado a las altas pérdidas y baja cobranza han sido extensamente discutidas en diversos análisis a través de los años; estas incluyen: (i) un déficit crónico de recursos de inversión para mantenimiento y rehabilitación de redes, y para la modernización de los sistemas de gestión de redes; (ii) falta de recursos asignados a la modernización de los sistemas de gestión comercial; (iii) una alta tolerancia con el hurto de energía; y (iv) una baja capacidad de planificación.

Las empresas eléctricas distribuidoras han implementado diferentes programas para la reducción de pérdidas y el mejoramiento de la gestión comercial en los últimos años, enfocados principalmente a la detección de las pérdidas no técnicas. Los resultados de dichos esfuerzos han permitido mejoras según lo presenta el Cuadro 4.1, entre los años 2005 y 2008 incluidos.

Cuadro 4.1 Indicadores de pérdidas, cobranzas y CRI¹

		2005	2006	2007	2008
EdeNorte	% Pérdidas	49.3%	45.9%	37.5%	33.3%
	% Cobro/Facturación	83.6%	83.4%	87.8%	90.1%
	índice "CRI" – Mensual	42.4%	45.1%	54.9%	60.1%
EdeSur	% Pérdidas	36.7%	38.2%	31.1%	29.4%
	% Cobro/Facturación	89.8%	90.9%	88.4%	94.3%
	índice "CRI" – Mensual	56.8%	56.1%	60.9%	66.6%
EdeEste	% Pérdidas	30.1%	34.0%	34.6%	33.7%
	% Cobro/Facturación	88.9%	89.7%	95.0%	98.7%
	índice "CRI" – Mensual	62.2%	59.2%	62.1%	65.5%
Promedio Ponderado Nacional	% Pérdidas	38.8%	39.6%	34.2%	31.9%
	% Cobro/Facturación	87.9%	88.4%	89.9%	94.1%
	CRI	53.8%	53.4%	59.1%	64.0%

Fuente: CDEEE, Informes de Desempeño del Sector Eléctrico, varios años.

Cabe destacar que las pérdidas antes presentadas son altas frente a las de empresas y sistemas cuyos mercados y/o características geográficas y climáticas pueden ser comparables. En sistemas con poca densidad, y niveles socioeconómicos con capacidad de pago media o baja, con presencia de marginalidad y dispersión como los encontrados en las Regiones del Norte y Sur de Chile y sus zonas rurales, San Salvador (Brasil), Asunción (Paraguay), Tegucigalpa (Honduras), Electrocaribe (Colombia), se observan niveles de pérdidas entre 8% y 12%, como se muestra en el Cuadro 4.2. Estas incluyen pérdidas técnicas y hurto o

¹ CRI = (1 - % Pérdidas) * (% Cobranza/Facturación)

fraude, siendo la composición relativamente variable. De esta manera, puede afirmarse que las empresas distribuidoras dominicanas tienen un espacio de mejoramiento importante para alcanzar los niveles de empresas eficientes, y comparables, de la región. Se estima que a través de las medidas de corto y mediano plazo el nivel de pérdidas se reduzca en por lo menos 20 puntos porcentuales.

Cuadro 4.2 Pérdidas y cobranzas en empresas comparables

EMPRESA	PÉRDIDAS	COBRANZA	CRI
EMEL(Norte Chile) (1)	8.9%	99.5%	90.6%
Electrocaribe (Colombia) (2)	12.7%	98.9%	86.3%
Salvador (Brasil) (3)	11.5%	99.2%	87.8%
Edelaysen (Sur Chile) (1)	12.1%	99.5%	87.5%
Districuyo (Argentina) (1)	9.5%	99.3%	89.9%

Fuente: (1) Informes de las empresas, (2) y (3) CIER, 2003

Pérdidas Técnicas. Si bien es difícil establecer a ciencia cierta la composición de pérdidas técnicas y no técnicas, es esperable encontrar altas pérdidas técnicas en República Dominicana por las siguientes razones: (i) existencia de redes sobrecargadas, extendidas sin una planificación adecuada (lo que usualmente implica largas líneas de baja tensión); (ii) conductores y transformadores con sus vidas útiles cumplidas; (iii) falta de sistemas de información adecuados para el control de redes a distancia, y entre ellos, de sistemas de medición por circuito para detección de pérdidas.

Pérdidas no técnicas. En cuanto a las pérdidas no técnicas, los problemas se generan en la adulteración de medidores, y las conexiones ilegales, pero su erradicación ha sido dificultada por una parte debido a que el fraude alcanza a todos los sectores, incluidos algunos de altos ingresos y consumo, a través de manipulación o “bypass” de los medidores, y a la existencia de áreas territoriales de difícil o imposible acceso para los funcionarios de la empresa que deben ejercer el control, e incluso de la fuerza pública, y por otra parte.

Cobranzas. A pesar de los avances de los últimos años, los índices de cobranza (sobre facturación) son aún bajos respecto a los comparadores regionales, donde se observan niveles entre 98% y casi 100%. De esta forma, aún se requieren esfuerzos de optimización en las políticas comerciales de las empresas.

4.2 Propuestas en el corto plazo

La reducción de pérdidas técnicas y no técnicas exige inversiones en las redes, que incluya elementos especialmente diseñados para el control del fraude, además del rediseño y rehabilitación de las redes. La disminución de pérdidas técnicas no sólo contribuirá a la recuperación financiera de las empresas del sector, sino que además implica menores costos marginales de generación de energía, y menores requerimientos de inversión en generación.

Reconociendo la importancia de la reducción de pérdidas, el Gobierno de la República Dominicana, con el apoyo del Banco Mundial y el BID ha diseñado un proyecto de inversión por US\$42.5 millones y US\$40 millones, respectivamente con cada institución, cuyo principal objetivo es la reducción de pérdidas técnicas y no técnicas en los sistemas de distribución. Dichos préstamos deben implementarse eficientemente y comenzar inmediatamente para poder ver resultados tangibles en el 2009 y 2010. Se espera que con la implementación de dichos proyectos el índice de pérdidas se reduzca al menos en 6 puntos porcentuales entre 2009 y 2010, y en 4 puntos porcentuales adicionales en 2011.

Los elementos de dichos proyectos, cubren en general todos los necesarios para conseguir la reducción de pérdidas, y comprenden los siguientes tipos de intervención: (a) medición remota de los consumos de los grandes consumidores conectados a las redes de media tensión (b) rehabilitación de los circuitos de media tensión (MT) y redes de baja tensión (BT).

- (a) Medición remota de los consumos de los grandes consumidores conectados a las redes de media tensión. En las tres empresas, el número de estos clientes no alcanza al 2 por ciento del total de usuarios, pero su consumo supera el 30 por ciento de las ventas totales. En este segmento suele registrarse un fraude de cierto nivel de profesionalización, no siendo infrecuentes situaciones de connivencia entre los usuarios y personal de las empresas a cargo de las actividades de medición de los consumos. La experiencia regional y mundial, comprobada también en los casos de EdeNorte y EdeSur (que ya implementaron esta acción), muestra que la instalación del sistema de medición remota tiene efectividad total en la eliminación de pérdidas no técnicas en el suministro a esos clientes. Esto se debe a que cada consumidor “tele-medido” es consciente de que la empresa puede controlar su suministro en tiempo real, y de esa forma, detectar y corregir cualquier anomalía en el mismo.
- (b) Rehabilitación de los circuitos de media tensión (MT) y redes de baja tensión (BT) asociadas, desde las barras de MT de las estaciones de transmisión hasta las acometidas individuales de todos y cada uno de los usuarios. Este tipo de intervención comprende varias actividades.
- Relevamiento en el terreno de redes de MT y BT, de modo de:
 - i) Asociar usuarios a los circuitos de MT a través de los cuales reciben el servicio eléctrico, actualizando las correspondientes bases de datos de clientes e instalaciones de la distribuidora.
 - ii) Detectar situaciones de fraude en el suministro a consumidores registrados como clientes.
 - iii) Detectar situaciones de consumidores no registrados como clientes de la empresa.
 - iv) Identificar los circuitos con mayores pérdidas absolutas, en los que existe mayor potencial de recuperación de ingresos por venta de energía, de modo de establecer órdenes de prioridad para la ejecución de las acciones descritas en los numerales que siguen.
 - Rehabilitación de instalaciones de las redes de MT y BT en circuitos prioritarios, comprendiendo zonas “gestionables” y “no gestionables”.

En zonas donde la empresa puede desarrollar sus actividades sin restricciones (“gestionables”):

 - i) Reemplazo de conductores de MT y BT sobrecargados o en mal estado.
 - ii) Reemplazo de transformadores sobrecargados.
 - iii) Eliminación (desmantelamiento) de conexiones ilegales.
 - iv) Rehabilitación de acometidas en mal estado.
 - v) Sustitución de acometidas de clientes existentes por otras diseñadas de modo de reducir las posibilidades de fraude, incluyendo medidor de consumo en todos los casos.

- vi) Construcción de acometidas de nuevos clientes, diseñadas de modo de reducir las posibilidades de fraude, incluyendo medidor de consumo en todos los casos.
- vii) Medición de consumo, desconexión y reconexión remotas (tele medición) para clientes suministrados en BT con consumo medio mensual superior a 400 kWh. La justificación económica de esta modalidad es clara si se tiene en cuenta que el costo total del módulo (medidor, dispositivo de comunicación y elementos para desconexión y reconexión) no supera los US\$50 y la facturación mensual de un cliente con consumo de 400 kWh (que ese módulo permite controlar) es de más de US\$100.

En zonas donde existen restricciones significativas para que la empresa pueda desarrollar sus actividades (“no gestionables”):

- i) Construcción de nuevas redes de MT y BT y acometidas de consumidores, conforme el concepto de instalaciones “blindadas”, aplicado con éxito en varios países de América Latina en entornos de esa clase.
- ii) Medición de consumo, desconexión y reconexión remotas (tele-medicación) para todos los clientes suministrados en BT (como parte del “blindaje” mencionado en el ítem anterior).

La selección de las áreas de intervención de los proyectos de rehabilitación de redes del Banco Mundial y el BID se hizo con base en circuitos con las siguientes características:

- Alta densidad de clientes y usuarios con consumos promedio altos.
- Circuitos de altas pérdidas (técnicas más comerciales).
- Circuitos con altos grados de crecimiento vegetativo.
- Circuitos con altas posibilidades económicas.
- Circuitos con alto ratio de averías.

Se considera necesario complementar la implementación inmediata de esos proyectos con medidas que apunten a lograr una rápida recuperación del índice global de cobranzas. Como se indicó más arriba, el valor de ese índice debería ser de al menos 98%, lo que representa unos 10 puntos porcentuales por encima de los registros actuales. Teniendo en cuenta el impacto sobre las finanzas del sector de un incremento de los ingresos de esa magnitud, se vuelve fundamental asignar máxima prioridad a las acciones que permitan lograrlo en el menor plazo posible. Estas incluyen:

- (a) Actualización de las bases de datos de clientes, e identificación y asociación por circuito, para permitir un mejor monitoreo de fallas, pérdidas técnicas, fraude y cobranza.
- (b) Establecimiento de un plan de corte a los grandes consumidores morosos, debidamente publicitado. Asimismo, debe publicitarse la morosidad de los clientes declarados “no cortables” y que incurran en morosidad.
- (c) Diseño de una campaña de comunicación y concientización, que permita promocionar en un lenguaje simple los objetivos estratégicos del Gobierno al implementar el Plan de Acción para la Rehabilitación del sector, y lograr apoyo social a pesar de medidas impopulares en principio.

4.3 Medidas de mediano plazo

Las medidas de mediano plazo (2010-2013) incluyen la continuación de la ejecución del proyecto de rehabilitación de redes ya descrito, y el desarrollo de acciones para asegurar la permanencia de de las

buenas prácticas y nuevos procedimientos y criterios de gestión a nivel de las empresas, y el cambio de largo plazo en el comportamiento de los consumidores hacia la energía eléctrica y las empresas.

Entre estas medidas se cuentan:

- (a) Elaborar una campaña educativa para promover una conciencia del uso eficiente y seguro de energía y de pago por el servicio prestado para su implementación a partir del 2010. Esta debe abarcar programas a ser insertados a nivel del sistema educacional, además de organizaciones comunitarias, y consumidores.
- (b) Reforzamiento de la capacidad de gestión de las empresas, a través de un programa de rehabilitación de la gestión, que considere las propuestas más adelante, incluyendo un estudio previo de diagnóstico o auditoría operativa y financiera de cada una de ellas Dichas auditorías operativas y financieras deberían ser realizadas por empresas internacionales de primer nivel y elegidas a través de procesos competitivos.

Mejorando la capacidad de gestión de las empresas

Las altas pérdidas y baja cobranza de las EDES son sintomáticas de una baja capacidad de gestión técnica, comercial y financiera. Los agudos problemas de financiamiento de las EDEs, así como los cambios de administración han sido factores que han obstaculizado las posibilidades de invertir recursos y asignar prioridad a la modernización de su gestión, incluyendo la adopción de sistemas de información, estructuras, procedimientos, y programas de capacitación que les permitan mejorar su eficiencia. Sin embargo, para que los resultados del programa de rehabilitación sean sostenibles en el tiempo, y para que las empresas pasen a actuar con niveles de eficiencia de empresas similares a nivel internacional, la capacidad de gestión de las EDEs debe ser potenciada a través de cambios en la estructura de gobierno corporativo, y de medidas de eficiencia interna (una propuesta sobre la aplicación de convenios de gestión y de sus correspondientes indicadores se desarrolla más adelante, en el Capítulo 5: Mejoras en la gestión de las empresas de distribución).

Es necesario destacar que la reducción de pérdidas y el aumento de la tasa de cobranza sobre facturación no constituyen los únicos aspectos que deben ser mejorados para lograr mayor eficiencia en la distribución. Los costos de distribución están determinados además por el buen uso de los recursos humanos y materiales requeridos para la operación del servicio de distribución propiamente tal, que se miden a través de los GWh distribuidos por trabajador, en N° de Clientes por trabajador, los Gastos de Operación y Mantenimiento por KWh distribuido, la cobertura de micro medición, entre otros (Ver Capítulo 5).

El aumento de eficiencia interna requiere como medida previa un diagnóstico detallado de las empresas, a través de una auditoría operativa y financiera que permita identificar las debilidades en su gestión, tanto a nivel de capacidades como a nivel de procesos. Este diagnóstico deberá servir para la elaboración del un plan de optimización interna que incluya al menos lo siguiente:

- Plan de racionalización y capacitación de personal
- Organización de la empresa en centros de costo que permitan la estructuración de metas de eficiencia por área, y la racionalización de costos.
- Definición de metas de mediano y largo plazo para los indicadores de gestión de las empresas: margen operativo, margen de ganancia, utilidad/activo fijo, entre otros (Ver Cuadro 5.1 y sección 5.4).

Cambios en el gobierno corporativo de las EDEs. En el pasado se han discutido e implementado diversas fórmulas para introducir una mayor profesionalización y experiencia en la gestión de las

distribuidoras. Entre las recomendaciones realizadas en el pasado, además de la privatización intentada entre 2001 y 2003, figura la entrega de la administración a empresas externas, en forma de Contratos de Administración; el nombramiento de ejecutivos máximos extranjeros con alta experiencia; y la contratación de diversos tipos de asesoría externa. Sin embargo, más que la transferencia de conocimiento técnico a las EDEs su eficiencia futura dependerá de que la estructura de gobierno corporativo y las exigencias a la administración conformen una estructura de incentivos para optimizar la gestión. Se propone por lo tanto:

- Modificación del gobierno corporativo de las EDEs, incluyendo en su directorio a representantes de CDEEE, de la Secretaría de Hacienda, de SEEPyD, y a directores profesionales (personas con experiencia y prestigio en la administración de empresas).
- Nombramiento del Gerente General de cada empresa distribuidora por parte del Directorio correspondiente, a partir de una terna elaborada por una empresa de *head hunting* de prestigio
 - Establecimiento de una asesoría especializada en gestión de empresas eléctricas, de apoyo a la gerencia General, que permita transferir experiencias actualizadas en la gestión de empresas de servicio público.
 - Establecimiento de un sistema de Convenios de Gestión entre el Directorio o Consejo de la CDEEE y la administración de las EDEs. A través de estos Convenios se definirían las metas para cada administración incluyendo metas operativas, comerciales, y financieras, entre cuyo cumplimiento sea auditado por un organismo externo (Ver Capítulo 5, Cuadro 5.1 y sección 5.4).

Con la implementación de las medidas propuestas en el corto y mediano plazo, las EDEs deberían ser capaces de alcanzar las metas de los proyectos de rehabilitación de redes acordados con el Banco Mundial y el BID, y continuar el mejoramiento en los años sucesivos, de modo de lograr los indicadores presentados en el Cuadro 4.3.

Cuadro 4.3 Metas de pérdidas, cobranzas y CRI

		2009	2010	2011	2012	2013
Edenorte	% Pérdidas	30.0%	25.0%	20.0%	15.0%	12.0%
	% Cobro/Facturación	91.0%	92.0%	93.0%	94.0%	95.0%
	índice "CRI"	63.7%	69.0%	74.4%	79.9%	83.6%
EdeSur	% Pérdidas	25.0%	20.0%	15.0%	12.0%	12.0%
	% Cobro/Facturación	95.0%	96.0%	97.0%	98.0%	98.0%
	índice "CRI"	71.3%	76.8%	82.5%	86.2%	86.2%
EdeEste	% Pérdidas	30.0%	25.0%	20.0%	15.0%	12.0%
	% Cobro/Facturación	99.0%	99.0%	99.0%	99.0%	99.0%
	índice "CRI"	69.3%	74.3%	79.2%	84.2%	87.1%
Promedio Ponderado Nacional	% Pérdidas	28.1%	23.1%	18.1%	13.9%	12.0%
	% Cobro/Facturación	94.8%	95.5%	96.2%	96.9%	97.3%
	índice "CRI"	68.1%	73.4%	78.8%	83.5%	85.6%

Fuente: Proyectos de Rehabilitación de Redes. BID y Banco Mundial 2008.

4. Reducción de pérdidas y mejoras en las cobranzas

El logro de estos índices implicaría fuertes reducciones en el déficit sectorial, y combinando su efecto con el de otras medidas, permitiría la eliminación del déficit de las distribuidoras al cabo de cinco años. Las estimaciones de reducción de déficit se presentan en el cuadro 4.4:

Cuadro 4.4 Reducción del déficit ante aumento del CRI

	2009	2010	2011	2012	2013
Déficit EdeNorte	4.81	26.92	54.18	86.57	116.18
Déficit EdeSur	10.29	37.43	68.77	100.64	116.61
Déficit EdeEste	4.62	17.35	32.56	50.02	66.05
Total EDE's	19.7	81.7	155.5	236.6	298.8

Fuente: Impacto de las medidas para el sector eléctrico dominicano. Capítulo 9.

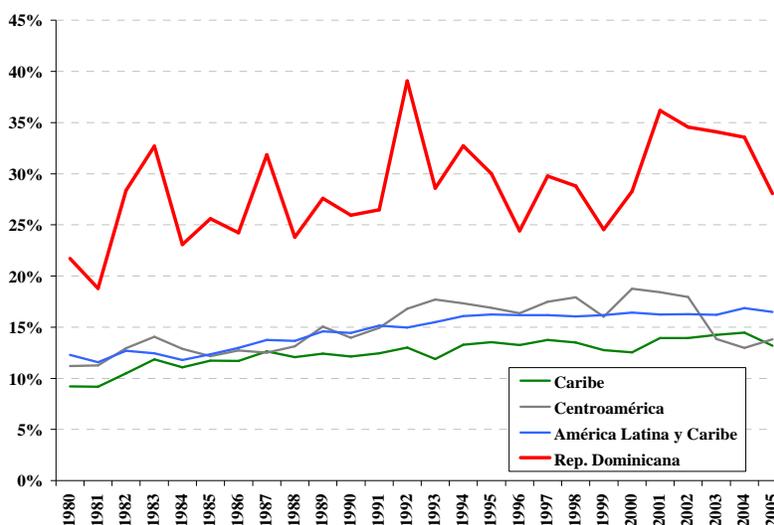
5. Mejoras en la gestión de las empresas de distribución

5.1 La capacidad de gestión de las empresas de distribución

La capacidad de gestión de las empresas del sector eléctrico de la República Dominicana ha sido un tema de permanente preocupación por parte de los organismos multilaterales, que han desarrollado proyectos en este sector. Las empresas del sector eléctrico presentan indicadores de gestión muy por debajo de los estándares para empresas similares en la región de Latino América y el Caribe, y lo más grave aún, es que su tendencia es a empeorar como resultado de las medidas de emergencia adoptadas en momentos de crisis como resultado de la falta de planeación dentro del sector, amén de la poca coordinación entre las entidades del sector y una gestión regulatoria muy deficiente.

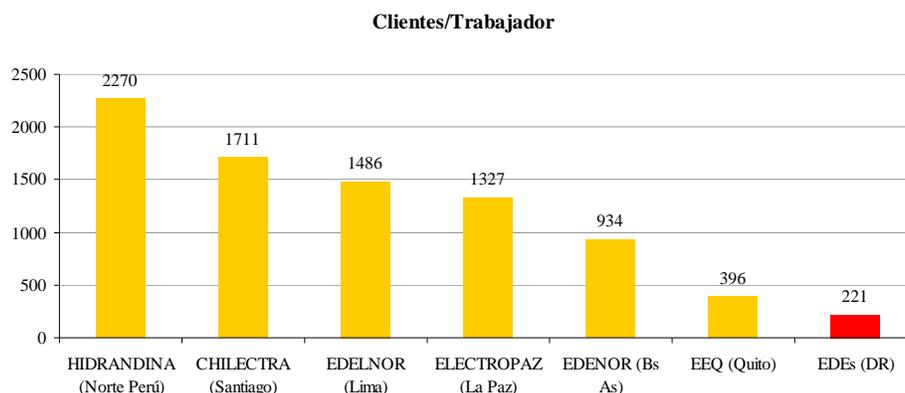
Como se observa en los gráficos 5.1 al 5.3, al comparar algunos indicadores de gestión de las empresas de distribución en República Dominicana con otras de América Latina, los contrastes son significativos. Las pérdidas en distribución son particularmente elevadas, mientras que los indicadores de eficiencia (clientes por trabajador o MWh vendidos por trabajador) son de los más bajos de toda la región. Como se mencionó en el Capítulo 4 (Reducción de pérdidas y mejoras en la cobranza), no sólo es necesario mejorar el sector eléctrico a través de la reducción de pérdidas y el aumento de las cobrazas, sino que es imprescindible el aumento significativo de la eficiencia interna de las empresas de distribución. Para ello es necesaria la implantación de un sistema de convenios de gestión, basado en indicadores medibles, y que establezcan metas precisas de mediano y largo plazo.

Gráfico 5.1 Indicador técnico: Comparación de pérdidas de distribución (EIA)



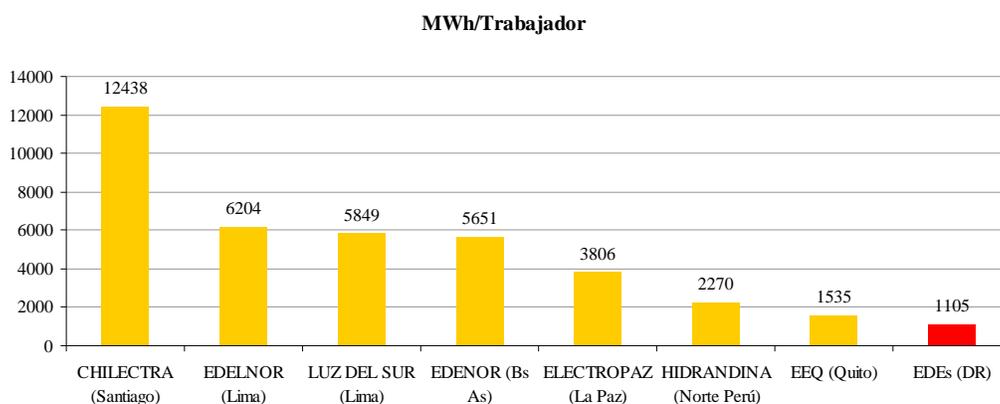
Fuente: Energy Information Administration. International Energy Annual 2005.

Gráfico 5.2 Indicador de eficiencia en el servicio: Número de clientes por trabajador



Fuente: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería de Perú (OSINERGMIN).

Gráfico 5.3 Indicador de eficiencia en el servicio: MWh vendidos por trabajador



Fuente: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería de Perú (OSINERGMIN).

5.2 Convenios de Gestión

Se propone establecer un sistema de Convenios de Gestión, el cual busca la instauración de una práctica permanente de explicitación de objetivos y evaluación de su cumplimiento.

Los componentes de un convenio pueden ser variables dependiendo de los objetivos estratégicos de períodos determinados, pero dada la historia de la distribución de electricidad en la República Dominicana, sería necesario incluir al menos los siguientes indicadores:

- Definición de indicadores de eficiencia interna de la empresa, en función de los resultados y metas identificadas por el estudio de diagnóstico o auditoría propuesto anteriormente (Ver Capítulo 4).
- Definición de objetivos de gestión en forma de niveles de los indicadores anteriores que deben ser alcanzados por la empresa en plazos de tiempo determinados, a partir del comienzo efectivo de la gestión bajo convenio.

- Definición de incentivos financieros y de umbrales de cumplimiento asociados a la permanencia del Gerente General y el Equipo Ejecutivo (Gerentes de áreas financiera, comercial y operativa), todos los cuales estarán ligados al cumplimiento de los objetivos de gestión anteriormente señalados.

5.3 Un sistema de indicadores de gestión

La capacidad de gestión se puede medir y el rendimiento operativo se puede diagnosticar, por medio de una lista o grupo de indicadores de gestión que se pueden agrupar en cuatro categorías principales, siguiendo la metodología de la Facilidad para Apoyo a las Empresas de Electricidad, desarrollada por el Banco Mundial y aplicada con mucho éxito en varios países del mundo. Estas categorías son: indicadores técnicos, indicadores comerciales, indicadores laborales e indicadores del servicio. En la sección 5.4 se muestra un listado detallado de algunos de los indicadores que son utilizados para hacer seguimiento del desempeño de empresas en el sector eléctrico.

La utilización de cada uno de los indicadores se hace posible a partir de la disponibilidad de una detallada y confiable base de datos del sector y las empresas individuales. Una de las funciones regulatorias más importantes para el desarrollo de un sector eficiente es garantizar la disponibilidad de la información necesaria para el cálculo y monitoreo permanente de estos indicadores. El regulador puede adoptar diferentes caminos para disponer de la información. Una manera sencilla de hacerlo es solicitar a cada una de las empresas la construcción de la base de datos y el reporte periódico de los indicadores al organismo regulador, quien por su parte, debe disponer de un mecanismo de verificación eficaz de la información suministrada. Hay otros ejemplos, en los que el organismo regulador diseña los mecanismos de adquisición de información con el fin de ejercer la función de supervisión y vigilancia de manera eficiente y oportuna.

La importancia de cada indicador a utilizar se define por las características propias de la empresa y las condiciones específicas del mercado en el que realiza sus actividades. Los indicadores permiten adelantar discusiones e identificar recomendaciones para mejorar las operaciones en la zona en la que la empresa desarrolla su actividad comercial. En el caso específico del sistema eléctrico de la República Dominicana es posible mejorar los indicadores en las cuatro categorías mencionadas anteriormente, iniciando inmediatamente por el establecimiento de los indicadores de servicio, comerciales y laborales.

En el área de los indicadores técnicos, ya se están haciendo algunos adelantos y con la implementación del proyecto de rehabilitación de redes de distribución se mejorarán en forma importante los indicadores en las empresas de distribución en el área de reducción de pérdidas de distribución. Sin embargo, en el área de pérdidas de transmisión es necesario realizar inversiones y definir las acciones que deben adelantar las empresas para mejorar la calidad técnica y comercial del servicio eléctrico, siendo el aspecto más importante, definir los mecanismos de supervisión, vigilancia y control a aplicar para el cumplimiento de los indicadores.

A continuación se muestran algunos indicadores de gestión que se podrían empezar a monitorear tanto en el sector como un todo, como individualmente en cada una de las empresas eléctricas de la República Dominicana. Una mejora importante en estos indicadores podría contribuir sustancialmente a la consolidación y sostenibilidad del sector en el mediano y largo plazo, siempre y cuando la meta sea llevarlos en el mediano plazo (dos años) a los promedios de la región Latino América y el Caribe y en el largo plazo (tres a cinco años) a superar esos promedios en un tercio o un cuarto del promedio regional.

El cuadro siguiente presenta una propuesta de mejora de varios indicadores con objetivos alcanzables a 12 y 24 meses, con unas sencillas acciones y mejoras en la administración y control que no implican mayores inversiones. Estas acciones serían un complemento importante al esfuerzo de reducción de pérdidas y legalización o normalización de clientes que se viene adelantando con ayuda del Banco Interamericano de Desarrollo y el Banco Mundial en las tres empresas de distribución de electricidad de la República Dominicana.

Cuadro 5.1 Propuesta de mejora en indicadores

Tipo de Indicador	Indicador	Estado actual	Objetivo 12 meses	Objetivo 24 meses
Técnico				
	Total de pérdidas del sistema	31,9%	26.9%	19.9%
	Margen de reserva (de suministro nacional de electricidad)	Negativo	Positivo	8-10 %
Laboral				
	Número de clientes por empleado	221	250	300
	Porcentaje de costos de mano de obra por los gastos de explotación	Calcular al cierre de 2008	Reducción de 1%	Reducción de 3% acumulado
De Servicio				
	Tasa de crecimiento de la base de clientes	570,422	598,339	628,000
	Servicio índice de quejas	No existe indicador confiable	Instaurar mecanismo para medir indicador	Reducción número de quejas respecto a indicador anterior
Comerciales				
	Promedio de gastos de funcionamiento de la electricidad suministrada a la red nacional	Calcular al cierre del año 2008	Reducción 3%	Reducción 5% acumulado
	Rentabilidad sobre el capital empleado (ROCE)	Calcular al cierre del año 2008	Mejora 0.3%	Mejora 0.5% acumulado

5.4 Indicadores de desempeño de empresas del sector eléctrico

Indicadores técnicos

Total de pérdidas del sistema (%): la electricidad suministrada a la red nacional (GWh) - Total de la electricidad facturada (GWh). El total de pérdidas del sistema se puede desglosar en dos partes: a) las pérdidas del sistema de transmisión (%), y b) las pérdidas del sistema de distribución de energía eléctrica (%).

Relación HT/LT (número): es el cociente entre la suma de la longitud total de la red de baja tensión más la longitud total de la red de media tensión (km) y la longitud total de la red de alta tensión (km).

Factor de utilización de la capacidad (%) o *coeficiente de explotación*, es la relación entre la capacidad de explotación (MW) y la capacidad total instalada (MW).

Factor de carga promedio de las plantas de generación (%) o relación entre la electricidad generada neta (GWh) y la capacidad de explotación (GWh) durante un período de tiempo, por ejemplo, un año de operación o 8.760 horas al año.

Margen de reserva (de suministro nacional de electricidad) (%) se define como la ecuación: $1 - (\text{cociente entre el pico de demanda de la red nacional (MW) sobre la capacidad total de explotación (MW)})$

Ratio o razón de autosuficiencia (producción de electricidad) (%) es la relación entre la electricidad suministrada a la red nacional (GWh) y el total de electricidad generada (neta) (GWh).

Densidad de clientes (o número de clientes por kilómetro cuadrado) es la relación entre el número total de clientes y el tamaño del área de servicio de utilidad (Km cuadrados).

Tasa de fallas de transformadores es la relación entre el número total de fallas de transformación y el número total de transformadores en uso.

Indicadores laborales

Clientes por empleado (número): $\text{Número total de clientes} / \text{Número total de empleados}$

Ingreso medio por empleado (US \$): $\text{Total de los ingresos (facturado) (USD)} / \text{Número total de empleados}$

Promedio de la electricidad vendida por empleado (MWh): $\text{Total de la electricidad facturada (GWh)} / \text{Número total de empleados}$

Porcentaje de costos de mano de obra por los gastos de explotación (%): $\text{Costos de mano de obra} / \text{OPEX}$

Índice de costos de formación (%): $\text{Gastos de formación} / \text{OPEX}$

Índice de seguridad de los empleados (incidentes por cada mil empleados): $\text{Número total de los trabajos relacionados con incidentes de seguridad} / \text{Número total de empleados}$

Número de horas sin presencia de incidentes incapacitantes con respecto al total de horas del período, que por lo general es un año o 8.760 horas

Indicadores de servicio

Número de hogares con acceso a electricidad (%): $\text{tasa de acceso de los datos de la encuesta (incluye conexiones no oficiales)}$

Tasa de electrificación (%): $\text{Número total de viviendas (servicios públicos) los clientes} * \text{tamaño medio de los hogares (en el área de servicio de utilidad)} / \text{Población (en el área de servicio de utilidad)}$. Incluye sólo los clientes oficiales, a veces puede no incluir clientes activos, etc. La tasa de electrificación se calcula sobre la base de sólo el número de clientes residenciales (o LV clientes si el número de clientes residenciales no está disponible).

Tasa de crecimiento de la base de clientes (%): $\text{Número total de clientes al final del año fiscal} / \text{Número total de clientes al final del año fiscal anterior}$.

Promedio de conexión (US \$ / nueva conexión): $\text{Total de gastos de conexión} / \text{Número de nuevos clientes}$

Servicio índice de quejas (denuncias por cada mil clientes): $\text{Número total de servicios relacionados con las quejas de los clientes} / \text{Número total de clientes}$.

Número de clientes compartidos o conexiones residenciales con un solo medidor de explotación (%): $\text{Número de clientes residenciales con la operación de un medidor} / \text{Número total de clientes residenciales}$.

Porcentaje de medidores que ofrece servicios de prepago (%): $\text{Número de metros de uso prepago} / \text{Número de clientes residenciales con la operación de medición}$.

Indicadores comerciales

Índice de recuperación de cartera (%): $\text{Total de ingresos procedentes de la venta de electricidad (recobro)} / \text{Total de ingresos procedentes de la electricidad (factura)}$.

Cuentas por cobrar en los días de facturación equivalente (días): $\text{Cuentas por cobrar} / \text{Total de ingresos procedentes de la electricidad (facturado)} * 365$

Morosidad en los días de facturación equivalente (días): $\text{Mala deuda} / \text{ingresos totales de la electricidad (facturado)} * 365$

Volúmenes de facturación por categoría de clientes (en función de las categorías, por ejemplo):

Parte de la electricidad facturada (LV clientes) (%): $\text{la electricidad facturada (LV clientes)} / \text{Total de la electricidad facturada}$

Parte de la electricidad facturada (MV clientes) (%): $\text{la electricidad facturada (MV clientes)} / \text{Total de la electricidad facturada}$

Parte de la electricidad facturada (HV clientes) (%): $\text{la electricidad facturada (HV clientes)} / \text{Total de la electricidad facturada}$

Cuota de las ventas pérdidas debido a cortes en el nivel de 132 kV (%): $(\text{Suma de (duración de cada corte de luz en el nivel de 132 kV) (h)} * (\text{cargas individuales en el mismo puntos de corte de luz en el momento de cada corte de luz} (\text{MW}))) / \text{factura total de electricidad (GWh)}$

Precio medio de venta de la electricidad (centavos EE.UU. / kWh): $\text{Total de ingresos procedentes de la electricidad (facturado) (USD)} / \text{Total de la electricidad facturada (GWh)}$

Desglose por categoría de clientes (en función de las categorías, por ejemplo):

5. Mejoras en la gestión de las empresas de distribución

Precio medio de venta de la electricidad (LV clientes) (centavos EE.UU. / kWh): $\frac{\text{Ingresos procedentes de la electricidad facturada (LV clientes) (USD)}}{\text{factura de electricidad (LV clientes) (GWh)}}$

Precio medio de venta de electricidad (clientes MV) (centavos EE.UU. / kWh): $\frac{\text{Ingresos procedentes de la electricidad facturada (MV clientes) (USD)}}{\text{factura de electricidad (clientes MV) (GWh)}}$

Precio medio de venta de electricidad (clientes HV) (centavos EE.UU. / kWh): $\frac{\text{Ingresos procedentes de la electricidad facturada (HV clientes) (USD)}}{\text{factura de electricidad (HV clientes) (GWh)}}$

Promedio de ingresos facturados por kWh suministrado a la red nacional (centavos EE.UU. / kWh): $\frac{\text{Total de ingresos procedentes de la electricidad (facturado) (USD)}}{\text{Total de la electricidad facturada (GWh)}}$

Promedio del costo total de la electricidad suministrada a la red nacional (centavos EE.UU. / kWh): $\frac{\text{Total de gastos (USD)}}{\text{total de electricidad suministrada a la red nacional (GWh)}}$

Promedio de gastos de funcionamiento de la electricidad suministrada a la red nacional (centavos EE.UU. / kWh): $\frac{\text{Total de gastos operativos (USD)}}{\text{total de electricidad suministrada a la red nacional (GWh)}}$

Gastos de capital generados por kWh (centavos EE.UU. / kWh): $\frac{\text{Total de gastos de capital (US \$)}}{\text{La electricidad generada (neto) (GWh)}}$

Coste medio de generación (centavos EE.UU. / kWh): $\frac{\text{Los gastos totales de generación (USD)}}{\text{La electricidad generada (neto) (GWh)}}$

Valor bruto de los activos fijos por la electricidad facturada (US \$ / MWh): $\frac{\text{Valor bruto de los activos fijos (USD)}}{\text{Total de la electricidad facturada (GWh)}}$

Servicio de la deuda ratio de cobertura (relación): $\frac{\text{Utilidad de operación}}{\text{servicio de la deuda de responsabilidad}}$

Coefficiente de endeudamiento (relación): $\frac{\text{Total de la deuda a largo plazo}}{\text{Total fondos propios}}$

Rentabilidad sobre el capital empleado (%) (ROCE): $\frac{(\text{Ingresos de explotación} - \text{Gastos de operación})}{(\text{Total de activos} - \text{pasivos corrientes})}$

EBITDA del Inglés “*Earnings Before Interests, Taxes, Deferrers and Amortizations*” es el resultado de una compañía antes de intereses, impuestos, cargos diferidos y amortizaciones. Es uno de los indicadores más importantes del valor de una empresa y posiblemente el más utilizado en las últimas transacciones de propiedad de las empresas.

6. Fideicomiso para asegurar la compra de combustible

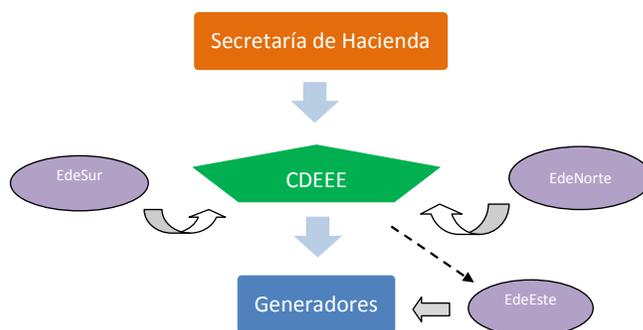
6.1 Motivación para la reforma

Asegurar la continuidad del servicio eléctrico debería ser una prioridad para la República Dominicana en las actuales circunstancias. Con un racionamiento equivalente al 18% de la demanda en promedio y con extensas aéreas del territorio nacional con 12 o menos horas de electricidad al día, el sistema eléctrico dominicano no puede seguir incurriendo en mayores “apagones financieros”, es decir, apagones derivados de la falta de pago de las cuentas a los generadores.

Los “apagones financieros” responden claramente a dos razones fundamentales: (i) la insuficiente generación de recursos (tanto propios del sistema como provenientes de las transferencias del gobierno) para pagar la totalidad de los costos del servicio eléctrico; y (ii) un mecanismo de pagos inadecuado. Para resolver el primer problema hay que adoptar diversas medidas que se discuten en otros capítulos de este documento. En este capítulo específicamente, abordaremos el segundo punto: cómo establecer un mecanismo de pagos a los generadores que resulte más adecuado, más predecible y más transparente.

Actualmente, el mecanismo de pagos a los generadores eléctricos tiene a la CDEEE como un elemento pivotal: todos los recursos provenientes del subsidio eléctrico que transfiere la Secretaría de Estado de Hacienda y parte de los recursos provenientes de la colección de las facturas eléctricas de las distribuidoras estatales (EdeNorte y EdeSur) pasan a disposición de la CDEEE, quien se encarga de realizar los pagos a los generadores derivados de los contratos de compra-venta de electricidad.¹ En el caso de EdeNorte y EdeSur, la CDEEE aporta como dueño de las empresas lo que recibe de transferencias para el pago del subsidio. En el caso de EdeEste que tiene administración privada, la colección de las facturas eléctricas de esta empresa no pasa por la CDEEE y los aportes de ésta para el pago a los generadores son contabilizados como deuda de EdeEste a la CDEEE.²

Gráfico 6.1 Esquema del mecanismo actual de pagos



6.1.1 Problemas que presenta el sistema de pagos actual

Insuficiente transparencia en la asignación de los recursos financieros.- Al parecer no existen mecanismos preestablecidos para esa asignación, o, si los hay, no están suficientemente difundidos entre las entidades

¹ Los pagos y compensaciones por transacciones eléctricas en el mercado spot se “limpian” en el Organismo Coordinador (OC) que es el organismo que maneja el mercado de operaciones instantáneas.

² Al momento de escribir esta nota, se anunció la re-nacionalización de EdeEste por parte del Estado a través de un arreglo extrajudicial por medio del cual el Estado accede a pagar US\$ 26,5 millones al accionista privado (TCW) y éste a cambio accede a dejar sin efecto su demanda arbitral en contra del Estado.

gubernamentales y sectoriales involucradas. Esto es particularmente crítico en el uso de fondos que proviene de las transferencias de la Secretaría de Estado de Hacienda (SEH). La SEH no conoce exactamente en qué se utilizan los recursos que transfiere mensualmente para el pago del subsidio eléctrico. Es recurrente la queja de la SEH en el sentido que ellos cumplen con transferir puntualmente los recursos para el pago del subsidio a la CDEEE pero que esta entidad incurre en demoras y raciona el pago a los generadores merced a una metodología de priorización de pagos que no tiene carácter público (o que en todo caso ellos no conocen).

Roles contrapuestos (juez y parte) en la CDEEE.- La CDEEE cumple al menos dos roles simultáneos en esta cadena de pagos³: por un lado es un administrador de los recursos del subsidio eléctrico (proveniente de la SEH) y de los recursos provenientes del cobro de las facturas eléctricas por parte de las EDEs estatales, pero a la vez es un agente usuario de estos recursos pues la CDEEE también es proveedor de servicios (generación hidroeléctrica y transmisión) del mismo modo que el resto de generadores del sistema. En consecuencia, se podría decir que la CDEEE tiene roles contrapuestos de juez y parte en esta cadena de pagos. Esto es contraproducente pues lo deseable de un administrador de recursos es que no tenga intereses específicos o entre en competencia con los demás participantes del mercado por los mismos recursos que administra.

Falta de transparencia en la priorización de los pagos.- No existe una metodología clara y pública de cómo la CDEEE asigna y prioriza los pagos entre los generadores. Debido al rol contrapuesto que la Corporación cumple, los recursos para el pago a los generadores entran a sus arcas bajo el concepto de “caja única” y se confunden luego con los pagos de todos los gastos generales de la CDEEE.

Falta de predictibilidad en los pagos afecta el costo de generación.- Debido a que los generadores no conocen cuándo ni cuánto se les va a cancelar de las facturas eléctricas, los generadores se ven obligados a obtener los combustibles que requieren para seguir generando electricidad en el mercado spot y no sobre la base de contratos de suministro largo plazo (lo que es la práctica normal). Esta distorsión hace que el precio medio de los combustibles adquiridos - de a pocos y en un mercado de oportunidad - se incremente de 4 a 5 dólares por barril, incidiendo negativamente en el costo de generación.

Urge por tanto, reemplazar los procedimientos de asignación de recursos financieros existentes por un mecanismo de pagos claro, preciso y ampliamente difundido entre las instituciones involucradas que permita darle mayor predictibilidad y transparencia al flujo de pagos, con el objetivo fundamental de preservar la continuidad del servicio, minimizando la incidencia de “apagones financieros” derivados no necesariamente de la insuficiencia de recursos sino - también - de un mecanismo de pagos inadecuado.

6.2 Elementos fundamentales de la propuesta

La propuesta consiste en crear un fideicomiso intangible que garantice los recursos necesarios para el pago de las facturas eléctricas a los generadores (*escrow account*). Esta sería una cuenta separada y protegida por Ley con carácter intangible y cuyos recursos sólo pueden utilizarse para el pago de las cuentas de la generación eléctrica. Las principales características de esta propuesta se esbozan a continuación:

³ Decimos que la CDEEE cumple al menos dos roles en este contexto, pues en realidad la CDEEE cumple otros varios roles simultáneos: es generador, es transmisor, es holding de empresas, es distribuidor, es ente rector de la política (de facto), es planificador y encima de todo, es administrador de la cadena de pagos a los generadores derivado del mercado de contratos.

Recursos para el fideicomiso.- El fideicomiso debería administrar todos los recursos provenientes de la Secretaría de Estado de Hacienda (SEH) y que constituyen transferencias al sector eléctrico, además de los recursos consignados bajo el Fondo de Estabilización de la Tarifa Eléctrica (FETE).

Utilización de los recursos.- Los recursos depositados en el fideicomiso deben utilizarse exclusivamente para: (i) pagar las facturas eléctricas a los generadores tanto privados como públicos derivados de contratos de suministro con las EDEs para atender el servicio público de electricidad; y (ii) pagar por el servicio de transmisión destinado a atender al servicio público de electricidad.⁴

Manejo independiente de los agentes.- Siendo que la administración de fideicomisos una actividad típicamente bancaria, resulta fundamental que la administración del fideicomiso sea realizada por una entidad financiera independiente de todos los agentes del sector. Esa entidad realizará las transacciones de pago por cuenta del agente fideicomitente (en este caso la Secretaria de Estado de Hacienda) en estricto cumplimiento de las metodologías y procedimientos que se establezcan al respecto. Todas las actuaciones referidas a la gestión de la entidad financiera a cargo de la administración del fideicomiso tendrán carácter público. Adicionalmente, el fideicomiso deberá ser auditado una vez por año por una entidad especializada de nivel internacional, elegida mediante procedimientos transparentes. Los resultados de tal auditoría anual deberán hacerse públicos.

Pari passu en la operatividad del fideicomiso.- Cada mes, la SEH realizará las transferencias presupuestales destinadas para el subsidio eléctrico y las depositará en el fideicomiso. Entonces, el agente fiduciario procederá a realizar un co-pago de las facturas eléctricas de acuerdo a una metodología pre-establecida junto con las empresas distribuidoras (*pari passu*), contra las facturas confirmadas por las EDEs y por el Organismo Coordinador del mercado eléctrico que verifica todas las transacciones de compra de energía y servicios de transmisión asociados correspondientes a cada empresa distribuidora. Este *pari passu* viene a complementar los pagos que realicen las EDEs a sus proveedores de energía en una proporción que tiene que ser predefinida de antemano y que debería estar en relación al monto de las transferencias que se aprueben en el Presupuesto General de la República.⁵

CDEEE como un agente más en la cadena de pagos.- Una característica importante de esta propuesta es que se elimina el rol contrapuesto de la CDEEE en la cadena de pagos. En este fideicomiso de administración independiente, la CDEEE pasa a ser un participante más en su rol de proveedor de energía o de servicios de transmisión y sus cobros están sujetos a la misma metodología prevaleciente para los demás proveedores de energía del sistema.

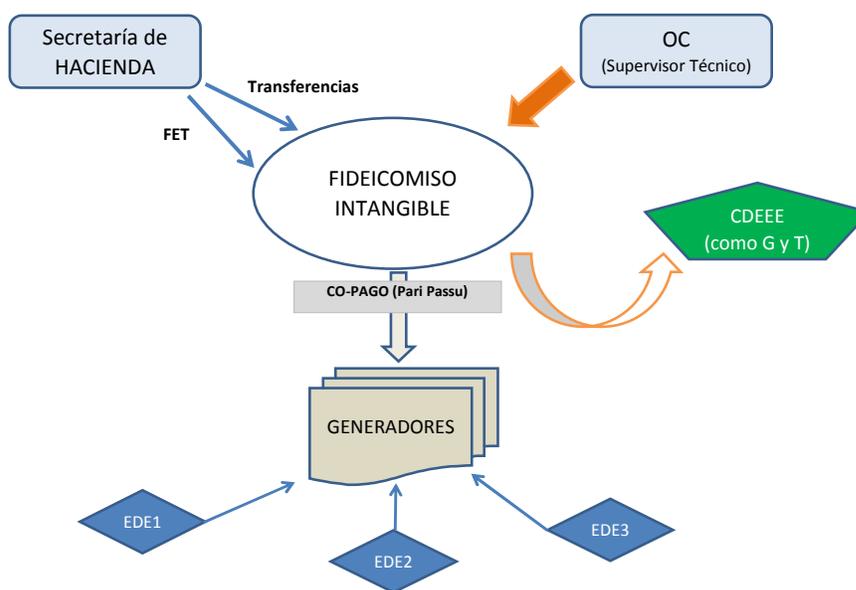
Participación del OC.- La participación del Organismo Coordinador del mercado eléctrico (OC) es importante porque ellos observan el flujo neto de energía entre los participantes del mercado eléctrico, y pueden verificar que cuando la EDE le presenta una factura del generador X al fiduciario para el co-pago correspondiente, esta factura efectivamente responda a intercambios o transacciones físicas realizadas. Análogamente, puede verificar la cantidad física de energía que ha sido transportada en la red de transmisión para efectos del co-pago a la CDEEE en su calidad de agente transmisor.

⁴ El fideicomiso sólo debería pagar las facturas derivadas de la atención del servicio público de electricidad (mercado regulado) y no así las facturas derivadas de la atención de los grandes usuarios (mercado no regulado).

⁵ Por ejemplo, si se destinan en el presupuesto US\$500 millones para el pago de transferencias al sector eléctrico y esto equivale al 40% de las facturas eléctricas que tienen que pagar las EDEs por sus contratos con las generadoras, entonces el *pari passu* será de 60%-40%. De cada factura presentada, la EDE correspondiente pagará el 60% con sus recursos propios y el Fideicomiso aportará el 40% restante. El porcentaje del *pari passu* puede – y debe – cambiar año a año dependiendo de la incidencia de las transferencias al sector eléctrico dentro de la facturación total del sector.

Precios de contratos transparentes.- Para que el fiduciario proceda al pago de las facturas eléctricas derivadas de contratos⁶, requiere contar con las informaciones referidas a las condiciones comerciales de los mismos. Un principio básico en la regulación de servicios prestados en condiciones de monopolio es que todo contrato cuyos precios tengan incidencia en las tarifas reguladas de esos servicios debe ser de dominio público. Es imprescindible asegurar el cumplimiento de ese principio, tanto para los contratos existentes como para los que las EDEs puedan celebrar en el futuro. Esto permitirá una gestión transparente del agente fiduciario y el efectivo control de la misma por parte de cualquier agente interesado.

Gráfico 6.2 Esquema del mecanismo de pagos propuesto



El mecanismo de pagos propuesto tiene varias ventajas con respecto al sistema actual:

- Constituye un mecanismo muy transparente de pagos que puede ser escrutado por los propios agentes.
- Los participantes van a saber cómo, cuándo y cuánto se les va a pagar de cada factura. Esto otorga mayor predictibilidad al flujo de fondos y les va a permitir a los generadores firmar contratos de largo plazo para el suministro de combustibles.
- El *pari passu* introduce un factor de disciplina al sistema: sólo las EDEs que paguen su parte de la factura accederán a las transferencias administradas por el agente fiduciario.
- Elimina los roles de juez y parte de la CDEEE y lo convierte en un agente más de la cadena de pagos.
- Transparenta el monto del déficit eléctrico así como el récord de pagos de las distintas EDEs.

⁶ Las transacciones derivadas de operaciones en el mercado spot son compensadas y pagadas en el ámbito del OC.

6.3 Diseño detallado e implementación

Para proceder al diseño de detalle del mecanismo de pagos cuyos lineamientos estratégicos se han descrito en el presente capítulo, así como para la definición de los procedimientos que permitan su efectiva implementación, se requiere realizar un conjunto de estudios multidisciplinarios que contemplen diversos aspectos de índole legal, financiero-contable y operativa. Entre los principales elementos a ser analizados podemos indicar:

- El nivel de norma necesario para crear este mecanismo. Seguramente se requerirá una Ley del Congreso para modificar la Ley de Presupuesto y otras leyes que se opongan al funcionamiento de este fideicomiso;
- Analizar si existen disposiciones vigentes en cuanto a los arreglos bilaterales que se puedan oponer a la operatividad del fideicomiso;
- Determinar si existen disposiciones vigentes en cuanto a los arreglos del mercado *spot* que se puedan oponer a la operatividad del fideicomiso;
- Definir cómo se adopta la decisión de qué porcentaje de las facturas se cubren con las transferencias recibidas desde la Secretaría de Hacienda (es decir, el porcentaje del *pari passu*);
- Analizar las funciones que hoy puede ejecutar el Organismo Coordinador.

7. Nueva institucionalidad para el sector eléctrico dominicano

7.1 Motivación para la reforma institucional del sector eléctrico

Muchos de los problemas que experimenta el sector eléctrico dominicano a corto plazo son la consecuencia de fallos de más largo alcance que se manifiestan en forma de situaciones críticas. Por ejemplo, el déficit de generación disponible para atender a la demanda de electricidad ha sido el producto de una regulación deficiente del sector, ligada a la tolerancia del hurto y a la falta de voluntad política para convertir la electricidad en un servicio eficiente, que han resultado en la deficiencia crónica de recursos financieros para la compra de combustibles.

Conjuntamente con la crisis económica financiera y operativa del sector, existe un problema institucional, sin cuya solución será imposible resolver la crisis y sostener los logros en el mediano plazo. La estructura institucional del sector no está cumpliendo efectivamente con sus funciones. En el momento de impulsar la reforma (entre 1999 y 2001), se creó un conjunto de instituciones destinadas a cumplir funciones cruciales para el funcionamiento sectorial, dado que el sector eléctrico precisa de una institucionalidad básica debido a su complejidad económica y tecnológica. La necesidad de mantener en todo momento un equilibrio entre demanda y oferta de electricidad requiere una entidad coordinadora que vele por el funcionamiento físico del sistema interconectado nacional. La eficiencia en la operación global de la generación exige la coordinación para lograr un despacho por orden de mérito económico; lo mismo es necesario para avanzar hacia un sistema de mercado competitivo de compra y venta mayorista de electricidad que permita la formación de un precio mayorista de la electricidad que represente el precio de un mercado competitivo. Por otro lado, las condiciones de monopolio natural que operan en los segmentos de transporte y distribución exigen la regulación del precio o tarifa pagado por el consumidor final, y por tanto de una institución que lleve a cabo la fijación de tarifas, sobre la base de criterios de eficiencia y autosuficiencia económica del servicio. Es deseable también la existencia de una institución que vele por el equilibrio futuro entre oferta y demanda, proponiendo políticas eficaces para actuar sobre la demanda y la oferta de electricidad con criterios de eficiencia económica y sostenibilidad ambiental. Por último, no hay que olvidar la necesidad de instituciones que incentiven un buen gobierno corporativo de las empresas del sector, ya sean públicas o privadas, si bien tales instituciones suelen tener un alcance general y no específico al sector eléctrico.

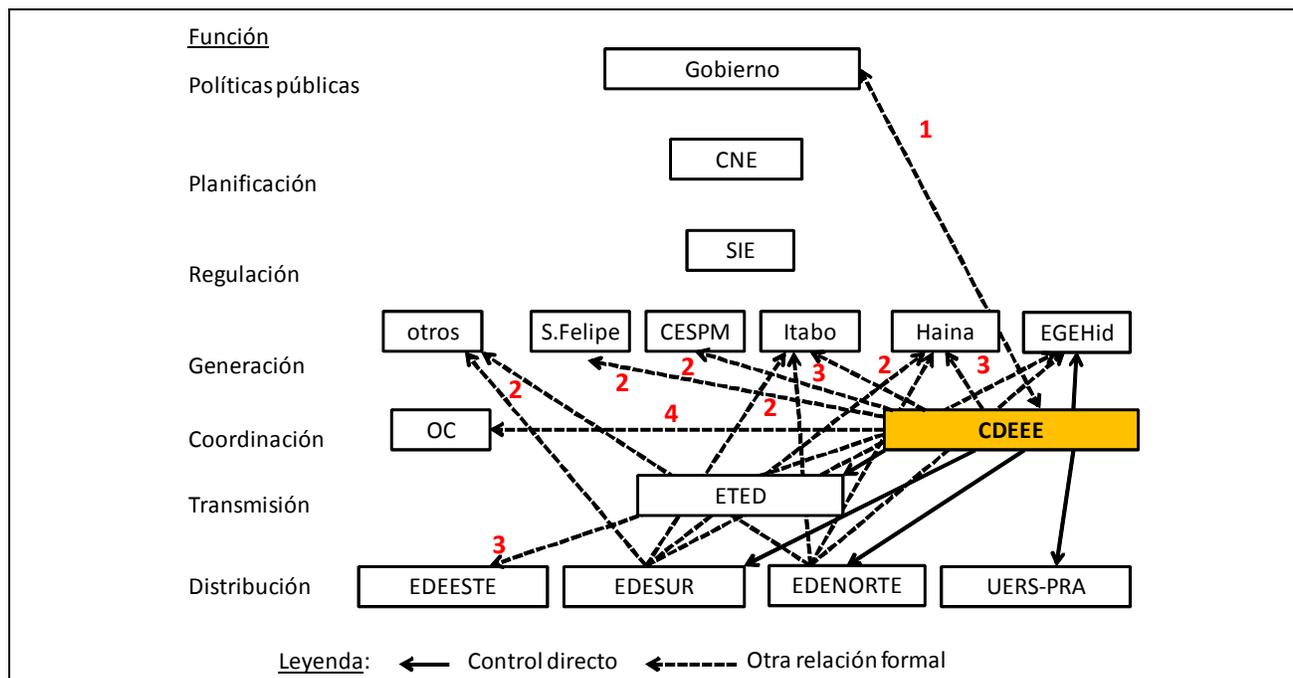
7.2 Los problemas institucionales del sector eléctrico

Como se ha indicado, en la República Dominicana, la reforma de 1999 y la Ley General de Electricidad (LGE) de 2001 crearon sobre el papel un marco institucional muy completo acorde con las mejores prácticas internacionales y que atendía a todas las necesidades anteriores. Países latinoamericanos como Panamá y Colombia presentan un esquema institucional similar, con entidades separadas de definición de políticas públicas, regulación, generación, transmisión, distribución, e incluso comercialización.

Sin embargo, en la práctica, el único caso de una institución que ha desarrollado su cometido de forma eficaz ha sido el Organismo Coordinador (OC). En los demás casos, la práctica ha resultado una continuación de facto de la situación anterior a la reforma, en la que el gobierno regulaba el sector directamente y la planificación del sector estaba en manos de la empresa pública, la Corporación Dominicana de Electricidad, que tras la reforma cambió su nombre al de Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE). A pesar de la reforma emprendida hace ya diez años, la CDEEE sigue desempeñando múltiples funciones superpuestas: definición de políticas públicas, planificación del sector, manejo de los activos controlados por el sector público (generación hidroeléctrica, transporte, y, tras

su renacionalización, las tres empresas de distribución¹), administración de los programas de electrificación rural y del Programa de Reducción de Apagones (PRA), administración de las cuentas por pagar a los generadores, y administración de las transferencias al sector recibidas desde la Secretaría de Estado de Hacienda con cargo al presupuesto nacional. Esta situación se muestra en el gráfico siguiente.

Gráfico 7.1 Estructura institucional del sector eléctrico dominicano y rol de la CDEEE



NOTA: La CDEEE no tiene un papel coordinador, sino el rol formal de holding propietaria de las diversas participaciones del sector público en el sector eléctrico. Su posición en el gráfico responde a motivos puramente formales.

Estructura Institucional. El gráfico anterior muestra la estructura institucional del sector eléctrico dominicano y el rol de la CDEEE. También se indican las principales relaciones que mantiene la CDEEE con otros actores en el sector. Como se puede apreciar, la estructura del sector se caracteriza por la diferenciación de actores conforme la función que cumplen en el mismo, siguiendo las mejores prácticas internacionales en la materia a nivel mundial, aplicadas exitosamente en varios países de América Latina (Brasil, Chile, Perú, Panamá, Colombia).

Funciones de la CDEEE. La CDEE se inserta en la estructura del sector cumpliendo una multiplicidad de funciones de diversa índole. Por una parte:

- Actúa como holding propietario de las empresas de generación hidroeléctrica (EGEHID), transmisión (ETED), las distribuidoras EDENORTE y EDESUR.
- Gestiona en forma directa la Unidad de Electrificación Rural y Suburbana (UERS), que incluye el Programa de Reducción de Apagones (PRA).

¹ En días recientes el gobierno dominicano ha anunciado un acuerdo de compra de las acciones de EDEESTE hasta entonces en poder de la empresa controladora de EDEESTE, Trust Company of the West, como parte de un acuerdo extrajudicial relacionado con demandas interpuestas por ésta al gobierno dominicano.

7. Nueva institucionalidad para el sector eléctrico dominicano

Estas dos relaciones de control se indican con flechas de línea continua en el gráfico. A ellas se suman otras relaciones formales de diverso carácter con otros actores (representadas con flechas de trazo discontinuo en el gráfico), que, en los hechos, otorgan a la CDEEE una fuerte incidencia en el funcionamiento del sector.

- El Vicepresidente Ejecutivo de la CDEEE tiene rango de Secretario de Estado en el gobierno y por tanto participa directamente en las decisiones del poder ejecutivo dominicano (flecha 1).
- La CDEEE se relaciona con todos los generadores del sector (flechas 2), en su rol de comprador en contratos de venta de electricidad a largo plazo (PPAs), ya sea directamente (CESPM y San Felipe) o indirectamente a través de EDESUR y EDENORTE.
- La CDEEE (flechas 3) participa en EDEESTE, EGE Haina y EGE Itabo, como titular del 50% de las acciones de estas empresas propiedad del Estado dominicano tras el proceso de capitalización de 1999.
- En su carácter de propietaria de empresas de generación y transmisión, CDEEE tiene representación en el Consejo de Coordinación del Organismo Coordinador.

La CDEEE sigue siendo el organismo que realiza de hecho la planificación del sector, formulando propuestas para la ampliación de la potencia instalada o la contratación de nuevas plantas de generación, en contraste con la escasa participación de la Comisión Nacional de Energía (CNE) —el organismo formalmente encargado de la planificación según la LGE— en estos procesos. Además de la anomalía institucional que refleja esta situación, se constatan graves carencias en el desempeño efectivo de la función de la planificación sectorial. No parecen existir criterios claros para asegurar un desarrollo eléctrico sustentable económica y ambientalmente. Por el contrario, la política pública se ha centrado invariablemente en soluciones temporales, como la contratación de barcazas, así como en intentos de contratación de nuevas plantas en los que no se cumplieron procesos transparentes de análisis y selección de alternativas. La experiencia del país durante los últimos 30 años muestra que el resultado de esta situación es la contratación de nueva potencia en condiciones de urgencia, con escasa o nula competencia entre proyectos alternativos, y falta de información pública sobre la negociación de los contratos celebrados entre la CDEEE y sus contrapartes, cuyos costos deben ser afrontados por los usuarios cautivos de las distribuidoras. En ese contexto, muy desfavorable para el país, se ha incorporado generación económica y ambientalmente muy costosa. Esto ha conducido a instancias posteriores de renegociación de los contratos, que han aumentado la percepción de riesgo entre los inversionistas, encareciendo aún más las contrataciones posteriores. Se ha creado entonces un círculo vicioso altamente dañino para la República Dominicana.

Desde el punto de vista de la asignación interna de competencias, es notable la concentración de las funciones ejecutivas de la CDEEE en el cargo de su Vicepresidente Ejecutivo. La CDEEE posee un Consejo de Administración, actualmente conformado por las siguientes personas según información de la página web de la propia empresa:

Cuadro 7.1 Consejo de Administración de la CDEEE

Presidente	Dr. Armando Peña Castillo
Miembros	Ing. Ramón E. Rodríguez
	Dr. Rafael Payams
	Ing. Antonio Cruz Herrera
	Ing. William E. Sifres N.
	Ing. Pedro Peña Rubio
	Ing. Pedro D. Garabito
	Ing. Jesús E. Melgen S.
Vicepresidencia Ejecutiva	Ing. Rhadamés Segura

Fuente: www.cdeeee.gov.do (acceso 27 de mayo de 2009)

Una búsqueda en Internet sobre los miembros no ejecutivos del Consejo reveló poca información sobre éstos. Ni los estatutos de la CDEEE, ni las minutas de las reuniones del Consejo parecen estar en el dominio público, por lo menos electrónicamente. El nombramiento de los miembros del Consejo de Administración se realiza por decreto presidencial. Por ejemplo, el 30 de agosto de 2008 fueron nombrados varios miembros del Consejo por Decreto Presidencial 408-08. La información anteriormente señalada indicaría que el Consejo de Administración de la CDEEE es designado directamente por el Presidente de la República, con criterios que no se conocen con precisión. Podrían ser tanto de carácter técnico (formación en ingeniería, experiencia previa en la CDEEE) como político (proximidad al partido en el poder). Adicionalmente, no hay evidencia sobre el nivel de control fiduciario ejercido por el Consejo de Administración sobre la dirección ejecutiva de la CDEEE.

Regulación sectorial. La institución responsable de la regulación económica (tarifas y otros cargos) y de la fiscalización de los servicios recibidos por los usuarios del sector es la Superintendencia de Electricidad (SIE), cuyas competencias y autonomía están establecidas por la Ley General de Electricidad (LGE) de 2001. En la práctica, la SIE no ha ejercido esas competencias de forma integral, en particular en lo referido a la regulación económica (materia tarifaria). En consecuencia, se ha configurado una situación en que las tarifas no se basan en los preceptos legales sino en criterios políticos dirigidos a manejar la situación prácticamente permanente de emergencia eléctrica. En términos de gestión ejecutiva del organismo regulador, la comisión tripartita que debe tomar las decisiones de la SIE está dominada por la figura del Superintendente, quien es nombrado y cesado por decisión directa del Poder Ejecutivo, como se ha comprobado en ocasión de los cambios de gobierno. Por ello, a pesar de contar con una adecuada capacidad técnica, la SIE funciona de hecho como un instrumento del gobierno de turno, en contradicción total con el espíritu de la LGE. No existe una carencia a nivel normativo, sino de calidad institucional. Se tiene una buena norma (la LGE), pero, lamentablemente, no se la aplica a cabalidad.

7.3 Acciones de corto plazo

Ajustes en los mecanismos de gobierno corporativo de la CDEEE. Es fundamental que la CDEEE adapte sus procedimientos de dirección y gestión para cumplir su rol de empresa holding de los activos del sector controlados por el Estado y administradora de los contratos de compra de energía en los que es parte directa. Se necesita entonces que la dirección de la CDEEE sea ejercida en forma consistente con ese rol de empresa holding. El mecanismo principal de gobierno corporativo de una empresa es su consejo de administración, como colectividad que permite supervisar y controlar la actuación de los directivos de la empresa a través de la participación de personas no afiliadas a la misma. Habitualmente esta función de contrapeso es ejercida por consejeros independientes, provenientes tanto de la empresa privada como de otras entidades del sector público, con el fin de velar por el buen uso de los recursos públicos. Como se aprecia a continuación, este esquema es aplicado en varias empresas de electricidad de países de la región de Centroamérica:

Cuadro 7.2 Gobierno Corporativo de Empresas Eléctricas: INDE y ENEL

INDE (Guatemala)	ENEL (Nicaragua)
Presidente	Presidente: representante Ministerio de Energía y Minas
Vicepresidente	Vicepresidente: representante empresa (ENEL)
Representante Ministerio de Energía y Minas	Rep. Ministerio de Hacienda y Crédito Público
Rep. Secretaría de Planificación y Programación de la Presidencia	Otro miembro
Rep. Ministerio de Economía	Secretario
Rep. Cámara de Asociaciones Empresariales	
Asociación Nacional de Municipalidades	
Asociaciones y/o Sindicatos de Trabajadores del País	
Rep. Empresa (INDE)	

Fuentes: INDE; ENEL.

Teniendo en cuenta los aspectos expuestos, así como la situación actual del sector eléctrico de la República Dominicana, se propone proceder a una inmediata modificación de la composición del Consejo de Administración de la CDEEE, que apunte a asegurar una adecuada representación de otras entidades gubernamentales involucradas en el sector. Por su responsabilidad por el control sobre los recursos aportados por el Gobierno al sector eléctrico, uno de los entes que podría participar en el consejo de administración de la CDEEE es la Secretaría de Estado de Hacienda. Asimismo, por su responsabilidad sobre la eficiencia en la acción del sector público, otro de los entes que podría participar en ese consejo es la Secretaría de Estado de Economía y Planificación.

7.4 Acciones de mediano plazo

7.4.1 Reestructuración de la CDEEE.

La CDEEE debe ajustar su estructura organizativa y plantilla asociada para cumplir con eficiencia su rol de holding empresarial público para el sector eléctrico. Ello implica una gestión focalizada en la supervisión y el control de los resultados operativos y financieros de las empresas del sector participadas por el Estado (EGEHID, ETED, EDENORTE, EDESUR, EDEESTE y la participación en Haina e Itabo), así como la articulación de una estrategia corporativa general para esas empresas.

La estructura organizativa y plantilla actuales de la unidad corporativa de la CDEEE carecen de justificación. A fines de noviembre de 2008, la unidad corporativa contaba con 1364 empleados. Esta cantidad es totalmente desproporcionada con los cometidos de una empresa holding. Ello se puede observar comparando la plantilla de la unidad corporativa de CDEEE con la de otras empresas holding latinoamericanas en el sector eléctrico:

Cuadro 7.3 Comparativa *holdings* eléctricos latinoamericanos

Funciones según ley	CDEEE (unidad corporativa)	INDE (Guatemala)	ENEE (Honduras)	Eletrobrás (controladora) (Brasil)
Plantilla (año)	1364 (11/2008)	1625 (2009)	3071 (promedio 2007)	934 (2007)
 Holding	X	X	X	X
 Generación		X		
 Transmisión		X	X	
 Distribución			X	
 Planificación			X	
 Electríf. Rural			X	X
 Otras				X (*)

(*) Administra los siguientes programas, además de los correspondientes a las otras funciones señaladas en el cuadro: Procel (eficiencia energética), Reluz (alumbrado público), Proinfra (desarrollo de fuentes alternativas de energía), Cepel (I+D), Conta de Desenvolvimento Energético (subsidio consumidores baja renta).

Fuente: INDE http://www.inde.gob.gt/lacinfo/docs/listado_Empleados.pdf; <http://www.enee.hn/>; Eletrobrás, Informe Anual 2007; acceso 28 de mayo de 2009.

A destacar en la tabla es el hecho de que Eletrobrás, con más atribuciones que CDEEE y un tamaño muchísimo mayor en cuanto a dimensiones del sistema eléctrico (la potencia instalada en Brasil es 30 veces mayor que la instalada en la República Dominicana), volumen de sus filiales, y la diversidad de programas que administra, tiene un 30% menos de empleados que CDEEE; mientras que INDE y ENEE superan a CDEEE en plantilla, pero tienen atribuciones considerablemente mayores a las de CDEEE, notablemente generación y transmisión en el caso de INDE, y distribución en el caso de ENEE. Las cifras hablan por sí mismas. Si se suma el personal de EGEHID (954) y ETED (830) a CDEEE, se obtiene un total de 3418 empleados, frente a los 1625 de INDE; si se suma a CDEEE el personal de ETED (830), EDENORTE (2297) y EDESUR (1952), se obtiene un total de 6713 empleados, frente a los 3071 de ENEE.

También será necesario redefinir la situación institucional de la Unidad de Electrificación Rural y Suburbana (UERS), actualmente en la órbita de la CDEEE. Como se explicó en el Capítulo 3 (Subsidios Directos), el PRA perderá sus atribuciones con la extinción del programa dada la creación del BonoLuz, lo cual determinará la incorporación del subsidio de electricidad para familias de bajos recursos al programa Solidaridad, manejado por el Gabinete de Coordinación de Política Social (GCPS). Una vez desprovista de la función “suburbana” (tras la sustitución del PRA por el Bonoluz), la UER podrá seguir siendo la unidad planificadora y ejecutora de los programas de electrificación rural definidos por el Gobierno, en el marco de acuerdos con las entidades multilaterales, acciones de cooperación internacional y otras modalidades. En la región existen numerosos ejemplos de administración de la electrificación rural por entidades ministeriales, como es el caso de Bolivia (Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas), Colombia (fondos asignados por la Dirección Nacional de Planeación y Hacienda), Perú (Ministerio de Energía y Minas). Siguiendo ese enfoque institucional, la UER podría ser traspasada a otro ente público con atribuciones en el sector, como la Secretaría de Estado de Industria y Comercio (SEIC).

A fin de noviembre de 2008, la UERS-PRA contaba con 861 empleados, con plantillas separadas dedicadas, respectivamente, al PRA y electrificación rural. Parece claro que la nueva UER debería tener una dotación de personal sustancialmente inferior a esa cifra.

Otro aspecto a tener en cuenta en la reestructuración de la CDEEE es la eventual creación del Fideicomiso para asegurar las compras por las distribuidoras de las cantidades de energía eléctrica necesarias para atender la demanda (ver Capítulo 6). Esto implicará el traspaso de la administración de las transferencias de la Secretaría de Estado de Hacienda (para la compra de combustibles y el pago de cargos de transmisión) a una entidad financiera privada contratada con este fin, según se detalla en la propuesta de creación del Fideicomiso.

7.4.2 Fortalecimiento institucional de la CNE.

En forma coordinada con la reestructuración de la CDEEE, la CNE debe encarar un proceso de fortalecimiento institucional que le permita asumir plenamente sus funciones de organismo rector de la política pública en el sector eléctrico, particularmente en lo que concierne a la planificación indicativa y demás atribuciones indicadas en la LGE. Este proceso debe incluir el reforzamiento de las capacidades técnicas de las unidades organizativas de la CNE que deben implementar las decisiones de política sectorial adoptadas por el Gobierno (del que forma parte el Presidente de la entidad).

7.4.3- Fortalecimiento institucional de la SIE.

En lo que concierne a la regulación del sector, las mejores prácticas internacionales aconsejan que la misma sea cumplida por una entidad del Estado dotada de los niveles de autonomía financiera y de gestión que le permitan (y la obliguen a) aplicar estrictamente las disposiciones contenidas en el marco legal y regulatorio definido previamente por las autoridades gubernamentales. Es claro que corresponde al Gobierno definir las reglas básicas de funcionamiento del sector (incluyendo las directrices del régimen tarifario aplicable). Pero la definición de detalle de las reglas económicas y de calidad del sector y su aplicación compete al ente regulador, que es una entidad del Estado, pero no necesariamente del Gobierno. En otras palabras, el Gobierno define las reglas sectoriales, conforme las potestades que le otorga el ordenamiento institucional del país. Pero, una vez definidas esas reglas, se abstiene de intervenir en su efectiva y transparente aplicación, la que es realizada por una entidad del Estado con el debido nivel de autonomía financiera y de gestión. Por tratarse del suministro de un bien de consumo masivo y de gran importancia económica y social, las condiciones de precio y calidad de la electricidad tienen amplia repercusión social y ello puede limitar la voluntad política para tomar decisiones impopulares como la subida de tarifas, como se ha observado repetidamente en la República Dominicana. Sin embargo, tales decisiones de carácter político tienen consecuencias graves para el sector a corto plazo y a mediano plazo, al privarlo de los recursos financieros para asegurar la continuidad del suministro.

La autonomía financiera y gestión del organismo regulador se puede lograr de diversas maneras según las circunstancias de cada país. En caso de la República Dominicana, la LGE establece en su Art. 31 el gobierno de la SIE mediante un Consejo formado por tres miembros nombrados por periodos no coincidentes, de entre los cuales se designa al Superintendente. Este esquema de gobierno de la SIE es en principio adecuado, si bien necesita cierto perfeccionamiento en su efectiva aplicación.

Una alternativa que se ha aplicado con resultados aceptables en otros países que debieron crear entidades reguladoras en el marco de sistemas institucionales aún no totalmente perfeccionados (como es el caso de la República Dominicana), es la delegación del nombramiento de candidatos para estos dos puestos del Consejo a entidades de la sociedad civil, con posterior ratificación por el Congreso Nacional. La experiencia de otros países muestra que el elemento clave es identificar a las entidades de la sociedad civil que gocen de prestigio y respeto en el país. Algunas posibilidades observadas en otros países son: colegios

profesionales (ingenieros, economistas, abogados), decanos de las universidades del país, asociaciones empresariales, y organizaciones religiosas, entre otras. A continuación se pueden observar dos casos en Centroamérica:

Cuadro 7.4 Composición del Ente Regulador: Guatemala y El Salvador

Guatemala: Comisión Nacional de Energía Eléctrica	El Salvador: Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones
Director designado por el Presidente de la República, de terna propuesta por el Ministerio de Energía y Minas	Director nombrado por el Presidente de la República
Director designado por el Presidente, de terna propuesta por los agentes del mercado mayorista de electricidad	Director electo por las asociaciones gremiales del sector privado legalmente establecidas en el país
Director designado por el Presidente, de terna propuesta por los rectores de las universidades guatemaltecas	Director nombrado por la Corte Suprema de Justicia

Fuentes: CNEE, SIGET

Otra opción aplicada con resultados satisfactorios en América del Sur es el nombramiento de los Directores de la entidad reguladora a través de procesos de selección públicos (en todas y cada una de sus etapas), conducidos por entidades especializadas en el tema, conforme términos de referencia que establezcan claramente los requisitos de competencia técnica, experiencia profesional y otros a ser cumplidos por los postulantes. Los nombramientos son realizados por el Poder Ejecutivo, a partir de los resultados de esos procesos públicos, y ratificados por el Congreso. Es importante recalcar la importancia de que todas las etapas del proceso de selección (sin excepciones) sean de dominio público. Esto significa que exista un “website” en el que se publiquen todos los documentos referidos al mismo (CVs de postulantes, actas de entrevistas, resultados de cada instancia de evaluación, etc.).

7.4.4 Transparencia y participación en la regulación.

Independientemente del mecanismo aplicado para la selección de sus directivos, todo regulador debe ceñir su acción a un principio fundamental: todas sus decisiones deben tener carácter público, al igual que los fundamentos de cada una de ellas. La experiencia de otros países muestra que la utilización de procesos públicos y participativos de toma de decisiones es una herramienta de alta efectividad para aumentar la autonomía del regulador y fortalecer la transparencia en la aplicación de la regulación, a través del control social sobre el mismo. La participación de instituciones de la sociedad civil en los procesos de regulación, en conjunto con la obligación de explicar las decisiones regulatorias, contribuyen a fortalecer la autonomía del regulador, tanto respecto del gobierno como de los agentes del sector, limitando eventuales situaciones de abuso de posición dominante que pudieran presentarse. Por ello, el uso de procesos públicos y participativos es cada vez más extendido en la regulación del sector eléctrico en todo el mundo. En América Latina, los reguladores del sector eléctrico de Argentina (ENRE), Brasil (ANEEL), Chile (CNE), Colombia (tanto la Comisión Reguladora de Electricidad y Gas CREG, como la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, SSPD), Costa Rica (ARESEP), Jamaica (OUR), Panamá (ASEP), y Perú (OSINERGMIN), entre otros, hacen uso regular de audiencias y consultas públicas. En algunos casos, las respectivas leyes de creación de las entidades reguladoras obligan a éstas a seguir procesos de consulta y audiencia pública para cualquier tema con impacto en las tarifas (esta obligación es adicional a la

publicidad de todas las decisiones regulatorias, que se implementa habitualmente a través de “websites” específicos).

7.5 Necesidades de asistencia técnica

Las reformas institucionales son de por sí complejas, aún en países con instituciones consolidadas y de reconocida calidad. La situación actual del sector eléctrico de la República Dominicana requiere encarar acciones de gran alcance y envergadura para mejorar de forma sostenible su institucionalidad. Por ello, una de las principales recomendaciones de este Informe es encarar de manera inmediata una operación de asistencia técnica para apoyar al Gobierno de la República Dominicana en la revisión de la situación actual, y el diseño e implementación de los cambios que se consideren pertinentes para fortalecer la capacidad técnica y la autonomía de gestión de las instituciones relacionadas con el sector eléctrico. Esta operación de asistencia técnica tendría como objetivo analizar las opciones para cada uno de los temas aquí destacados y definir las alternativas institucionales y las modalidades de implementación que se consideren más adecuadas para el caso de la República Dominicana.

8. Inversiones en generación y transmisión



8.1 Necesidades de expansión de capacidad de generación y transmisión

Con el objeto de identificar las decisiones que el Gobierno de la República Dominicana enfrenta en relación con las inversiones en generación y transmisión, y presentar recomendaciones al respecto, se ha realizado un análisis de los aspectos más relevantes a tener en consideración al momento de tomar dichas decisiones. Sobre la base de la información general disponible, y en particular aquella provista por la CDEEE y el Organismo Coordinador (OC) se ha realizado una revisión de la situación actual y prospectiva de la demanda y la oferta de energía eléctrica en la situación actual, y se analizó el efecto que podrían tener diversas políticas sobre los requerimientos de inversión en el corto y mediano plazo.

Es importante destacar que este análisis no representa un estudio de oferta y demanda acabado, ni pretende la elaboración de proyecciones precisas para los próximos años. Más bien, y considerando la situación de 2008, se busca evaluar la importancia de ciertas políticas, e identificar cursos de acción para mejorar la información indispensable para la toma de decisiones.

Situación actual de oferta y demanda: De acuerdo a las estadísticas de la CDEEE, el OC, y las empresas eléctricas, el año 2008 la generación total de energía eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), es decir, sin incluir a los auto productores ni a los equipos de respaldo de establecimientos industriales y turísticos, fue de 11645 GWH, con una potencia “peak” de 1776 MW. Esta demanda medida no representa la demanda total, dado que se estima que sólo el 85% de ésta fue efectivamente servida, mientras el resto constituye energía no servida producto del racionamiento en las zonas de altas pérdidas, y los apagones.

Por otra parte, la capacidad instalada nominal de generación es de 2963 MW, distribuidos por tipo de generación y combustible según puede observarse en el cuadro 8.1.

Cuadro 8.1 Capacidad de generación

Combustible	Cap. Instalada MW	Participación Generación. %
Fuel Oil No 6	1053.4	36.90%
Gas Natural	554.2	18.70%
Fuel Oil No 2	542.2	18.30%
Hidro	468.2	15.80%
Carbón	305.2	10.30%
Capacidad Total	2963	

Fuente: CDEEE, Estudio de Demanda y Expansión de la Generación, 2009.

De estos 2963 MW nominales instalados, según CDEEE y los generadores, sólo 2128 MW son potencia efectiva¹. Ahora bien, la disponibilidad real fue de 1776 MW en 2008, conjugándose para ello razones

¹ Es decir, la potencia que efectivamente alcanzan los generadores de cada unidad.

técnicas (mantenimiento programado y no programado, y fallas) y relacionadas a la situación financiera, es decir, indisponibilidad por postergación de mantenimiento, y por falta de combustible para la operación. Es decir, la disponibilidad real fue un 83,5% de la potencia instalada efectiva.

En cuanto a los aumentos de capacidad en el corto plazo, y de acuerdo a la información suministrada por CDEEE, existen actualmente en construcción cuatro centrales hidroeléctricas medianas y pequeñas, con una capacidad total de 239 MW. Por otra parte, parte de la capacidad instalada existente podría ser retirada del SENI para ser contratada por empresas mineras e industriales que se abastecen en forma independiente, lo que implicaría una reducción entre 164 y 266 MW; tanto la capacidad efectivamente a ser retirada como la fecha de entrada de los 239 MW adicionales deben ser confirmadas, pero desde el punto de vista de la disponibilidad efectiva puede considerarse que ambos efectos, preliminarmente, se cancelan.

Demanda Proyectada: Normalmente, la demanda depende de variables demográficas, el crecimiento económico y los precios, entre otros factores. La estimación de funciones de demanda, para determinar las distintas elasticidades (especialmente elasticidad precio, y elasticidad ingreso -PIB-) es de particular complejidad en la República Dominicana, justamente debido a la existencia de demanda no servida, y a la existencia de equipos de autogeneración ya sea como respaldo o como generación de base de industrias cuyo desarrollo se ha basado en su condición de auto productores; de esta manera, por no ser observable la verdadera demanda del sistema, las estimaciones se dificultan y resultan de menor confiabilidad. Por esa razón, no se ha intentado utilizar funciones econométricas para la proyección de demanda, sino se ha preferido analizar dos escenarios de crecimiento y establecer un rango de requerimientos de expansión. Los escenarios utilizados fueron, por una parte, la tasa promedio de crecimiento observado de la demanda en los últimos 20 años, 5,9%, como escenario optimista; y una tasa de 4,5% como escenario moderado.

Las tasas anteriores se aplicaron a la demanda del SENI, y sobre esa base se determinó la energía anual requerida; luego, se estimó la potencia media, y la potencia máxima anual, aplicando los mismos factores de carga medidos en los años 2003-2008. Cabe destacar que de acuerdo a estos factores, la demanda máxima del sistema, que se produce en el día y hora pico, en verano, equivale a 1,52 veces la demanda media de potencia.

Lo anterior entrega una proyección de la demanda base del SENI, que no innova respecto a otros factores que la afectarían, tales como cambios en la restricción de suministro, incorporación de auto productores, políticas de eficiencia en el consumo.

A partir de un escenario base (a), con un crecimiento de 5,9% por año (el más optimista de los considerados) se analizaron adicionalmente los siguientes efectos, en forma acumulativa: una política de reducción de las restricciones de suministro, en forma gradual, eliminando estas por completo en tres años (escenario b); la reducción de pérdidas técnicas y no técnicas (escenario c); la incorporación de los autoprodutores, la política de eficiencia y el aumento de cobertura del alumbrado público (escenario d).

El escenario (b) supone que la restricción de oferta, o energía no servida, se reduce gradualmente, desde un 15% en 2008, a un 10% en 2009, a 7% el 2010, y a cero en 2011. El resultado es que a diferencia del caso base, los requerimientos de potencia aumentarían en un 13,3%, un 10,8% y un 10,6% en los años 2009, 2010, y 2011 respectivamente.

El escenario (c) agrega al efecto anterior la reducción gradual de pérdidas, desde un 32 % total para el sistema en el año 2008, a un 12% el año 2013. No obstante, se ha supuesto que sólo el 75% de la reducción en pérdidas se transforma en un menor requerimiento a nivel de generación. El resultado es que la tasa de crecimiento entre 2009 y 2011 sería de 6,6%, 5,5% y 7,3%; es decir en este período los aumentos en energía servida serían parcialmente compensados por la reducción de pérdidas. Los años 2012 y 2013, en que aún se estarían materializando ahorros de pérdidas, la tasa de crecimiento se reduciría a 0,7% y 3,7%, para estabilizarse alrededor de la tasa base posteriormente.

Finalmente, el escenario (d) agrega el efecto de la incorporación de los autoprodutores, del aumento de cobertura del alumbrado público y de la política de cambio de bombillas. Los dos primeros años, la tasa de crecimiento se reduce fuertemente por el efecto que el Gobierno espera del cambio de bombillas, para luego recuperarse principalmente por los requerimientos de los auto productores a partir de 2011.

El aumento porcentual de la demanda bajo los distintos escenarios se presenta en el cuadro 8.2.

Cuadro 8.2 Crecimiento de la demanda de potencia (%)

Año	Dda base	Aumento energía servida	Reducción de pérdidas	Autoprod. y otros
	(a)	(b)	(c)	(d)
2009	5.9%	13.3%	6.6%	1.2%
2010	5.9%	10.8%	5.5%	8.0%
2011	5.9%	10.6%	7.3%	13.4%
2012	5.9%	5.9%	0.7%	7.1%
2013	5.9%	5.9%	3.6%	8.7%
2014	5.9%	5.9%	5.9%	5.1%
2015	5.9%	5.9%	5.9%	5.2%

Fuente: Cálculos propios.

En base a los escenarios de demanda descritos, y considerando como potencia disponible 2100 MW, se evaluó la necesidad de incorporar potencia adicional en el período 2009-2015.

El cuadro 8.3 muestra los resultados obtenidos.

Cuadro 8.3 Escenarios de demanda y capacidad adicional requerida (MW)

	Dda Base	Aumento cap MW	Aumento energía servida	Aumento cap. MW	Reducción pérdidas	Aumento cap. MW	Otros	Aumento cap. MW
	(a)	(a)	(b)	(b)	(c)	(c)	(d)	(d)
		2128.0		2128.0		2128.0		2128.0
2009	2139.81	11.81	2289.60	161.60	2153.55	25.55	2044.55	-83.45
2010	2266.06	138.06	2537.98	409.98	2273.03	145.03	2209.03	81.03
2011	2399.75	271.75	2807.71	679.71	2438.06	310.06	2504.06	376.06
2012	2541.34	413.34	2973.37	845.37	2455.65	327.65	2681.65	553.65
2013	2691.28	563.28	3148.80	1020.80	2543.91	415.91	2914.91	786.91
2014	2850.06	722.06	3334.58	1206.58	2694.00	566.00	3065.00	937.00
2015	3018.22	890.22	3531.32	1403.32	2852.95	724.95	3223.95	1095.95

Fuente: Cálculos propios.

Las estimaciones anteriores no han considerado la reserva requerida, por encima de la demanda máxima, para cubrir la indisponibilidad de las unidades, por mantenimientos programados, o por salidas no programadas de operación. Esta reserva debe dimensionarse en función de las posibilidades de programación de los mantenimientos, y de la probabilidad de fallas o indisponibilidad no programada, y simultáneas, en las horas de máxima demanda. La cifra conocida es la histórica: entre 2003 y 2008 la potencia máxima que se ha abastecido es de 2100 MW en promedio, según la información de CDEEE; esta cifra se redujo a 1776 MW en 2008 mostrando que de los 2128 MW efectivos instalados, la disponibilidad real en horas de punta fue de 352 MW menos, es decir, la potencia máxima efectiva fue de un 83,5 % de la potencia instalada.

Por lo tanto, un factor que es necesario evaluar es la reserva requerida una vez optimizada la programación de mantenimiento, y realizado los mantenimientos mayores necesarios para poner en su máxima capacidad operacional las unidades existentes. La reserva depende de la estructura del parque generador, los tamaños de las unidades, el grado de correlación en las fallas de distintas unidades (grado de independencia en la operación), edad del parque, etc. Por ello, no es una proporción estándar, y pueden encontrarse casos entre 12% y 20% para parque principalmente térmico².

Las estimaciones realizadas por la CDEEE y por sus consultores, difieren de las nuestras, e indican un requerimiento de nueva capacidad, a partir de 2009, que estaría entre 1400 MW y 1900 MW, dependiendo de diversos supuestos. Las diferencias se deben a dos consideraciones principales. En primer lugar, las estimaciones de la CDEEE consideran una demanda máxima para 2008 de 14333 GWh, en lugar de los 11645 GWh efectivamente generados. Esto, para incluir la demanda no servida que CDEEE estima en 2688 GWh, equivalente a un 18,7% de la demanda total estimada. Así la CDEEE estima una demanda total de potencia en el año 2008 de 2476 MW, que es un 39% superior a la máxima demanda efectivamente servida en 2008; esto implica que la potencia restringida habría llegado a 700 MW. Las mismas estimaciones

² Una reserva fijada sobre la base de los datos de 2008, implicaría un 17% de la demanda máxima. Esto implicaría, en el escenario (b) que es el más alto evaluado, una reserva de 422 MW. De esta manera, el año 2009, el sistema requeriría 461 MW adicionales a los 2100 instalados actualmente.

consideran además un 20% de reserva respecto a los 2476 MW, llegando de esta forma a un requerimiento de potencia de 3279 MW en 2009, lo que explica un requerimiento de expansión de 1503 MW.

Según se explica más adelante, existen serias limitaciones para la incorporación de capacidad en forma inmediata en esos niveles. Estas limitaciones son de financiamiento, ambientales, y técnicas, si se consideran los tiempos requeridos para la construcción de nuevas centrales. Por esta razón, nuestro análisis se ha centrado en mostrar en qué forma consideramos viable la eliminación de la energía no servida en forma gradual, junto con otras políticas que permitirían alcanzar un equilibrio entre oferta y demanda en el espacio de los próximos tres años.

Así, los escenarios construidos con nuestros supuestos, incluso suponiendo la necesidad de mantener una reserva equivalente en términos porcentuales a la indisponibilidad medida en 2008 (352 MW), implica un requerimiento de potencia adicional de 461 MW en 2009. Cabe enfatizar que nuestro análisis no ha considerado la eliminación inmediata de las restricciones en el suministro, debido principalmente a la inviabilidad de dicho objetivo. Por el contrario, hemos supuesto que el aumento en la demanda servida ocurre gradualmente, entre 2009 y 2011, manteniéndose una restricción de 10% en 2009, de 7% en el 2010, y equilibrio entre oferta y demanda a partir de 2011. Si bien no existe duda de que la eliminación de la energía servida es fundamental, nuestra idea al considerar una eliminación gradual ha sido mostrar que una política de este tipo podría permitir la mantención de las necesidades de aumento de capacidad en el corto plazo en niveles más manejables que su eliminación inmediata. En particular si se considera, como se verá más adelante, que la incorporación de más de 1000 MW en 2009 no parece ser una opción técnicamente viable. Por otra parte, el avance en la normalización de clientes, en la reducción de pérdidas, y la focalización de los subsidios, son factores que facilitarían la viabilidad financiera de eliminar las restricciones durante los próximos tres años.

En resumen, nuestro análisis muestra que las necesidades de expansión están ligadas fuertemente a las políticas de reducción de pérdidas, y de aumento de eficiencia en el consumo; que la viabilidad técnica y económica de la expansión determinará el ritmo al cual se puede eliminar la energía no servida; y que es necesario una evaluación detallada de las posibilidades de optimizar la disponibilidad de potencia del parque generador actual.

Posibilidades de expansión

Considerando que actualmente no existen proyectos analizados y financiados que pudiesen comenzar a construirse en forma inmediata, cualquier aumento de generación en el período 2009-2011 al menos, requiere ser suplido por la capacidad existente, rehabilitada, o re potenciada a través de inversiones de corto período de ejecución. En este contexto, las posibilidades identificadas son las siguientes:

- Aumento en las horas de funcionamiento de las unidades de ciclo abierto que utilizan FUEL N° 2.
- Conversión de las unidades de ciclo abierto a ciclo combinado, lo que implica agregar capacidad de generación a través de inversiones, sin aumentar los costos totales de operación, es decir, reduciendo el costo medio de operación por kwh generado. En todo caso, la ejecución de un proyecto como este requiere entre 12 y 18 meses, por lo tanto en el mejor de los casos podría disponerse a fines de 2010.

La construcción de nuevas centrales, considerando los períodos de estudio (decisiones de localización, análisis de impacto ambiental, proyecto de ingeniería, etc.), de financiamiento, y construcción, es una

solución para los aumentos de capacidad y/o para sustitución por combustibles o tecnologías más limpias para los años 2013 y posteriores. Por ello, se considera que su análisis debe formar parte del proceso de planificación descrito más adelante.

La CDEEE a partir de 2005 ha venido considerando la construcción de una central a carbón de 1200 MW (dos unidades de 600 MW), y ha avanzado hasta la etapa de elaborar los documentos de licitación. Sin embargo, el financiamiento de dicha inversión no ha logrado concretarse hasta ahora. Además de las dificultades de atraer financiamiento para un sector con serios cuestionamientos a su viabilidad financiera, las centrales a carbón tienen hoy día la complejidad de que su financiamiento, dependiendo de la fuente, puede ir atado a la utilización de tecnologías de reducción de emisiones, CO₂, lo que sólo es factible si se usa carbón de bajo componente de sulfuro, y con costos de inversión superiores a las centrales tradicionales. Por otra parte, en un sistema de aproximadamente 2500 MW no resulta técnicamente conveniente incorporar unidades mayores de 250 a 300 MW, por problemas de estabilidad del sistema. Cualquiera sea la decisión sobre este eventual proyecto, debe quedar claro que no aportaría capacidad al menos hasta 2011, en el mejor de los casos.

Otra de las opciones que se han considerado en el país es la instalación de nuevas unidades de generación ciclo combinado a gas, aprovechando las instalaciones de AES en Andrés, lo que permitiría aprovechar las economías de escala que aportan dichas instalaciones. Un proyecto de esta naturaleza también requeriría un tiempo de financiamiento, licitación, adquisición de equipos y construcción que impide una puesta en servicio en menos de dos a tres años.

En lo que respecta a las necesidades de inversiones en transmisión, los estudios existentes concluyen que existen dos líneas de trabajo destacables; la primera es el reemplazo del actual sistema de transmisión a 138 kV por uno de 350 kV, y la segunda es la construcción de un sistema de transporte “troncal” a 350 kV para la conexión con el nordeste del país. En el primer caso, esto no se requeriría hasta que las transferencias de potencia alcancen los 2500 MW, lo que según la demanda “*peak*” proyectada en los diversos escenarios no ocurriría antes de 2012, en caso de un alto crecimiento de la demanda. En cuanto al segundo componente considerado, la construcción del sistema de conexión con el nordeste es un proyecto que debe ser estudiado en función de las decisiones de localización que resulten del plan de expansión de la generación, y debe ser estudiado dentro del mismo plan.

Lo anterior no obsta para la consideración de refuerzos de la red actual en la forma de capacitores conectables e interrumpibles en línea, y de la revisión general del equipamiento actual para identificar posibles rehabilitaciones que resulten necesarias.

Considerando lo anterior, y bajo el supuesto del éxito del proceso de rehabilitación, el país debe preparar las condiciones para incorporar nueva capacidad a partir de 2013. Eso significa que se requiere trabajar con urgencia en la definición de una política energética clara y un plan de expansión eléctrico coherente con dicha política.

8.2 Preparación de una política de desarrollo eléctrico y plan de expansión

La República Dominicana depende en forma casi exclusiva en la utilización de combustibles fósiles para el desarrollo eléctrico, como lo muestra el Cuadro 8.1 de la sección anterior. Esto representa altos riesgos

económicos asociados a la incertidumbre de los precios internacionales de los combustibles, y altos costos ambientales, particularmente asociados a la producción de CO₂.

Considerando que a partir de 2011 o 2012 será necesario incorporar nueva capacidad de generación (suponiendo que los requerimientos de aporte de reserva pueden resolverse potenciando la capacidad instalada no disponible), el país requiere abocarse en forma inmediata a la elaboración de una estrategia de expansión y diversificación que le permita limitar los riesgos económicos y ambientales de la generación de electricidad.

La elaboración de esta estrategia le corresponde de acuerdo a la institucionalidad vigente a la Comisión Nacional de Energía. De esta manera, y sobre la base de los trabajos ya realizados por la institución³, y sin perjuicio de nuevos estudios que deban realizarse, los pasos a seguir son los siguientes:

- a) Análisis y definición de la estrategia de aumento de la oferta: dentro de ésta deben definirse los criterios para determinar la oportunidad de reducir la restricción del suministro, y la incorporación de los auto productores al SENI; lo anterior debe basarse en una evaluación económica a la luz de los problemas financieros del sistema. Cabe destacar que para los auto productores la ventaja de estar interconectados al sistema es la posibilidad de reducir sus requerimientos de reserva; al mismo tiempo, sólo considerarán la conexión en la medida que esta les garantice confiabilidad y calidad adecuadas a sus procesos productivos. En esta materia, y considerando que la conexión al SENI no es obligatoria, el análisis pertinente es la conveniencia económica y la oportunidad de dicha conexión considerando las restricciones que han aquejado y aquejan actualmente la operación del sistema, y las posibilidades reales de eliminarlas en forma definitiva.
- b) Determinación de las posibilidades de rehabilitación y re potenciamiento de la capacidad instalada actual, y evaluación de la reserva óptima requerida por el sistema.
- c) Evaluación del tamaño límite de las unidades generadoras que es técnicamente posible considerar para la expansión del sistema. Este es un aspecto que se relaciona estrechamente con la confiabilidad del sistema, con las necesidades de reserva, y particularmente con la estabilidad del sistema eléctrico. Es importante destacar que como regla general las unidades más grandes de un sistema no deben ser superiores a un 10% de la capacidad instalada total y de la demanda máxima, para evitar problemas de estabilidad del sistema ante una salida forzada de dicha unidad; y para evitar la necesidad de aumentar innecesariamente la reserva total y la reserva rodante del sistema. En el caso de República Dominicana, esto implica que al menos hasta 2015 no deben ser mayores de 300 MW.
- d) Recopilación del potencial para el desarrollo de fuentes de energías renovables no convencionales (mini centrales hidroeléctricas, eólica y biomasa).
- e) Análisis de la competitividad de las energías renovables no convencionales (ERNC), e identificación del modelo económico e instrumentos de fomento para su desarrollo.
- f) Análisis del modelo regulatorio y económico de la expansión de la generación (procedimientos de licitación de contratos, modelos de contratación, entre otros). Al respecto es necesario revisar el modelo de contratación de energía utilizada en el pasado, y evaluar las formas de licitación y contratación que se han desarrollado en otros países de América Latina y del Caribe, y que actualmente se aplican con éxito.

³ La CNE ha realizado estudios sobre las posibilidades de generación con energías renovables en República Dominicana; asimismo, se encuentra implementando un programa de asistencia técnica para su fortalecimiento. Los estudios existentes deben ser actualizados, y la asistencia técnica, de ser posible, utilizada para potenciar la capacidad de planificación estratégica de la CNE.

- g) Elaboración de un plan de expansión indicativo: identificación de la mezcla de tecnologías y programa de aumento de capacidad.

Es importante destacar el grado de urgencia de los trabajos antes listados. La puesta en servicio de nueva capacidad durante el año 2013 implica la necesidad de que la definición de la estrategia y el plan de expansión indicativo estén finalizados a mediados de 2010, de modo que en el período 2010-2013 se ejecute la licitación de contratos, y la construcción. Esto significa que el Gobierno debe dar prioridad inmediata a los trabajos de estudio y planificación a ser realizados por la CNE.

La preparación de los estudios mencionados implica en su conjunto una revisión no sólo de la estrategia de desarrollo eléctrico, sino de aspectos regulatorios tan variados como las normas de emisión y la tecnología de las futuras centrales, como la posibilidad de avanzar en el desarrollo de competencia en el suministro eléctrico a través de mejores prácticas en los sistemas de licitaciones de contratos de largo plazo. En todas estas materias es donde el rol de la Comisión Nacional de Energía como órgano rector de la planificación y el diseño regulatorio es indispensable. Por lo mismo, la gestión de la CNE puede requerir apoyo tanto en el plano técnico como administrativo para una implementación exitosa del plan de trabajo aquí esbozado.

8.3 Acerca del modelo de desarrollo de la nueva generación

Como se ha mencionado anteriormente, en la República Dominicana urge abordar en forma explícita la función de planificación de la expansión del sistema eléctrico. Se trata de una competencia indelegable del Estado y que puede ser ejercida en forma totalmente compatible con la gestión de las actividades empresariales por parte de agentes privados y públicos.

La adecuada asignación de roles entre el Estado y el sector privado y su efectivo cumplimiento, resulta fundamental para asegurar el desarrollo sostenible del sector eléctrico en países en crecimiento, como es el caso de la República Dominicana. Corresponde al Estado crear el marco legal, regulatorio e institucional que permita a los agentes económicos desempeñar las actividades empresarias, construyendo y explotando las instalaciones de infraestructura requeridas, en un marco de previsibilidad, transparencia y eficiencia en la gestión. También es responsabilidad del Estado fiscalizar el estricto cumplimiento de la normativa vigente. Pero, bajo ninguna circunstancia ello implica retornar al modelo estatista de integración vertical, predominante en la mayor parte de países de la región hasta la reforma iniciada a fines de la década de los años 80. Por el contrario, se deben modificar algunos aspectos del modelo de participación del sector privado introducido con las reformas a fin de corregir algunas limitaciones importantes del mismo, de cara al escenario energético global que se prevé para las próximas décadas. En efecto, ese escenario se caracterizará por altos precios de las fuentes primarias de energía y de los equipos de conversión, así como por una importancia creciente de los temas de seguridad de suministro y cambio climático. En ese contexto, el modelo de mercados de generación competitivos impulsados por agentes privados muestra severas limitaciones para atender de forma sostenible el crecimiento del consumo asociado al desarrollo económico.

Hoy en día, algunos países como Brasil, Chile, Colombia y Perú, entre otros, están reconociendo la necesidad de avanzar hacia un nuevo modelo sectorial, que reconoce roles claramente definidos para el Estado y para los agentes empresarios. El Estado tiene un papel protagónico en la planificación del sistema eléctrico (generación y transmisión fundamentalmente), pudiendo decidir según las circunstancias, ubicación, tecnología y oportunidad de la entrada de nuevas plantas y líneas al sistema. La idea fundamental en este nuevo esquema es fomentar la competencia de los agentes empresarios “por” el mercado de la

demanda a ser abastecida (actual y futura), en contraposición con el paradigma tradicional de competencia “en” el mercado. Esto implica que el Estado decide – con antelación - las plantas que se requieren para continuar creciendo de manera sostenida, y pone a disposición de los inversionistas la demanda requerida para hacer “bancable” o financiable estas inversiones a través de contratos a firme de largo plazo de compra-venta de energía (*Power Purchase Agreements* o PPA por sus siglas en inglés). Se fomenta la competencia entre agentes por el derecho a construir y operar cada planta previamente definida como necesaria por el Estado, así como a comercializar la potencia y energía asociadas a la misma, en el marco de PPAs a ser celebrados con las empresas distribuidoras. Los costos asociados a esos PPAs son reconocidos en las tarifas pagadas por los consumidores finales de energía eléctrica, a través de mecanismos de “*pass through*” establecidos de antemano y aplicados con transparencia por la entidad responsable de la regulación sectorial. El Estado, por su parte, se compromete también a otorgar los permisos ambientales requeridos para construir y operar la planta, conforme la normativa vigente. En cada caso concreto se desarrolla un proceso competitivo y abierto, que fomenta el ingreso de nuevos agentes bajo estas condiciones.

En el caso, específico de la República Dominicana este proceso se facilita por el hecho de que hoy el 100% de las distribuidoras está en manos del Estado y por tanto, el propio Estado puede poner a disposición de potenciales inversionistas la demanda necesaria para hacer viable estas inversiones. Conforme se aproxime la fecha de vencimiento de los actuales contratos de suministro de las EDEs (digamos con unos 4 años de antelación), el Estado puede optar por sacar a subasta su demanda para nuevas plantas – por ejemplo ciclos combinados a gas natural – con un precio tope y PPAs a firme por los próximos 15 años. Esto daría tiempo para realizar la inversión y promovería la competencia entre nuevos inversionistas.

El reto que tiene por delante DR es cómo atraer inversionistas en nueva generación en un ambiente crecientemente adverso, en el cual se ha deteriorado el clima de inversión del país y a lo cual se suman las restricciones de financiamiento asociadas a la crisis global. En ese contexto fuertemente negativo, es fundamental que la República Dominicana transmita señales claras acerca de la calidad de sus instituciones. Tal vez la más importante de esas señales es el cumplimiento estricto de los compromisos contractuales asumidos.⁴ En estas condiciones, una revisión unilateral de los Contratos de Madrid podría traer beneficios efímeros de corto plazo, a cambio de una ausencia total de inversores serios en el sector a mediano plazo. Arreglar el tema de las deudas con el sector privado será, sin dudas, un tema central para empezar a restablecer este clima de inversión. El rol central que juegan los PPAs de largo plazo para dar las señales de precios y previsibilidad a los inversionistas requiere: (i) que los mecanismos de pago sean transparentes y (ii) que haya credibilidad respecto de que los compromisos se cumplen.

⁴ La inclusión de “contratos-Ley” que tienen rango constitucional en algunos de países de la región ha tenido mucho éxito para atraer inversión en condiciones extraordinariamente difíciles, como fue el caso de Perú en los 90’s en medio de una cruenta guerra subversiva.

Parte II

Impacto de las medidas

9. Impacto de las medidas para el sector eléctrico dominicano

9.1 Impacto económico de las medidas del Plan de Acción

Las medidas consideradas dentro de este Plan de Acción tienen efectos directos o indirectos sobre la situación económica de las empresas y sobre el déficit sectorial, que históricamente ha debido ser financiado por el Estado. Cabe recordar que entre los años 2005 y 2008 el sector eléctrico requirió transferencias fiscales de más de US\$ 3000 MM, es decir, un promedio superior a US\$ 600 MM por año. El déficit total de 2009 es aún incierto, debido a la dificultad de prever con exactitud, incluso en el corto plazo, variables tales como los precios de los combustibles, el nivel de demanda atendida, los impactos en la demanda de los aumentos de tarifas recientemente implementados, el impacto del cambio de administración sobre los costos de EDESTE, y los esfuerzos de reducción de pérdidas y de costos de operación que realizan las empresas filiales de CDEEE. Sin embargo, considerando escenarios probables de eficiencia de las empresas, comportamiento de los costos de los combustibles, entre otras variables, resulta claro que el déficit en los años posteriores puede reducirse significativamente si las medidas del Plan de Acción se implementan y mantienen en el tiempo.

Para evaluar el impacto de las medidas del Plan de Acción, se elaboró un modelo que refleja las fuentes de ingresos y gastos para todas las empresas estatales del sector. El énfasis del análisis se centró en los resultados operacionales, dado que la fuente de déficit es la estructura de ingresos y costos operativos, es decir, los bajos niveles de tarifas y de recuperación de efectivo por excesivas pérdidas y baja cobranza, por una parte, y los altos niveles de costos, altamente relacionada a los contratos de compra de energía, que no se integran en un “*pass-through*” en tarifas, y a los bajos índices de eficiencia de las empresas distribuidoras, que se reflejan en indicadores tales como Kms. de línea y N° de clientes por trabajador¹.

9.2 Medidas evaluadas

Con el objeto de evaluar el impacto de las medidas, se estructuró un “escenario base” que refleja los resultados esperados en caso de no implementarse las medidas esenciales del Plan de Acción. Este escenario considera el nivel tarifario vigente al mes de mayo de 2009; los precios de los combustibles efectivos entre enero y junio, y un supuesto de que se mantienen sin variaciones en adelante; los niveles de pérdidas de energía y de cobranza del año 2008; y los costos de operación promedio equivalentes al 2008.

Sobre esta base, se estimaron los cambios en los resultados operacionales debido a la implementación de las medidas que se describen a continuación.

Aumento de tarifas: Este escenario refleja el efecto de los aumentos tarifarios realizados por el Gobierno entre junio y julio de este año, y supone que los niveles alcanzados se mantienen en términos reales, modificándose en función de las variaciones en los factores de costo que están considerados en las fórmulas de indexación de la llamada “tarifa indexada”. Cabe destacar que estas modificaciones de tarifas corresponden a las propuestas por el Plan de Acción elaborado por el Banco Mundial y el BID, las que formaron parte del diálogo mantenido con el Gobierno durante los meses de elaboración del Plan².

El cuadro 9.1 muestra la reducción en el déficit sectorial estimado, para cada medida implementada. Como puede observarse, el aumento tarifario implica una reducción del déficit y por lo tanto un ahorro de recursos

¹ Según se presentó en el Capítulo 5.

² Se consideró un 12% de aumento en los tramos de consumo mayor a 300 kwh mensuales, efectuado entre junio y julio de 2009, y un 5% en los tramos de consumo menores que 300 kwh, ejecutado en septiembre de 2009.

al Estado, que va desde US\$ 60 MM en 2009 hasta US\$ 150 MM el año 2013, con un ahorro en el período de US\$ 632 MM.

Aumento del CRI: Este escenario refleja la reducción de pérdidas, y el aumento de la tasa de cobranza, hasta alcanzar los niveles presentados en el cuadro 4.3 de este documento. La reducción del déficit es moderada en 2009, de US\$ 19 MM debido a que se consideraron logros de aumento del CRI moderados para el año, considerando los niveles de mayo de este año e incorporando mejoramiento gradual a partir de junio. Es importante destacar, sin embargo, que de todas las medidas consideradas, esta es la que tiene un mayor rendimiento en el mediano plazo, como puede observarse en la reducción del déficit estimado en el período 2009-2013 que se presenta en el cuadro 9.1., y que alcanza a US\$792 MM en todo el período.

Reducción de los gastos de operación: Considerando que las empresas distribuidoras muestran bajos índices de eficiencia si se comparan con empresas similares en América Latina, y que asimismo los costos de operación de CDEEE son mayores de los encontrados normalmente en empresas “holding”, se consideró necesario evaluar los efectos de un esfuerzo de reducción en los costos corrientes de operación, es decir, personal, proveedores, materiales, y otros. Se consideró un 20% de reducción, para todas las empresas, a partir de julio de 2009.

El resultado muestra que esta medida tendría un alto rendimiento, con un ahorro de US\$ 33,5 MM en 2009, y un ahorro total de aproximadamente US\$ 313 entre 2009 y 2013.

Finalmente, el cuadro muestra el efecto estimado de combinaciones de las medidas anteriores; es importante destacar que la implementación de todas ellas implicaría ahorros de US\$119MM en 2009, de US\$613 MM en 2013, y de más de US\$ 1970 MM en todo el período, lo que implica que en cinco años podría prácticamente eliminarse el déficit sectorial.

Cuadro 9.1 Efectos de las Medidas sobre el déficit sectorial

	2009	2010	2011	2012	2013	Total
Medidas						
Tarifas	59.88	134.91	141.15	145.64	150.63	632.21
CRI	19.72	81.71	155.51	236.63	298.84	792.41
OPEX	33.55	65.86	68.07	71.36	74.74	313.58
Tarifas+CRI	85.91	241.28	341.08	450.90	539.16	1,658.33
Tarifas+CRI+OPEX	119.46	307.14	409.15	522.26	613.90	1,971.91

Fuente: Cálculos propios.

Este análisis permite ilustrar que el déficit financiero sectorial se origina en elementos de ineficiencia que son subsanables y manejables. El círculo vicioso (alto hurto de energía - bajos índices de cobranza - bajo CRI - tarifas insuficientes - baja disponibilidad de recursos para inversión - altas pérdidas técnicas - mala calidad de servicio - alto déficit - apagones financieros) no era privativo del sector eléctrico dominicano a principios de los años noventa, sino se presentaba en muchos países de América Latina y el Caribe. La mayoría de ellos efectuaron reformas exitosas durante dicha década, y eliminaron o redujeron sustantivamente un problema que afectaba su desarrollo.

En particular, la reducción y eventual eliminación del déficit sectorial permitirá la eliminación del déficit de generación y los apagones, tanto por la disponibilidad de recursos propios sectoriales para inversión como por la reducción de incertidumbre de pago para generadores actuales y futuros inversionistas. Asimismo, se viabilizará el aumento de la calidad del servicio, lo que no sólo tendrá efectos positivos en la satisfacción de los usuarios sino también en su voluntad de pago.

El logro de estos objetivos descansa en que las autoridades de Gobierno, y las del sector, atiendan en forma efectiva los aspectos cruciales para la recuperación:

1.- La alineación efectiva de las tarifas a los costos del suministro, que implica permitir los ajustes requeridos en función de los aumentos de costos de generación, por una parte, y la implementación de la “tarifa técnica” a la brevedad posible. Junto con ello, es esencial avanzar lo más expeditamente posible en la focalización de los subsidios, que facilitará la viabilidad social de la mantención de los niveles tarifarios generales ajustados a los costos de suministro.

2.- Un decidido apoyo político y esfuerzos de gestión para aumentar la eficiencia, tanto en lo que respecta a aumentos del CRI como a la reducción de costos de operación. Elemento esencial de lo anterior es la reducción del hurto de energía y el no pago. Esta es una tarea que exige de la voluntad política de aplicar todos los instrumentos legales que están disponibles, y que requiere firmeza de parte del Gobierno, por la presión que puede ser ejercida por quienes incurren en estas prácticas, y que históricamente han dificultado la solución al problema.

3.- En el mediano plazo, un esquema de decisión de inversiones futuras que garantice costos competitivos de la energía, a través de un sistema de planificación y licitación de contratos diseñado con ese propósito.