

**SOSTENIBILIDAD DE LA REFORMA
DE LA ELECTRICIDAD EN LATINOAMERICA -
ESTUDIO DE CASO DE HONDURAS**

Ian Walker y Juan Benavides

Cliente: Banco Interamericano de Desarrollo

Versión 2.5

11 de abril de 2002

ESA Consultores Internacional.

Tel +504 2388570. Fax 2388572. Email esa@esa.hn

SOSTENIBILIDAD DE LA REFORMA DE ELECTRICIDAD EN LATINOAMÉRICA – ESTUDIO DE CASO DE HONDURAS

Ian Walker y Juan Benavides

INDICE

1.	Resumen.....	1
2.	Diagnóstico	5
2.1.	Sobre-expansión y crisis, 1984-1993.....	5
2.2.	La reforma de 1994	6
2.2.1.	Reseña.....	6
2.2.2.	Gobierno del Sector.....	7
2.2.3.	Estructura y arquitectura del mercado.....	8
2.2.4.	Régimen fiscal.....	9
2.2.5.	Tarifas del usuario	9
2.2.6.	Subsidios.....	11
2.2.7.	La expansión de la generación privada con los CEE.....	12
2.2.8.	Problemas con la adjudicación de los PPA y contratos de arrendamiento	13
2.2.9.	Mejoras de eficiencia.....	14
2.2.10.	Cobertura	15
2.2.11.	Confiabilidad del servicio	15
2.2.12.	Comportamiento financiero.....	16
2.3.	La propuesta de reforma 1998-2001.....	17
2.3.1.	Reseña.....	17
2.3.2.	Evaluación del proceso	19
1.	Impedimentos al proceso de reforma	20
3.	20
2.4.	Reseña	20
3.2.	Impedimentos a la reforma.....	20
3.2.1.	Impedimentos políticos	20
3.2.1.	Impedimentos institucionales y físicos a la reforma	28
3.2.2.	28	
4.	Recomendaciones	34
4.1.	Resumen de la estrategia de reforma propuesta.....	34
4.2.	Discusión de aspectos clave relacionados con la estrategia propuesta de reforma.....	36

4.3	La factibilidad política de la estrategia propuesta.....	43
-----	--	----

SOSTENIBILIDAD DE LA REFORMA DE LA ELECTRICIDAD EN LATINOAMERICA

ESTUDIO DEL CASO DE HONDURAS

Ian Walker y Juan Benavides²⁵

Versión 2.5. 11 de abril de 2002

1. Resumen

En años recientes ha existido mucha preocupación en cuanto a la sostenibilidad de las reformas del sector eléctrico en Latinoamérica. Varios países que abrieron el camino a las reformas, basado en mercados mayoristas liberalizados de generación, tales como Argentina, Chile y El Salvador, han encontrado problemas imprevistos, conduciendo a la necesidad de correcciones a mitad del camino. Mientras tanto, otros países (tales como México y Venezuela) han avanzado más lentamente en sus procesos de reforma, pues se han presentado dudas acerca de la sostenibilidad del nuevo modelo.

El pequeño estado centroamericano de Honduras es parte del grupo “rezagado”. Aunque en 1994 se legisló una primera reforma, solo fue parcialmente implementada. Los intentos para introducir una segunda reforma principiaron en 1998 y se prolongaron por tres años antes de atascarse a mediados del 2001. Este Estudio de Caso analiza la reciente historia del sector eléctrico en Honduras y describe el proceso de reforma hasta la fecha, buscando identificar los avances que se han logrado, los problemas que subsisten y las opciones disponibles para su corrección.

El marco usado para estudiar el avance y la sostenibilidad de la reforma, derivado del estudio regional del cual forma parte este documento, considera las siguientes áreas:

- ✍ **Gobernabilidad:*** ¿Hasta qué punto se ha movido el sector eléctrico del modelo de “estado como empresario” al de “estado como regulador”, con participación privada en las actividades productivas del sector (generación, transmisión y distribución)?
- ✍ **Estructura y Arquitectura del Mercado:*** ¿Cuánto progreso se ha logrado al cambiar el esquema tradicional del monopolio de proveedores y la regulación de “costo más honorarios”, que tienen la tendencia a condonar la ineficiencia y promover la sobre-inversión, con mercados competitivos que pueden producir ganancias de eficiencia y mejor valor-por-el-dinero para los consumidores?
- ✍ **Sostenibilidad:*** ¿Cuáles impedimentos políticos, institucionales y técnicos existen para la implementación y futura sostenibilidad del proceso de reforma?

²⁵ Ian Walker es Director de ESA Consultores Internacional y Juan Benavides es un especialista en infraestructura del BID. Este estudio es parte de un análisis a través del país de la sostenibilidad de la reforma del sector eléctrico en Latinoamérica emprendido por el BID con el apoyo del Fondo Fiduciario Noruego. Comentarios detallados y sugerencias sobre borradores anteriores fueron proporcionados por Jaime Millán, Carlos Trujillo y Gonzalo Arroyo del BID, el Profesor Nils-Henrik von der Fehr de la Universidad de Oslo y José Morán, Gerente de EMCE. Los puntos de vista y opiniones de este documento son de los autores y no necesariamente reflejan la posición oficial del Banco Interamericano de Desarrollo. Como de costumbre, la responsabilidad por errores de comisión u omisión es exclusivamente de los autores.

/// Estrategia de reforma: ¿Qué es lo que podemos sacar en conclusión de lo anterior para el diseño de un proceso apropiado y sostenible de reforma?

Al elaborar recomendaciones para la estrategia de reforma, el documento toma en cuenta las condiciones sobresalientes en Honduras que condicionan la posibilidad del éxito. Entre los impedimentos clave identificados están los siguientes:

- ///* La expansión financiada por el Estado ya no es viable debido al alto endeudamiento de Honduras y a su limitada capacidad crediticia. En reconocimiento de ello, el objetivo principal de la reforma es aumentar la disponibilidad de la electricidad a precios eficientes mediante inversión privada, a fin de enfrentar la demanda y permitir que la cobertura continúe expandiéndose.
- ///* Honduras no tiene un clima favorable para la inversión. Esto tiene dos consecuencias importantes. Primero, cuando el riesgo es grande, es probable que el costo del capital privado sea alto. Segundo, los inversionistas pueden buscar protegerse a través de la negociación de privilegios y protecciones especiales (tratamiento fiscal favorable permitiendo la integración vertical, períodos más largos de concesión y contratos, etc.). Honduras necesita encontrar la manera de movilizar el capital privado hoy día a costos competitivos sin echarse a costas en el futuro un mercado no competitivo acibillado con tratamientos especiales.
- ///* Honduras tiene una pequeña demanda de electricidad. Un generador único eficiente podría en principio, cumplir todos los requerimientos del país. El potencial para la competencia de mercado spot mayorista de energía estará limitado aun cuando el comercio principie en el Mercado Centroamericano de Electricidad (MCAE). Lo pequeño del mercado restringe las opciones para organizarlo. En particular será muy difícil a corto y mediano plazo operar un mercado spot satisfactorio para la determinación de precios de generación y no será factible regular la expansión de la generación simplemente a través de las reacciones de los actores privados frente a los precios actuales y esperados del mercado spot.
- ///* La capacidad reguladora en Honduras es débil. Los reguladores de los servicios públicos no son ni independientes ni financieramente autónomos. Los recursos humanos y otros para conducir la regulación en la electricidad y otros servicios públicos son escasos. Esto es un argumento para preferir una arquitectura de sector que presenta problemas reguladores simples que pueden tratarse con reglas claras, a una que presenta problemas reguladores complejos y por lo tanto requiere un gran alcance para discreción reguladora. Esta es una razón más por la que es probable que fracase un mercado mayorista de energía basado en mercado spot – en el que la principal tarea reguladora sería asegurar el mantenimiento de condiciones competitivas. Es probable que el regulador termine teniendo que regular directamente los precios del mercado spot conduciendo a conflictos e inseguridad.
- ///* El gobierno del sector es débil. El sector de energía no tiene un lugar en el ámbito ministerial, es solamente uno de los muchos aspectos manejados por la SERNA (*Secretaría de Recursos Naturales*). De hecho, la ENEE, la empresa de propiedad del estado a cargo de los activos de distribución, transmisión y generación pública, continúa siendo el instrumento directo de política de la rama Ejecutiva.

✍ Hay un escepticismo público ampliamente difundido acerca de los beneficios de privatización para los consumidores. Esto se explica en parte debido a que algunas privatizaciones anteriores en otros sectores fueron rodeadas de sospechas de corrupción, y en parte porque - en contraste con el gobierno - no se espera que las compañías privadas tomen en cuenta los problemas de los pobres en sus decisiones.

Basado en esta apreciación de prioridades y restricciones el documento hace recomendaciones para avanzar con el proceso de reforma que están dirigidas a promover una mayor inversión privada y al mismo tiempo mejorar continuamente el gobierno del sector.

El documento está organizado como sigue: Sección 2, “*Diagnóstico*”, analiza la historia reciente y el comportamiento del sector eléctrico hondureño, mostrando cómo una reforma parcial implementada a mediados de los años 90 alivió el impedimento financiero del sector mediante el recurso a Convenios de Compra de Energía (PPA, por sus siglas en inglés), pero no hizo mucho para modernizar su estructura (ya sea en gobierno, estructura o arquitectura). La función de política del sector continua estando mal definida y poco cumplida, y el regulador es técnicamente débil y poco independiente. Esta sección ofrece una Reseña del comportamiento del sector, informando de importantes avances en cobertura y racionalización del costo en la ENEE, pero problemas sistémicos continuos relacionados con el financiamiento de la expansión de capacidad, especialmente para generación, y una tendencia continua hacia la insuficiencia de tarifa - especialmente los componentes de distribución y transmisión. También muestra cómo el detenido proceso de modernización ha traído al juego a varios actores con un interés potencial en bloquear una mayor reforma (incluyendo los propietarios de los PPA y los contratos de arrendamiento y del contrato para facturación y cobro). Finalmente, la sección examina el resultado de los esfuerzos - principados en 1998 - para implementar una reforma de segunda generación en Honduras.

Sección 3 -“*Impedimentos al Proceso de Reforma*”. La sección principia analizando las metas del proceso de reforma en la luz de los descubrimientos del diagnóstico anterior. Existen diferentes ideas de cuáles problemas está tratando de resolver la reforma y de cómo el nuevo modelo las tratará. Esta sección enfatiza que el grupo de problemas actualmente enfrentado por Honduras – deficiencias de cobertura, restricciones de capacidad y debilidad de tarifas - escasamente corresponde al grupo característico de problemas tratados por las reformas de “segunda generación” en países del primer mundo – sobre-expansión, selección de tecnologías “plateadas en oro” y tarifas del consumidor por consiguiente infladas. Argumenta que las tareas prioritarias son: la movilización del capital privado para inversión en el sector, la continuación de la expansión de cobertura, y el fortalecimiento de tarifas efectivas en función de costo para hacer que este esfuerzo sea sostenible.

Después, analiza los obstáculos políticos, institucionales y físicos a la reforma. El análisis sugiere que el fracaso hasta la fecha del esfuerzo de reforma es debido no sólo al poder de intereses creados opuestos, sino también a la falta de claridad de la propuesta de reforma, con relación a las metas y contenido, y a dudas razonables sobre la viabilidad de implementar un modelo basado en mercado spot para manejar el mercado de generación al por mayor en Honduras.

Un conteo de las fuerzas nacionales y externas involucradas en el proceso de reforma muestra un esparcido ha sido el apoyo para la reforma como se ha postulado a la fecha. Esto no es de extrañar, pues hay poco entendimiento de exactamente cómo se supone que funcione el nuevo modelo en Honduras. La vaguedad de la redacción de la legislación se suma a la confusión, así como también la secretividad del proceso legislativo. Esto hace difícil ganar el argumento para la reforma, no sólo con los populistas, oponentes “en principio” a la privatización, sino también con tomadores de decisiones bien intencionados quienes están genuinamente interesados en tomar las mejores decisiones posibles para el beneficio del país.

La sección después analiza una serie de impedimentos institucionales y técnicos que dan lugar a dudas razonables sobre lo bien que puede esperarse que funcione en Honduras a corto y mediano plazo un modelo completamente liberalizado. El tamaño pequeño del mercado hará difícil establecer una estructura competitiva y al mismo tiempo aprovecharse de economías de escala disponibles en generación, y el mercado regional no mitigará estos impedimentos en un futuro cercano. Tampoco es probable que Honduras desarrollará fácilmente la capacidad reguladora para asegurar resultados competitivos en un mercado imperfectamente competitivo. El documento también pone en duda la suposición standard de que la reducción de la tasa de retorno en la inversión privada en el sector deberá ser una meta de corto plazo. Argumenta que en el contexto del clima de inversión hondureña, si se pide a los inversionistas que asuman mayores riesgos, *ceteris paribus* el costo del capital puede esperarse que aumente y que la oferta de inversión baje.

En vista de estas consideraciones, en la Sección 4 - "*Recomendaciones*"– el documento propone una estrategia de reforma “rodante” basada en una priorización de problemas y soluciones. La estrategia sugerida daría inmediatamente prioridad al fortalecimiento del gobierno del sector (la determinación políticas y la regulación) y a “desempacar” a la ENEE.

Para fortalecer el gobierno del sector, propone la creación de una Secretaría de Energía, con un lugar en el gabinete. La regulación sería fortalecida estableciendo una entidad reguladora multi-sectorial, que fuera menos vulnerable a la “captura”. La estructura del mercado se movería hacia adelante a través del desligamiento y “corporatización” de los activos de la ENEE, y la privatización de la distribución. La integración vertical (e.g. entre distribución y generación) estaría prohibida, y también se establecerían límites a la concentración en la generación.

Se recomienda para el mediano plazo retener una estructura para el mercado de generación que incluya la administración centralmente planificada de la expansión de la capacidad, basada en los pagos de capacidad a los inversionistas privados, como se hace en la actualidad de conformidad con los PPA. Estos serían asignados a través de licitaciones públicas de capacidad, transparentes y competitivas, conducidas bajo la vigilancia del regulador.

El costo financiero total de los pagos de capacidad, más el costo de despacho de la energía, sería pasado al consumidor. También se recomienda que los distribuidores preparen mecanismos para introducir mecanismos de sensibilidad al precio en el lado de la demanda,

lo cual también proporcionaría una base empírica para la valoración de una demanda no servida.²⁶ Esto ayudaría a reducir el riesgo de sobre-expansión.

Un cambio hacia un modelo que depende de la competencia en el mercado de generación sería pospuesto hasta que un mercado regional centroamericano de electricidad completamente integrado sea una realidad. Esto eventualmente proporcionaría una escala suficiente para cambiar el balance de riesgos y beneficios en favor de la completa liberalización en generación. Honduras y Centroamérica estarían entonces en una posición de beneficiarse con las lecciones aprendidas en otros países en relación con el diseño de la arquitectura de mercado y las restricciones reguladoras asociadas, necesarias para maximizar las ganancias esperadas de tal transformación.

2. Diagnóstico

Esta sección examina la reciente historia del sector eléctrico hondureño, describiendo brevemente los orígenes de la crisis de 1994, resumiendo el contenido de la reforma encapsulada en la Ley Marco del Sector Eléctrico de 1994 y revisando el comportamiento del sector desde que la ley de 1994 fue acordada.

2.1. Sobre-expansión y crisis, 1984-1993

El modelo tradicional *étatist* del sector eléctrico data desde la formación de la compañía de electricidad de monopolio estatal verticalmente integrada de Honduras, la ENEE en 1957. El modelo tuvo su apogeo a principios de los años 80, cuando la ENEE emprendió una ambiciosa expansión hidroeléctrica mediante la construcción de la represa El Cajón de 300 MW, a un costo de capital de \$680 millones, aumentando la capacidad instalada en un 144%, de una sola vez (tabla 1).²⁷

El empréstito que financió esta inversión fue insostenible. La represa amplió la capacidad muy en exceso de la demanda, y la intención era usar la capacidad sobrante para exportaciones. Sin embargo, debido a limitaciones en la interconexión regional enlazando a Honduras con Nicaragua, Costa Rica y Panamá en el sur, la ENEE no pudo generar los ingresos esperados por exportación. Tampoco la tarifa local fue ajustada para cubrir el costo del servicio de la deuda. Más bien, un agresivo programa de electrificación rural resultó en la incorporación al sistema de clientes adicionales productores de pérdidas. Eventualmente, la ENEE dejó de pagar el servicio de la deuda al Ministerio de Finanzas. Esto contribuyó de manera importante a la suspensión del pago de servicio de la deuda externa en 1989 con las instituciones financieras multilaterales. Después de eso, la depreciación de la moneda (como parte del resultante paquete de ajuste), erosionó el valor en dólares de la tarifa, reduciendo aun más la capacidad del servicio de la deuda de la ENEE.

²⁶ Aunque la expansión de la capacidad sigue siendo una decisión central de planificación, este valor serviría como indicador para el planificador, en relación con la compensación entre la expansión de la capacidad marginal y el riesgo de tener una demanda no servida.

³ Algunas fuentes indican el costo final de El Cajón llegó hasta \$1.2 billones, incluyendo los pagos de interés sobre el préstamo.

Tabla 1 – Capacidad y demanda en el sistema eléctrico hondureño, 1980-99

	Capacidad instalada MW	Demanda máxima MW	Generación Neta (GWh)			%	
			Pública	Privada	Total	% privado	Factor Carga
1980	207.8	156	854.2	0.6	854.8	0.1	63.3
1985	560.3	220	1346.2	5.7	1351.9	0.4	63.5
1990	532.6	351	2273.6	0.0	2273.6	0.0	63.1
1995	755.9	504	1914.9	882.7	2797.6	31.6	63.0
1996	753.0	534	2042.2	1020.3	3062.5	33.3	64.1
1997	729.0	605	2127.0	1074.0	3201.0	33.6	63.3
1998	775.0	650	2196.8	1313.7	3510.5	37.4	62.5
1999	906.3	661	2175.2	1252.9	3428.1	36.5	61.5

A principios de los años 90, la expansión de capacidad se detuvo, debido en parte a la percepción de que la represa de El Cajón era más que suficiente para cubrir la demanda potencial, y en parte debido a la continua insolvencia financiera de la ENEE. Las Instituciones Financieras Internacionales cambiaron su política anterior de financiar inversión de infraestructura en electricidad mediante préstamos a gobiernos, prefiriendo promover la incorporación de financiamiento privado. En este contexto, el acceso al financiamiento de las IFI fue suspendido, haciendo imposible contratar nueva capacidad propia durante este período.

Pero una sequía multi-anual de 1990-94 condujo rápidamente a una severa crisis de energía con grandes apagones en el ámbito nacional por nueve meses en 1994²⁸. Esta crisis se hizo más severa de lo que hubiese sido por el abandono de la capacidad térmica de reserva de la ENEE en los años 80, cuando no fue mantenida en condiciones óptimas para uso en emergencias.

2.2. La reforma de 1994

2.2.1. *Reseña*

La crisis de energía de 1994 abrió el camino para una reforma sectorial de “primera generación” en 1994, en el contexto de un préstamo para reforma sectorial financiado por el Banco Mundial y el BID. La Ley Marco de 1994, que todavía está en vigor, fue la primera ley de modernización del sector eléctrico que fue aprobada en Centroamérica. Estaba basada en el modelo chileno y contemplaba una separación de funciones (política, regulación y producción de servicio). Las principales motivaciones para la reforma de 1994 fueron las ineficiencias y las restricciones de capacidad del sistema de propiedad del estado. La ley fue promovida por las IFI (FMI, Banco Mundial, BID), como parte del proceso de

²⁸ El sistema hidroeléctrico de El Cajón (Francisco Morazán) es una planta de “pie de embalse”, que pierde hasta el 50% de su capacidad cuando los niveles del embalse están bajos.

ajuste estructural que había principiado en 1990. Una vez que la situación macroeconómica había sido corregida, la electricidad era uno de los primeros enfoques de los préstamos del ajuste sectorial. El gobierno estaba fuertemente comprometido con usar fuentes privadas para el futuro crecimiento de generación, y también estaba motivado por la oferta de apoyo a la balanza de pagos de acuerdo con la operación de reforma. La ley buscaba lo siguiente:

- ☞ Fortalecer la situación financiera de la ENEE al institucionalizar tarifas basadas en costo, vigiladas por un Regulador específico del sector.
- ☞ Promover la inversión privada a través de la privatización de la distribución y los PPA en generación.
- ☞ Aumentar la eficiencia. La ENEE estaba sobrecargada de personal e ineficiente en otras comparaciones internacionales estándares, tales como pérdidas del sistema.

Los siguientes párrafos resumen los avances en el gobierno, estructura, arquitectura y desempeño del sector de posterior a la introducción de la ley de 1994.

2.2.2 Gobierno del Sector

Según la política de sector de la Ley Marco de 1994, hay un Gabinete de la Energía encargado de definir la política de sector, que se reúne de manera *ad-hoc*, normalmente para tratar las situaciones de crisis. En forma diaria, la política de sector es responsabilidad de SERNA (la Secretaría del Ambiente y Recursos Naturales), que tiene una Dirección de Energía y está encargada de asegurar el suministro suficiente de capacidad y energía. Sin embargo, el liderazgo de la SERNA en el sector es débil, y la principal preocupación de la Secretaría en relación con la electricidad parece ser la promoción de fuentes renovables de energía. En la práctica, la planificación del sector todavía se hace en gran medida dentro de la ENEE, y es llamativo que la SERNA no jugó un papel protagónico en la promoción de la nueva reforma en 1998-2001.

También existe un problema de conflicto de intereses: La SERNA está encargada del control ambiental de los nuevos proyectos de electricidad, lo que podría entrar en conflicto con la función de política de proponer expansiones. Sin embargo, este arreglo también tiene un lado positivo, en cuanto a que hace más fácil negociar arreglos entre consideraciones ambientales y el sector de energía, evitando el tipo de enfrentamiento que recientemente condujo a problemas con la expansión de la capacidad de generación en California.

La *Comisión Nacional de Energía Eléctrica* (CNEE) fue creada conforme a la Ley de 1994, como regulador de sector único. Antes de la aprobación de la ley de 1994, el regulador era la *Comisión Nacional Supervisora de Servicios Públicos* (CNSSP), ente multi-sectoral, que había negociado un Contrato Plan con la ENEE, como una medida provisional pendiente de la (supuestamente inminente) privatización de la distribución. En 1977, el Gobierno cambió la ley para reducir la independencia del Regulador, cambiando su nombre por el de *Comisión Nacional de Energía* (CNE).

Formalmente, la CNE es una “entidad desconcentrada” de la SERNA. Esto significa que forma parte de la secretaría pero que tiene un alto nivel de independencia operacional. Sin embargo, la CNE generalmente es considerada débil. El Ejecutivo la controla con nominación directa del Presidente de todos los Comisionados por período presidencial de

cuatro años. A la CNE también le falta independencia fiscal – su presupuesto es controlado por la SERNA. La CNE también es técnicamente débil, siendo muy dependiente de la ENEE para información y análisis. Los usuarios no tienen derechos efectivos en cuanto al derecho a acceso o calidad de los servicios.

El arreglo legal y administrativo para la regulación también es deficiente. No existe ninguna legislación general antimonopolio en Honduras y el poder judicial históricamente ha sido altamente politizado e incompetente. Se hacen esfuerzos actualmente para modernizar el poder judicial y fortalecer su independencia.

El Congreso Nacional tiene una Comisión de Energía que vigila la legislación en el área de electricidad.

2.2.3 Estructura y arquitectura del mercado

La Ley Marco de 1994 propuso la separación vertical del sector a través de la privatización de la distribución, pero esto nunca fue implementado. El sector por lo tanto sigue estando centrado en el monopolio estatal verticalmente integrado, la *Empresa Nacional de Energía Eléctrica*, ENEE. La compañía es regida por la ley de 1957 que la creó, enmendada por la Ley Marco del Sector de 1994. La ENEE sigue estando a cargo directo de toda la generación hidroeléctrica, transmisión, distribución y planificación indicativa, y opera el centro de despacho. Hay contratos a empresas privados para facturación y cobranza y en la generación. La mayor parte de la generación térmica está manejada por compañías privadas con contratos de la ENEE a través de PPA, contratos de arrendamiento y convenios de co-generación. La ENEE también tiene un monopolio legal sobre el comercio externo de la electricidad.

La ENEE opera el despacho económico basado en los costos marginales de corto plazo específicos de cada planta, negociados en cada PPA y sus respectivas indexaciones. Un Programa Estocástico Duo-Dinámico (MPODE) es usado para minimizar el valor presente descontado del costo de la futura operación de las plantas hidro y térmicas del sistema interconectado, basado en la demanda proyectada, los precios del combustible y las probabilidades de caudal de agua. Un valor (arbitrariamente determinado) del costo de la demanda insatisfecha también es usado como parte del cálculo. La programación se hace mensualmente. Una vez que el despacho hidroeléctrico y térmico han sido determinado, la demanda térmica es asignada entre las plantas en orden económico, basado en los costos marginales de corto plazo para la ENEE de despachar a cada una de las plantas disponibles. Se permite a los propietarios de los PPA bajar su precio de oferta a menos del tope negociado, para mejorar su oportunidad de ser despachados.²⁹

Los proyectos de energía renovable del sector privado hasta de 50 MW reciben tratamiento especial en las reglas de despacho. A fin de promover la energía renovable, se requiere a la ENEE que compre energía de las fuentes hidroeléctricas, solares o similares privadas, al costo marginal del sistema más el 10%.³⁰ Una vez que el contrato a largo plazo ha sido firmado, la ENEE está obligada a tomar toda la energía disponible de la planta al precio

²⁹ Este ajuste de precios se hace después de que el modelo MPODE es operado; de manera que el resultado es sub-óptimo.

³⁰ Esto está especificado en Decreto 267-98 y Artículo 12 de la Ley Marco de 1994.

contratado. Esto pretende dar al inversionista un bajo nivel de riesgo del mercado. Este arreglo ha sido criticado por colocar a estas plantas fuera de la racionalidad del mecanismo de despacho centralizado. Sin embargo, esta objeción refleja confusión entre el concepto del contrato financiero y el del valor económico de los recursos. Puesto que no hay pagos de capacidad para estas plantas, la remuneración financiera por cada kWh despachado incluye la de inversión de capital, que a su vez hace necesario garantizar la compra de energía de la planta.³¹ Pero no hay motivo en principio para que estas plantas no sean despachadas con base en el valor económico del agua como es calculado en el programa de MPODE.

En la actualidad, tres plantas hidroeléctricas privadas están en diferentes etapas de desarrollo (Cangrejal, 50 mW, Babilonia 4 mW y Yojoa, 0.7 mW) y un proyecto de generación de viento de 60 mW está en preparación en *Cerro de Hule* al sur de Tegucigalpa. El contrato para el proyecto Cangrejal especifica diferentes precios de acuerdo con el período de despacho: 8.7 centavos por horas pico, 6 centavos por horas intermedias y 4.5 centavos por horas bajas. Esta estructura de precios fue convenido a fin de dar al empresario un incentivo ex-ante para construir la capacidad de almacenamiento dentro de lo que de otra manera hubiera sido una estación de fuerza sin almacenamiento.

Con relación a la transmisión, la ENEE históricamente ha fijado tarifas para uso privado de la red de transmisión y las ha usado para defender sus contratos rentables con grandes consumidores contra la incursión de generadores privados. Sin embargo, recientemente, convenios regionales han sido celebrados en Centroamérica, que deben conducir a la racionalización de las tarifas de transmisión.

2.2.4 Régimen fiscal

La ENEE disfruta de tratamiento preferencial en impuestos de combustible, municipales y de ventas. Los generadores privados compiten con la generación pública por la venta a terceras personas (grandes consumidores) en un campo de juego desigual, puesto que las exenciones de impuestos sobre importaciones de combustible les son otorgadas sólo cuando venden la energía que generan a la ENEE. Las tecnologías eficientes tales como co-generación enfrentan barreras de ingreso por la misma razón.

2.2.5 Tarifas del usuario

La ley de 1994 pretendía asegurar la sostenibilidad de tarifa, al atar las tarifas a los costos marginales de largo plazo. Sin embargo, contemplaba algún subsidio cruzado de consumidores de alto a bajo volumen

³¹ La razón por la que no se ofrecieron pagos de capacidad es que la ENEE no tiene mecanismo legal para determinar su valor fuera de la celebración de un contrato de licitación pública del tipo usado en los PPA. Los proyectos de energía renovable son desarrollados por empresarios individuales, sin ningún elemento de competencia para un sitio determinado. La ley solo permite la contratación de compra de energía por kWh y para fuentes renovables la ENEE no puede pagar más del 10% arriba del costo marginal oficial de corto plazo como sea estimado por MPODE. La falta de un mecanismo para hacer pagos de capacidad para fuentes renovables es una predisposición significativa contra el desarrollo de este tipo de energía y es escasamente compensado por la autorización de pagar el 10% arriba del SRMC del sistema, como es calculado por MPODE.

La tarifa cobrada a los usuarios tiene tres componentes: generación, transmisión y distribución. El componente de generación es calculado por el MPODE, el que después es entrado a un modelo financiero que toma en cuenta el costo para la ENEE de los compromisos contractuales relacionados con la capacidad (e.g., de acuerdo con los PPA) a fin de determinar la tarifa de generación de \$0.057 por kWh (a noviembre de 2001.)³²

Sin embargo, aunque formalmente, se supone que el sistema establezca tarifas de generación basadas en los costos marginales del sistema, como se describe en el párrafo anterior, parece más que una coincidencia que los resultados de cálculos que se obtienen en ingresos, son justamente suficientes para cubrir los costos financieros reales de la ENEE. Si la tarifa realmente representaba los costos marginales de largo plazo del sistema, dada la alta proporción de capacidad hidroeléctrica a costos sub-marginales, la ENEE ha debido obtener una buena ganancia. Pero la definición de costo marginal es tal que cae muy por debajo del costo financiero de la mayoría de los convenios privados de compra y arrendamiento de energía. Las rentas económicas generadas por la vieja capacidad hidroeléctrica, por lo tanto, están siendo usadas para pagar por los altos costos de los PPA. Los costos financieros promedio de la energía generada por compañías privadas para la ENEE, incluyendo los costos de capacidad, son de \$0.092/kWh; pero esto es compensado por el costo financiero relativamente bajo para la ENEE de la energía hídrica.

ENEE Tarifa, Marzo 2000	
	US\$/kWh
Generación	0.057
Transmisión	0.010
Sub estación	0.029
V/A distribución	0.012
Total	0.108

Estructura de la tarifa doméstica A	
KWh /mes	Lempiras
0-20	8.03 (tasa min.)
21-80	0.8117 /kWh
81-300	1.1832 /kWh
301-500	1.3758 /kWh

Los componentes para transmisión y distribución son agregados a lo anterior para obtener la tarifa total (ver recuadro). Sin embargo, la tarifa no cubre todo el costo económico de distribución y transmisión, sino más bien los costos financieros reales incurridos por la ENEE, que conducen a un componente muy bajo para distribución.

Basado en la experiencia internacional, la privatización de la distribución y un cambio a una tarifa de costo completo probablemente conducirían a tarifas para ese componente del servicio en el orden de 3 centavos por kWh – muy por arriba de los 1.2 centavos cobrados actualmente. Ha habido poca inversión en la transmisión en años recientes (ocasionando las debilidades en la red de transmisión que limitarán el alcance en el comercio de energía a través de la red bajo un escenario de mercado mayorista).

³²Esta cifra no toma en cuenta las pérdidas de transmisión. De acuerdo con datos de la CNE, el costo por kWh de las pérdidas netas de generación es de 7.1 centavos.

Las tarifas efectivas (i.e. la cantidad finalmente cobrada a los usuarios) son generalmente más bajas que en los países vecinos, de acuerdo con los datos de la CEPAL. El ingreso total por kWh generado es de \$0.064 en Honduras, comparado con \$0.074 en Nicaragua y \$0.081 en Panamá; sólo Costa Rica es más bajo (\$0.057). El ingreso por kWh vendido es de \$0.081 en Honduras comparado con \$0.105 en Nicaragua, \$0.101 en Panamá y \$0.064 en Costa Rica (ningún dato es dado por CEPAL para Guatemala y El Salvador).

La estructura de tarifa para los usuarios finales es complicada. La tarifa básica tiene una tasa escalonada, que genera subsidios cruzados a favor de los pequeños consumidores (ver recuadro). Hay además un sobrecargo sobre el consumo total de cualquier consumidor que se pase de 500 kWh por mes. Esto resulta en una diferencia considerable en las facturaciones por kWh, dependiendo del límite de consumo del cliente (tabla 2). No hay ninguna fijación de precios por tiempo real para ningún usuario del sistema, ni tampoco tarifas diferenciadas por tiempo, aunque la ley le permite a la ENEE implementar su uso. La fijación de precios distintos en horas pica daría una nueva forma a la curva de carga, transfiriendo parte de la carga hacia el codo y la base de la curva, con la correspondiente reducción en los requerimientos de capacidad de expansión

Tabla 2 – Estructura de consumo residencial, Junio 2000

Consumo kWh/mes	% de usuarios	Promedios		
		L./ cliente	kWh/ cliente	L/ kWh
0 a 20	17.6	8.0	4.5	1.8
21 a 100	18.2	32.5	49.7	0.7
101 a 300	45.1	184.5	195.4	0.9
> 300	19.1	698.2	558.8	1.2
Total	100.0	223.8	204.6	1.1

Fuente ENEE.

Nota: El consumidor tiene el derecho hasta de 20kWh por un cobro mínimo de L.8.03. Esto daría un costo por kWh de L.0.4. Sin embargo, muchos de estos usuarios consumen en cantidades muy pequeñas, resultando en un costo unitario promedio alto de L.1.8 en el rango 0 a 20 kWh / mes.

2.2.6. Subsidios

Hay dos importantes programas de subsidio directo: uno a los consumidores domésticos que usan menos de 300 kWh al mes, y otro a las nuevas conexiones por medio del programa de electrificación rural. En 1997 el Gobierno principió a subsidiar directamente el consumo doméstico menor de 300 kWh mensuales. El subsidio cuesta \$18 millones al año (2001), representando alrededor del 7% del ingreso de la ENEE, y beneficia a muchos grupos familiares que no son pobres (de acuerdo con un estudio reciente del Banco Mundial, el 86% del total es para los consumidores de más de 100kWh y el 80% de estos no son pobres). La rápida expansión de la cobertura en las áreas de bajos ingresos, ha ocasionado mucha tensión en el presupuesto. Durante el 2001, el Gobierno tuvo que ajustar la fórmula para calcular el subsidio para mantenerse dentro de la cantidad presupuestada, aunque en términos reales hubiese aumentado el presupuesto en un 6.6%.

El subsidio a la expansión de la cobertura alcanzó \$23.5 millones en 1997-2000. Este dinero es otorgado a la ENEE y cubre los costos por conexión de entre \$300 y \$500. La ENEE espera una pérdida de dinero en la mayoría de estas conexiones, pues se trata de consumidores de bajo volumen cuya tarifa de consumo no cubre ni siquiera el costo variable de abastecerlos, debido al sistema de subsidio cruzado, y cuya inclusión en el sistema tiende a bajar el factor general de carga, ya que concentran su consumo en las horas pico.

2.2.7. La expansión de la generación privada con los CEE

El primer PPA (con ELCOHSA) fue anterior a la ley de 1994, pero la aprobación de la ley, proporcionó una base segura para la compra de energía a los generadores privados, y en la segunda mitad de la década de los 90, la ENEE contrató varios lotes de capacidad eléctrica por medio de PPA, llevando al final de la década a una cuota de mercado para generadores privados de alrededor del 45% de la capacidad instalada y el 37% de la energía generada (Tabla 3).

La Tabla 4 presenta detalles del costo de la energía adquirida de acuerdo con PPA y contratos de arrendamiento entre enero y octubre del 2001. Todos estos contratos incluyen pagos por capacidad y pagos separados por el costo de ser despachados.

Algunos de los PPA y contratos de arrendamiento son muy caros – 15.1 centavos/kWh en el caso de LUFUSSA 1 y 18.3 y 18.5 centavos/kWh respectivamente para los contratos de arrendamiento de Nacional de Ingenieros y Laeisz, pero a estos no se les despacha muy fuerte. El costo total promedio (inc. el pago por capacidad y por despacho) de los PPA es de 8.4 centavos por kWh y para los contratos de arrendamiento es de 18.4 centavos /kWh (Tabla 4). Los contratos más baratos de PPA (a 7.1 y 6.9 centavos/kWh, respectivamente)

son los que se negociaron más recientemente: EMCE 2 y LUFUSSA 2, firmados en 1998/9. Las plantas con los costos viables más bajos son despachadas virtualmente como instalaciones de base (con factores de planta de más de 80%), mientras que las plantas más

Tabla 3 –Factores de capacidad, generación y planta, 1999

	Capacidad instalada		Generación neta		Factor de planta
	MW	%	MWh	%	%
Pública	501	55.2	2,175,229	63.1	50.7
Hidráulica	433	47.7	2,130,333	61.8	57.5
Térmica	68	7.5	44,896	1.3	7.7
Privada	406	44.8	1,269,506	36.9	36.5
Hidráulica	1	0.1	1,565	0.0	24.4
Térmica	405	44.7	1,267,941	36.8	36.6
Total	906	100.0	3,444,735	100.0	44.4
Hidráulica	433	47.8	2,131,898	61.9	57.4
Térmica	473	52.2	1,312,837	38.1	32.4

Tabla 4 – Generación de y costos de PPA y Contratos de Arrendamiento, enero a octubre 2001

Proveedor	Capacidad		Generación		Factor Planta	Costo promedio, US\$/ kWh		
	Mw	%	Mwh	%	%	Total	Fijo	Var.
ELCOHSA	80.0	20.0	275,188	17.0	47.8	0.107	0.044	0.063
EMCE 1	82.0	20.4	278,259	17.2	47.1	0.076	0.016	0.060
EMCE 2	55.0	13.7	324,917	20.1	82.0	0.071	0.026	0.045
LUFUSSA 1	39.5	9.9	104,481	6.5	36.7	0.151	0.076	0.074
LUFUSSA 2	77.0	19.2	498,186	30.8	89.9	0.069	0.024	0.045
Sub total	333.5	83.2	1,481,032	91.7	61.7	0.084	0.030	0.053
Contratos arrendamiento								
Nacional Ing.	45.0	11.2	93,039	5.8	28.7	0.185	0.050	0.135
Laeisz	22.5	5.6	41,047	2.5	25.3	0.183	0.050	0.133
Sub total	67.5	16.8	134,086	8.3	27.6	0.184	0.050	0.134
Total	401.0	100	1,615,118	100	55.9	0.092	0.032	0.060

Fuente: ENEE, y nuestros cálculos. Nota: El factor general promedio de planta para este período de 55.9% fue relativamente alto, debido a las lluvias tardías en el 2001, lo que restringió la generación hídrica. El promedio anual histórico es menor (36.5% en 1999).

caras son las que están en contratos de arrendamiento, usadas principalmente para carga de pico (con factores de planta de entre 25% y 30%).

En octubre del 2001, la ENEE tenía en proceso una licitación pública internacional para un PPA de 210 MW para evitar paralizaciones durante los siguientes 24 meses, lo que puede esperarse que resulte en un costo total por kWh en el orden de \$0.05 a \$0.06. Pero al mismo tiempo la ENEE solicitó un nuevo contrato de arrendamiento de 24 meses para 85 MW el que se esperaba que costaría alrededor de \$0.105 por kWh a fin de atender el crecimiento de demanda de corto plazo.

2.2.8. Problemas con la adjudicación de los PPA y contratos de arrendamiento

El proceso de contratar PPA ha sido lento y engorroso, llevando en muchos casos a altos costos y a socavar la credibilidad pública del proceso. Acorralada por las difíciles reglas de adquisición de la *Ley de Contratación del Estado*³³, la ENEE ha tenido problemas con la adquisición oportuna de suficiente capacidad adicional para enfrentar el ritmo de crecimiento de la demanda de 5%.

Al final, las reglas de compra del estado, como son interpretadas por la ENEE, con frecuencia no garantizaron una competencia efectiva, puesto que desalentaban a los posibles licitantes de entrar al proceso. Entre los obstáculos para entrar a la licitación de estos contratos estaban los siguientes:

- ✍ En los primeros procesos de adjudicación de contratos, se quiso requerir que los licitantes entregaran garantías de sus ofertas y de cumplimiento de contrato, basado en el valor completo de los pagos de capacidad durante el término del contrato. Para un contrato de 12 años, esto significaría entregar una fianza igual al 60% del ingreso esperado en el primer año y al ganar, entregar una fianza de cumplimiento por el 120% del ingreso de un año. Sin embargo, finalmente la ENEE decidió establecer garantías basadas en los pagos de un año.
- ✍ La ENEE requería garantías bancarias, que cuestan 3% anual de la cantidad garantizada, aunque la ley de contratación del estado permite el uso de garantías de aseguradores, que son menos de la mitad de caras.
- ✍ Las garantías tienen que ser emitidas por bancos hondureños, de manera que las compañías extranjeras interesadas en licitar, tienen que negociar con una institución financiera hondureña. La práctica bancaria hondureña es tratar a las garantías bancarias de contratos como un pasivo normal y no como un pasivo contingente y los bancos por lo tanto normalmente requieren contra-garantías basadas en gravámenes o bienes inmuebles iguales a la cantidad garantizada completa. Esto significa que los licitantes tienen que depositar fianzas por una gran proporción del valor de su oferta.
- ✍ La ENEE algunas veces introdujo en las licitaciones a través de notas aclaratorias, limitaciones técnicas que no estaban indicadas en los términos de referencia

³³ Una nueva versión de la *Ley de Contratación del Estado* fue legislada en el 2001. La discusión en el texto se refiere a la versión anterior.

originales. Por ejemplo, en un caso el suministro de electricidad usando plantas montadas en barcas fue descartado en una nota subsiguiente.

Las reglas para escoger al ganador no siempre son claras. En particular, para PPA y contratos de arrendamiento que tienen pagos de capacidad y pagos variables por ser despachados, es indispensable declarar el factor de planta que será usado para evaluar el costo de la oferta. En la contratación de capacidad de arrendamiento emprendida en el 2001, ello no fue declarado. Esto condujo a un problema para decidir el resultado del concurso, puesto que el resultado favorecería a una oferta si fuera usado un factor del 32% y a otra si se usara uno de 35%.

Aprovechándose de las ambigüedades de este tipo, los directores de la ENEE algunas veces se involucraron en la adjudicación de contratos, presionando a los comités técnicos. Varias de las compañías importantes involucradas en estos procesos tienen conexiones con los políticos que ocupan puestos en la directiva de la ENEE.

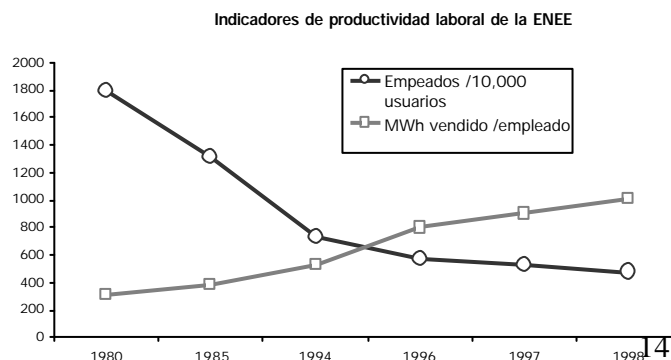
Esta clase de obstáculos desalentó la participación especialmente de compañías extranjeras. En la mayoría de los casos, aunque éstas eran adjudicaciones públicas internacionales de contratos, la ENEE recibió sólo dos o tres ofertas. Vale la pena destacar que casi todos los PPA y contratos de arrendamiento son con inversionistas hondureños. Las ambigüedades en las reglas con frecuencia también conducen a disputas legales acerca del resultado de la competencia. Como consecuencia, en varias ocasiones, la ENEE hizo compras de emergencia valiéndose de las paralizaciones inminentes de energía, lo que permitió que las reglas formales fuesen obviadas.

Las compras de emergencia han conducido a escogencias sub-óptimas de tecnología, debido a la contratación de unidades pequeñas de diesel de alta velocidad, para llenar las necesidades urgentes, con costos unitarios muy por arriba de los de las unidades más grandes que pudieron haber sido ordenadas si la planificación para el futuro hubiese sido mejor. Como resultado, el balance de la capacidad térmica actualmente es demasiado sesgado hacia las plantas pequeñas con bajos costos de capital y altos costos de despacho.

Hay indicaciones que la ENEE ha aprendido cómo manejar el proceso de contratación más eficientemente y los recientes PPA han sido más baratos que los contratos anteriores. Sin embargo, todavía existe un problema crónico de tardanza en la decisión de contratar capacidad adicional, haciendo imposible contratar la tecnología más eficiente. Y el peso muerto de los altos “costos embarrados” de los primeros PPA y los recientes contratos de arrendamiento, siguen siendo un gran problema financiero para el manejo del sector.

2.2.9 Mejoras de eficiencia

No obstante la demora en la privatización de la distribución, en la década de los 90, la ENEE hizo un avance con mejoras internas de eficiencia. La productividad de la mano de obra ha mejorado de 739 empleados por 100,000 clientes en 1994, a 478 hoy en día; y las ventas



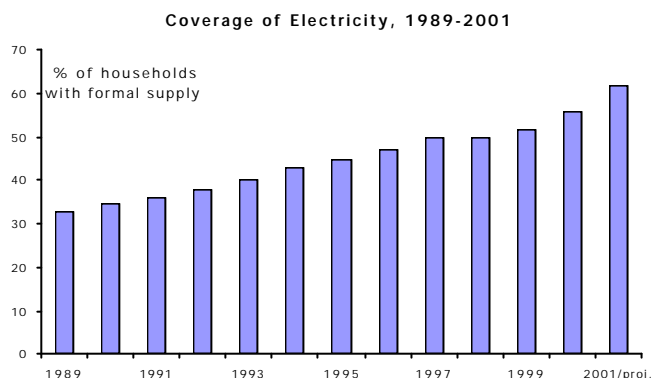
de energía por empleado han subido de 527 MWh a 1,014 MWh en el mismo período (ver cuadro). Sin embargo exteriorización de la facturación y cobro y el uso de PPA para la expansión de capacidad generadora han sido los principales factores detrás de esta mejora.

Las pérdidas de distribución fueron reducidas del 27% en 1996 al 18.5% en el 2000. Sin embargo, esto todavía está muy por arriba de los niveles de 10% a 12% registrados en otras empresas similares de servicios públicos en Centroamérica, indicando la oportunidad para posteriores avances grandes en esta área. La ENEE ha contratado externamente la facturación y cobro con la compañía hondureña SEMEH, la que se encarga de esa labor a cambio del derecho de manejar los ingresos resultantes por dos meses, antes de pasarlos a la ENEE.³⁴ Es de esperarse que esto conduzca a mayor reducción de las pérdidas económicas en la distribución, aunque no está claro hasta qué punto el contrato con SEMEH ofrece incentivos claros para detectar y eliminar el fraude. La meta de la ENEE para pérdidas de distribución es del 15%.

2.2.10. Cobertura

La cobertura ha crecido grandemente durante la última década, de 33% de los hogares en 1989 a 62% en el 2001, de acuerdo con la estimación oficial de la ENEE. Esto ha sido logrado contra un trasfondo de 2.8% de crecimiento de población.

El número de conexiones está creciendo actualmente en 9.5% anual (1998-2001), debido a un programa de fuertes subsidios de capital a la cobertura rural financiada principalmente por donantes.



Basado en los datos de encuestas de hogares, incluyendo a los usuarios ilegales (los que no están incluidos en la estimación de cobertura de la ENEE de 62%) la cobertura total es ahora estimada en el rango de 75% a 80%.

2.2.11. Confiabilidad del servicio

La confiabilidad general del suministro ha mejorado comparado con las tremendas paralizaciones de 1994, que fueron causadas por problemas de energía en los sistemas hidroeléctricos sumados al Niño, más la inhabilidad de la ENEE para mantener la capacidad térmica de reserva en condiciones de uso o para contratar capacidad nueva.

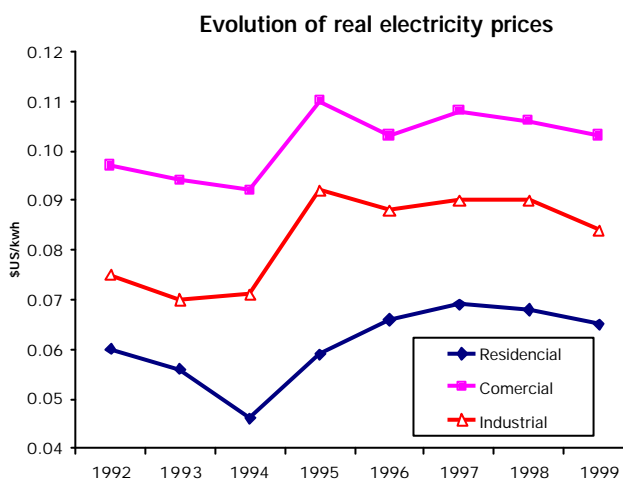
³⁴ Con la facturación mensual de la ENEE de L.320 millones en el 2001, SEMEH puede esperar captar L.640 millones (US\$40 millones) en cualquier fecha. A la tasa mensual de interés de 1%, esto generaría un ingreso mensual por intereses de L.6.4 millones (US\$420,000). Sin embargo, en vista de que la ENEE en el pasado tenía una demora promedio en el cobro de facturas de 120 días, este arreglo aparentemente es libre de costo para la compañía.

Desde entonces, la situación de la capacidad ha sido mejorada con la contratación de los PPA. La situación de la energía de los sistemas hidroeléctricos fue mejorada por el Huracán Mitch, el que restauró los niveles de reserva seriamente agotados de El Cajón en cuestión de horas. Una indicación de la mejora es que hubieron paralizaciones solo limitadas después del incendio de 1998 en El Cajón, aunque 150 MW de capacidad generadora fue deshabilitada por varios meses. Sin embargo, esto también fue debido en parte a la reducción de la demanda después del huracán, sumado al cierre temporal de muchas fábricas y de la agricultura industrializada con uso intensivo de energía, tales como las plantaciones de bananos de la costa norte. Como resultado, la demanda bajó en 100 mW con las consecuencias del Mitch, y solo se recuperó los niveles pre-huracán un año después.

El balance del sistema continúa siendo altamente vulnerable frente a factores del clima y con el crecimiento económico ahora proyectado alrededor de 4.5% anual en términos reales, el crecimiento de la demanda pone presión continua en la suficiencia de la capacidad y en los niveles de reserva. Al mismo tiempo, existen continuos problemas de confiabilidad en la transmisión y distribución.

2.2.12. Comportamiento financiero

El balance financiero de la ENEE mejoró en los años 90, reflejando el impacto positivo de un mayor compromiso con tarifas basadas en costo, más un avance sólido en la racionalización de costos. En general, la compañía normalmente es capaz de cubrir sus obligaciones corrientes y generar un superávit para financiar parte de sus necesidades de inversión. Entre 1990-99 el ingreso creció en términos reales en un 4.2% anual y el gasto fue reducido en un 4.6% anual. Esto convirtió un déficit de cuenta corriente de 22% del PIB en 1990 en un superávit de cuenta corriente de 0.7% del PIB en 1999.



Esta relativa solvencia ha sido posible en parte por un comportamiento bastante bueno de las tarifas (ver cuadro). Aunque la ley de 1994 no había sido implementada estrictamente, sin embargo, la erosión inflacionaria de la tarifa ha sido limitada y las indicaciones son que la tarifa actual cubre los costos financieros de la ENEE ³⁵.

³⁵ Basado en análisis de costo en octubre del 2000, la ENEE remitió al CNE un ajuste propuesto de tarifa que hubiese reducido la tarifa promedio del usuario final en un 8.4%, comparado con la tarifa que ha estado operacional desde marzo del 2000, pero no fue aprobado.

Sin embargo, el saldo financiero del sector no es tan bueno como parece a primera vista, puesto que aproximadamente el 7.5% del ingreso corriente (\$18 millones al año en el 2001, o 0.25% del PIB) es pagado por el Gobierno Central en forma del subsidio de consumo.

En 1994 se celebró un convenio entre la ENEE y el Ministerio de Finanzas sobre las obligaciones pendientes del servicio de la deuda de la compañía de US\$38 millones. Desde entonces, las dos entidades han llevado a cabo una compleja liquidación anual. La obligación del servicio de la deuda de la ENEE, se suma con el valor de los ahorros para la ENEE de la exoneración del impuesto de importación de combustible (introducida en 1997) y estos son compensados contra el consumo de energía del Gobierno y el costo para la ENEE del subsidio de electricidad para consumo doméstico. Los detalles de esta liquidación no son publicados, lo que conduce a un bajo nivel de transparencia en relación con la solvencia financiera de la compañía. Sin embargo, en general la compañía ciertamente ha permanecido solvente, y para mediados del 2001 la deuda pendiente de la ENEE con el Gobierno Central había sido reducida a \$25 millones.

2.3. La propuesta de reforma 1998-2001

2.3.1 Reseña

La reforma iniciada en 1994 nació muerta. Dentro de tres años las agencias que habían promovido la ley decidieron que estaba mal diseñada. La ley de 1994 otorgó prioridad para la compra de activos de distribución a los fondos hondureños de pensiones. La Corporación Internacional de Financiamiento (IFC) – que se nombró como asesora para llevar a cabo la privatización – recomendó un cambio en la ley para establecer un campo parejo de juego para todos los oferentes. La IFC también argumentó que sería difícil privatizar la distribución hasta que exista una definición clara de cómo operaría el mercado de generación en el futuro. Por este motivo, propuso que antes de seguir adelante con la privatización de la distribución, la ley marco de 1994 debería ser sustituida por un modelo basado en un mercado competitivo de electricidad al por mayor. En este contexto Honduras privatizaría la distribución e introduciría un “desempacamiento” horizontal dentro de las agencias estatales restantes (ver recuadro en la siguiente página.³⁶)

Sin embargo, el proceso de diseñar, negociar y legislar la nueva reforma, fue tortuoso. Dieciocho meses después de su remisión al Congreso, solo el 50% de la ley propuesta había sido discutida y aprobada. Este proceso, según se dice, condujo a cambios importantes, incluyendo: (i) La prohibición de la privatización de la red de transmisión o de las plantas hidroeléctricas estatales, lo que origina un conflicto de intereses para el estado, pues actuaría simultáneamente como regulador y como participante en el mercado de generación, (ii) La asignación de funciones de planificación al regulador que conducirán a una confusión de los papeles; (iii) mayores ventajas para fuentes de energía renovable, comparados con otros tipos de generación, (iv) el fortalecimiento de apoyo para un Fondo de Electrificación Rural.

³⁶ Este resumen está basado en el Borrador de la ley que fue finalmente remitido al Congreso después de la incorporación de varios ajustes propuestos por el Comité de Electricidad del Congreso.

Elementos claves de la reforma propuesta del sector eléctrico, 1998-2001

Reseña: La ley introduciría un mercado competitivo mayorista de electricidad con agentes incluyendo generadores, distribuidores, compañías de transmisión, comerciantes y grandes consumidores. En el proceso, el gobierno y la estructura del sector estarían radicalmente reformadas, con una aguda reducción en el papel del estado en la producción de servicio y un aumento grande en la importancia de su función reguladora. La ENEE estaría “desempacada” vertical y horizontalmente. La distribución sería privatizada. Las unidades generadoras de la ENEE serían separadas en distintas compañías de operación y la red de transmisión sería asignada a una compañía separada. El desarrollo de la generación térmica sería emprendido privadamente, concesionado por la SERNA. Las eliminaciones de impuestos sobre el combustible importado se extienden a toda la generación (hoy día sólo la energía vendida a la ENEE las tiene). El desarrollo de fuentes de energía renovable sería concesionado. Para garantizar una estructura competitiva, ningún generador que tuviese más del 25% de la capacidad firme podría participar en nuevas ofertas pública para vender energía.

Generación y transmisión: Nueva inversión en generación sería privada y los proyectos privados para ampliar la transmisión serían permitidos. La propuesta original dejó abierta la futura privatización de la generación y compañías de transmisión desatadas de la ENEE, pero esto fue eliminado en el Congreso. El estado podría operar sus plantas hidroeléctricas y la red de transmisión mediante agentes privados por medio de contratos, pero no venderlas ni concesionarlas.

Distribución: sería privatizada con la venta de una mayoría de acciones en cada una de las tres concesiones regionales a inversionistas privados. Un 5% adicional sería entonces vendido a los trabajadores y un 6% a los fondos de pensiones, al precio establecido en la subasta. Estas serían concesiones no exclusivas de 30 años con la obligación de proporcionar servicios dentro del área de la concesión. Para asegurar la desintegración vertical, los distribuidores estarían limitados a 5 mW de capacidad generadora propia. Los consumidores con consumo anual arriba de un gigavatio/hora serían “libres” y podrían optar a comprar directamente a los generadores o comerciantes.

Precios y tarifas: El Regulador establecería las tarifas de distribución y transmisión basado en costos eficientes auditados. La independencia reguladora sería aumentada, con nuevas reglas para la elegibilidad y selección de los Comisionados y una membresía rotatoria no conectada con el término presidencial. El precio de la generación sería determinado por el mercado. Está implícito en la redacción que los distribuidores pasarían integralmente a los consumidores lo que pagan, en cualquier parte del mercado que adquieran su capacidad y energía. Contratos bilaterales de protección (*hedging contracts*) serían adjudicados a través de oferta pública, sujeto a supervisión reguladora, lo que debe resultar en el mayor precio posible. No está claro cómo el precio final a los consumidores sería interpretado – esto es remitido a legislación secundaria o discreción reguladora. Sin embargo, se permitirá a los distribuidores tener tarifas específicas para diferentes tipos de consumidor (para tomar en cuenta factores que hacen que el costo varíe). El ajuste de precios para el usuario sería gradual (un límite de subida del 15% de una sola vez) pero ninguna periodicidad se especifica para ello.

Arquitectura de Mercado: El mercado de generación operaría tanto en capacidad como en energía, por separado. Sin embargo, no está claro cómo podría funcionar el mercado de capacidad. Se solicitaría a los distribuidores mantener contratos de largo plazo por lo menos en un 70% de su demanda proyectada para los próximos tres años. La demanda no cubierta sería resuelta en un mercado de “oportunidad” (spot) operado en un consorcio (pool) central, administrado por una asociación sin fines de lucro compuesta de los actores del sistema. Se requeriría a todos los generadores conectados con el sistema ofrecer su capacidad total disponible y a todos los distribuidores a demandar sus requerimientos totales programados. Contratos bilaterales servirían solo para protección económica sin ningún derecho al despacho físico. Habría un despacho económico basado en los costos declarados de ser despachados (costos marginales de corto plazo). El proceso de despacho establecería un precio marginal para cada nodo en el sistema, para ser aplicado a todas las transacciones liquidadas a través del mercado de oportunidad en ese período. No se indica si los costos declarados serían auditables o si los generadores podrían declarar cualquier costo que les parezca conveniente a fin de ser despachados. También habría un mercado en los derechos de transmisión para atender el congestionamiento en el sistema.

Costos embarrados (stranded costs): Los costos embarrados (stranded costs) de los PPA existentes serían divididos entre los distribuidores y pasados a los consumidores por la vida restante de esos contratos.

Energía renovable: La generación por medio de fuentes de energía renovable sería adjudicada como concesiones, basado en el canon más alto (por kWh) ofrecido. Un Fondo sería establecido para financiar estudios para desarrollar fuentes de energía renovable. Las fuentes de energía renovable tendrían el derecho de ser despachadas a precios del 10% arriba de la alternativa no renovable.

Cobertura: Un Fondo de Electrificación sería establecido, financiado en parte con el ingreso procedente de la privatización de la distribución. No se dan detalles. Esta sección se dijo que fue reforzada en el Congreso.

A mediados del 2001, con las elecciones presidenciales asomándose en noviembre, el Gobierno y los IFI acordaron abandonar el esfuerzo para legislar y la discusión regresó a primeros principios. Mientras tanto, las instituciones creadas por la reforma de 1994 han tambaleado, sin timón.

2.3.2 Evaluación del proceso

Un defecto central del vacilante esfuerzo de reforma de 1998-2001 fue la omisión de una clara declaración de sus metas y relacionarlas con los problemas del sector. Entrevistas con personajes importantes y análisis documentado sugieren que no había un consenso unificador sobre estos aspectos. El debate público se centró en los pros y los contras de la privatización de la ENEE, pero había poca discusión sobre el asunto de la arquitectura de mercado o la futura estrategia de desarrollo del sector.

Los altos funcionarios de la ENEE identificaron la transferencia al sector privado de la contratación de capacidad adicional como un elemento clave de la reforma. El problema tratado por este cambio es la dificultad burocrática de la contratación del estado. Pero esto no necesariamente requiere la adopción de un mercado spot competitivo en la generación. Sin embargo, el diseño de la reforma contempla un modelo en el cual el futuro desarrollo de generación es devuelto a las fuerzas del mercado.

Está claro que el diseño de la reforma debe reflejar los problemas del sector. Los problemas contemplados en las reformas de “segunda generación” en otros países han sido en su mayoría los de la sobre-expansión y las tarifas infladas del consumidor. Ninguno de éstos es actualmente un problema en Honduras, que enfrenta el reto de asegurar el suministro sin recurrir a la caja completa de herramientas de la liberalización. El Diagnóstico presentado en la sección 2 demostró que Honduras ha avanzado en aspectos importantes en el comportamiento del sector de energía, y resaltó los siguientes problemas:

- ~~✍~~ La década de los 90 fue testigo del establecimiento de tarifas reflectivas en función de costo que permitieron que la situación financiera de la ENEE se viera fuertemente mejorada. Sin embargo, la tarifa del usuario todavía es baja, comparada con los costos reales del sistema, con los costos de distribución sub-estimados e importantes elementos de subsidio para la mayoría de los consumidores domésticos.
- ~~✍~~ El balance de la oferta y la demanda fue mejorado a través de aumentos en la capacidad de generación privada usando PPA, pero el proceso ha sido engorroso y con frecuencia muy caro, debido a la mala planificación y a la falta de competencia. El balance de la capacidad disponible es demasiado inclinado a las pequeñas plantas con bajos costos de capital y altos costos variables. El resultado es un costo más alto que lo necesario en la generación.
- ~~✍~~ La cobertura ha sido aumentada, pero ello ha requerido subsidio significativo y también ha aumentado grandemente el número de clientes que originan pérdidas a la ENEE. Si esto no es corregido, socavará la sostenibilidad de la futura expansión.

3. Impedimentos al proceso de reforma

2.4 Reseña

De acuerdo con el diagnóstico, los problemas clave enfrentados por el sector hoy día, son la necesidad de enfrentar el continuo crecimiento rápido de la demanda, b que causa continua presión sobre la capacidad disponible; y la necesidad de continuar avanzando en cobertura, mientras se mantiene una sostenibilidad financiera. Estos problemas deben ser enfrentados en el contexto de serias limitaciones en la capacidad del Gobierno para obtener financiamiento de capital dada la continua crisis de la deuda del estado hondureño – ahora candidato a un tratamiento de HIPC.

Por consiguiente, la reforma pretendería:

- ✍ Movilizar una mayor inversión privada en todo el sector de electricidad (generación, distribución y transmisión).
- ✍ Promover una arquitectura coherente de mercado que optimice el uso de recursos disponibles al costo más bajo posible, incluyendo la selección de tecnología apropiada en la capacidad de generación y despacho económicamente racional.
- ✍ Garantizar tarifas que son reflexivas de costos en función de costo a través de reglas firmes de tarifa y fijación de precios que aseguren que el consumidor paga el costo completo de la prestación eficiente del servicio, pero no más que eso.

En esta sección, analizamos el futuro del proceso de reforma habida cuenta de los sucesos recientes. Consideramos los impedimentos al proceso de reforma, observando la economía política del proceso – las fuerzas en favor y en oposición, sus intereses y agendas – y otros impedimentos importantes resultantes de las características generales del país. Después vamos a la sección 4 a posibles opciones para el diseño de la reforma, en términos del gobierno, estructura y arquitectura del sector y comentamos sobre su relación con las metas de la reforma.

3.2 Impedimentos a la reforma

Muchos factores impiden el proceso de reforma. Algunos tienen que ver con la economía política. La acción recíproca de intereses creados puede bloquear el proceso o distorsionar los resultados a favor de unos actores sobre otros. Otros son institucionales y técnicos, surgiendo de las características intrínsecas del Gobierno y la sociedad hondureña, en general, y del sector hondureño de electricidad, en particular. Esta sección ofrece una reseña de los limitantes que necesitan ser pesados al decidir sobre los arreglos de gobierno, estructura y arquitectura de mercado para un nuevo modelo sostenible del sector.

3.2.1 Impedimentos políticos

Como en la reforma de cualquier servicio público, el sector hondureño de electricidad tiene un grupo complejo de actores e intereses creados, que debe ser manejado si la reforma va a ser completada con éxito. La Tabla 5 presenta un ejercicio de mapeo político que identifica a los actores principales en el proceso de reforma, indicando las razones para su

importancia, resumiendo cuáles intereses tienen en juego y anotando su posición hasta la fecha en relación con la propuesta de reforma.

El panorama general que emerge es el de una reforma promovida externamente con relativamente poca apropiación de parte del Gobierno y ningún punto de apoyo fuerte en el país. Al mismo tiempo, desde el principio la reforma enfrentó la oposición de dos grupos con acceso al poder político e influencia en el proceso legislativo: las organizaciones “populares”, sindicatos y el dueño del contrato de medición y facturación, cuyo contrato automáticamente terminaría cuando la distribución sea privatizada.

Para empeorar las cosas, al pasar el tiempo, algunos partidarios iniciales de la reforma retiraron su apoyo. Las compañías privadas que tenían PPA inicialmente apoyaron el proceso, esperando que conduciría a la institucionalización de un mercado privado en el que aumentarían sus oportunidades de negocios. Estaban particularmente interesados en la posibilidad de comprar las plantas hidroeléctricas de la ENEE. Sin embargo, retiraron su apoyo cuando el borrador de la ley propuso limitar a un 25% la participación de cualquier compañía en la capacidad de generación y las reglas propuestas para la privatización de las plantas hidroeléctricas estatales requerían que los licitantes tuviesen ya operando una capacidad tres veces mayor. Estas reglas efectivamente excluirían a las compañías nacionales de ofertar en la privatización de los activos hidroeléctricos del estado.

Finalmente, nuevos oponentes poderosos se materializaron mientras la ley estaba siendo discutida. De particular importancia fue el arribo al sector de energía de Honduras en 1999 de la compañía de energía AES de los Estados Unidos, promoviendo una planta gigante de 750MW en El Faro en Puerto Cortés, cuya meta es suplir el mercado regional. Esto claramente sería inconsistente con el límite de la capacidad generadora de cualquier compañía al 25% de la capacidad total del sistema hondureño. Consciente de lo anterior, AES, privadamente, promovió legislación alternativa.

En esta puesta en escena, el proceso legislativo fue atascado por dos años y produjo cambios detallados a la ley propuesta que se dice causaron serio daño a su coherencia interna.³⁷

Es de esperarse que estos impedimentos políticos continuarán siguiendo los pasos al proceso de reforma en el futuro, a menos que pueda ser desarrollada una propuesta que contenga una fuerte apropiación nacional y pueda ya sea incorporar los intereses opositores o movilizar suficiente ímpetu de los cabildos de apoyo para permitirles ser derrotados.

³⁷ Este proceso fue conducido en secreto y las cláusulas aprobadas por el Congreso no han sido publicadas. Como se mencionó antes, entre los cambios reportados de haber sido introducidos en el Congreso que pudieran ser considerados dañinos para el espíritu de la ley están los siguientes: el traspaso de las funciones de planificación al regulador, la prohibición en principio de la privatización de la red de transmisión y de los activos hídricos del estado. Así como mayores ventajas para fuentes de energía renovable, comparados con otros tipos de generación.

Tabla 5 – La economía política de la reforma del sector de electricidad en Honduras

Actor	Importancia	Intereses	Posición frente a la reforma
Instituciones del Gobierno			
Gabinete de Energía	Entidad de alto nivel de política del sector. Aprueba los planes de estrategia del sector y atiende asuntos de crisis. Acordó la estrategia de reforma con las IFI y nombró a la Comisión de Reforma del Sector Eléctrico.	Encargado de mantener en pie la operación sectorial de reforma con el Banco Mundial y el BID principiada en 1994, y de negociar desembolsos. Pero también encargado de mantener la popularidad del Gobierno en relación con los sucesos del sector (suministro de energía, tarifas)	Formalmente dirigió el proceso de reforma pero aparentemente no se comprometió fuertemente con ninguna propuesta de reforma en particular. Ha apoyado una variedad de opciones estratégicas en diferentes épocas, siguiendo las indicaciones de las Agencias Internacionales. Ha habido poca presencia ministerial en el cabildeo por la reforma
Comisión de la Reforma del Sector de Electricidad	Encargada de la definición técnica y promoción de la legislación de reforma. Compuesta por representantes de la ENEE, SERNA, CNE, CCP. Secretaría Técnica apoyada por el Banco Mundial.	Agencia establecida con la función explícita de promover y negociar la reforma .	Dirigió el proceso. Pero cuando el contrato del Secretario Técnico terminó, no fue ampliado. Esto terminó la presión del Ejecutivo en apoyo de la reforma.
Ministro del Ambiente (SERNA)	Líder del sector	Responsable de asegurar los suministros de energía.	Aparentemente no estaba muy interesado en el asunto .
Dirección de Energía SERNA	Depto. de SERNA responsable del sector de electricidad. Involucrado en la Comisión de la Reforma del Sector Eléctrico. Capacidad técnica relativamente débil.	Mucho interés en energía sostenible.	Apoyó el proceso de reforma
Comisión de Privatización (CCP)	Agencia estatal especializada en privatización, anexa al Ministerio de Finanzas.	Agencia directora promoviendo el proceso. Formó la Comisión de Reforma del Sector Eléctrico.	Muy colaboradora.
Comisión Nacional de Energía (CNE)	Regulador del Sector.	Estaría sujeta a reforma en la nueva ley. Posiblemente tendría más influencia e independencia. Posiblemente los miembros actuales serían cambiados.	Apoyó el proceso de reforma.
ENEE	Compañía estatal de electricidad.	Sería fragmentada con la reforma. Posibles oportunidades para empleos mejor pagados en el sector privado para ingenieros y administradores más antiguos.	Formalmente colaborador de la reforma pero no fuertemente involucrado en el proceso. Los funcionarios senior favorecen la privatización de la distribución, pero son escépticos en cuanto al mercado spot al por mayor para la generación.
Congreso Nacional	Debe legislar para aprobar las reformas.	Molesto acerca de la privatización en general, y preocupado de no aprobar legislación "impopular".	Comité Energético del Congreso propuso reformas constructivas y presentó el proyecto de ley. Pero las discusiones del Congreso procedieron muy lentamente y se hicieron

Actor	Importancia	Intereses	Posición frente a la reforma
			cambios importantes posteriores antes de que el proceso fuera suspendido citando la crisis de la energía en California y problemas en el mercado de generación de El Salvador.
Otros actores			
Agencias Internacionales: Banco Mundial, FMI, BID, USAID. .	Fuente de financiamiento para apoyo a la balanza de pagos y asistencia técnica para modernización del estado.	La reforma del sector de electricidad es parte de las estrategias del país de cada una de estas organizaciones.	Fuerte apoyo para el proceso de reforma y principal punto de origen de propuestas específicas. Banco Mundial apoyó a la secretaría técnica de la comisión de reforma y USAID financió la preparación del borrador de la ley.
Colegio de Ingenieros	Fuente de opinión calificada en relación con este sector técnicamente complejo.	Muchos empleados de la ENEE pueden tener probabilidades de perder sus puestos, pero pueden ganar con mejores términos y condiciones en las compañías privadas.	Ninguna posición colectiva sobre la reforma
Empleados de la ENEE	Potencial reducido para oposición pues el sindicato se debilitó a principios de los años 90.	Muchos podrían perder sus puestos pero esperarían buenos paquetes de compensación.	No se opusieron al proceso.
Generadores Privados	Tienen los PPA existentes. Principalmente son compañías nacionales. Varias tienen influencias políticas	<p>Los contratos existentes son considerados como costos embarrados (stranded costs). Los dueños de los PPA temían que la reforma pudiese intentar cancelar las garantías soberanas en los contratos existentes.</p> <p>Aunque las garantías sean retenidas, pueden perder algunos ingresos en los PPA existentes con tarifas más bajas de despacho y tendrían que enfrentar mayor competencia en el futuro.</p> <p>Por otro lado, percibieron la oportunidad para ampliar el negocio mediante la participación en la privatización de los activos de generación del estado.</p>	<p>Inicialmente apoyaron la reforma, esperando nuevas oportunidades de negocio con la institucionalización de un sector basado en mercado privado, y al mismo tiempo insistiendo en el mantenimiento de las garantías soberanas existentes.</p> <p>Sin embargo, retiraron el apoyo activo cuando se adoptaron reglas sobre los límites de la cuota del mercado y experiencia previa, lo que efectivamente los excluiría de licitar para la privatización de los activos hidroeléctricos del estado. No se han opuesto formalmente, pero han expresado escepticismo acerca de los detalles del diseño de la reforma.</p> <p>En septiembre del 2001, promovieron legislación para aumentar la capacidad contratada conforme a los PPA existentes en 85 MW por 9 años, como una alternativa más barata a nuevos contratos de arrendamiento. Sin embargo, esto fue revocado atendiendo al clamor popular.</p>

Actor	Importancia	Intereses	Posición frente a la reforma
AES	Gigante de la energía de E.U.A. que ya posee el 80% de las concesiones de distribución en El Salvador.	Desde 1999 principia a promover una inversión de \$650 millones en una planta de ciclo combinado de 750MW, usando LNG, para ser construida en Puerto Cortés, destinada al Mercado regional centroamericano. Esta planta excedería el límite propuesto de 25% en cualquier cuota de generación de una compañía en el sistema hondureño.	Interesada en eliminar el límite de 25% de cuota de generación en el mercado.
SEMEH	Posee el contrato existente de servicio para facturación y cobro de los cargos de la ENEE. El consorcio incluye a cinco bancos importantes con poderosas conexiones políticas.	Su contrato sería automáticamente terminado con la privatización de la distribución.	Tiene un claro interés en prolongar el proceso de la reforma tanto como sea posible a fin de maximizar las utilidades de su contrato de servicio.
"Bloque Popular"	Influencia sobre los políticos y cobertura de los medios.	Fuerte en oposición "en principio" a la privatización. Sus líderes lo ven como una plataforma para aumentar su influencia como líder gremial nacional.	Se opuso a la ley organizando manifestaciones callejeras que fueron usadas como justificación para detener la discusión de la ley en el Congreso en varias ocasiones.
Usuarios	Interesados en calidad mejorada del servicio y tarifas bajas.	La mayoría de los usuarios actuales es probable que pierdan su subsidio y paguen más por la electricidad conforme a un sistema reformado de tarifa .	Ninguna presencia directa notoria en los debates.
Comunidades sin suministro	Interés en financiamiento continuo para expansión de la red y/o soluciones fuera de la red.	Ganarían con el aumento de financiamiento para expansión del sistema a través del Fondo de Electrificación Rural propuesto a ser financiado en parte por los ingresos de la privatización. Pero no existe ningún programa claro.	Ninguna presencia notoria en los debates.
Partidos políticos	Controlan el proceso legislativo.	Preocupados por evitar responsabilidad por actos "impopulares" tales como privatización y aumentos de tarifa.	Ningún partido importante apoyó claramente la reforma antes el 2001. En la campaña electoral del 2001 el Partido Nacional ha apoyado generalmente la reforma sin especificar detalles y el candidato Liberal generalmente se ha opuesto a más privatizaciones .
Periodistas	Influencian la opinión de los políticos , del Congreso y del público en gran parte.	Ningún interés en particular en la reforma como tal, pero interesados en conseguir una buena historia y en algunos casos, en ser pagado por seguir una "línea" específica.	La prensa no ha apoyado ni se ha opuesto al proceso, pero ha habido una marcada falta de cobertura informada.

Apropiación del Gobierno y el manejo del proceso de reforma

Es difícil evitar la conclusión de que al Gobierno le faltaba “apropiación” del proyecto o el proceso. Aunque no existía una oposición directa dentro de la rama ejecutiva a la reforma del sector de electricidad¹⁴, ningún Ministro importante desempeñó un papel de liderazgo. Las Instituciones Financieras Internacionales originaron el proceso de reforma y fueron responsables de proponer el modelo específico de reforma. USAID contrató al consultor para redactar el borrador de la ley, que estaba basado principalmente en el modelo argentino.

El proceso de reforma fue manejado por una Comisión de la Reforma del Sector de Electricidad, que fue organizada por el Gabinete Energético y cooperó de cerca con la Comisión de Privatización. La Comisión incluía a representantes de la ENEE, SERNA, y CNE, pero su secretario técnico era un ingeniero hondureño, patrocinado por el Banco Mundial.

Aunque las agencias representadas en la Comisión de Reforma del Sector de Electricidad entendieron muchos de los problemas con el status quo y apoyó la reforma en general, había poco entendimiento de exactamente cómo se suponía que el nuevo modelo funcionaría en Honduras, ya sea en el período de transición o a largo plazo. La mayoría de los debates fueron enfocados en los pros y contras de la privatización de diferentes secciones de la ENEE, y poca o ninguna discusión pública tuvo lugar acerca de las virtudes y riesgos de modelos alternativos de mercado. La vaguedad del borrador de legislación en cuanto a la manera en que operaría el mercado al por mayor, agregó a la confusión, así como la secretividad del proceso legislativo. Todo lo anterior hizo difícil ganar el argumento para la reforma, no solo con los oponentes populistas “en principio” de la privatización, sino también con los tomadores de decisiones bien intencionados que están legítimamente preocupados en tomar las mejores decisiones posibles para beneficio del país.

Cuando venció el contrato del Secretario Técnico de la Comisión de Reforma del Sector de Electricidad en el 2000, no fue renovado. El regresó a Washington y no fue sustituido, terminando efectivamente cualquier presión del Ejecutivo para que la nueva ley fuese aprobada. En lo sucesivo, la principal presión para avanzar con la legislación vino del FMI, en el contexto de nuevas revisiones de cumplimiento de condicionalidad de acuerdo con la propuesta de la Facilidad para la Reducción de la Pobreza y el Crecimiento (PRGF, por sus siglas en inglés). Esto ocasionó prisas periódicas para aprobar unas pocas cláusulas nuevas de la ley, que rápidamente se detuvieron cuando las negociaciones con el FMI se habían cerrado.

Es indicativo de la falta de compromiso gubernamental que a través del proceso, ningún político importante asumió el liderazgo en promover la reforma, mientras que personajes

¹⁴ En contraste, en el sector de agua, el gerente de la compañía estatal de agua SANAA se opuso con éxito a la reforma por 4 años entre 1994-97, involucrándose en oposición directa a la legislación propuesta por la Comisión de Modernización del Estado.

destacados en las pasadas administraciones estaban abiertamente escépticos sobre los principios clave de la reforma propuesta, tales como independencia reguladora aumentada.

Sindicatos laborales y organizaciones populares

El sindicato de trabajadores de la ENEE no estaba opuesto al proceso de reforma, debido a la perspectiva de buenas prestaciones laborales. Aunque históricamente era uno de los bastiones de la militancia del sindicato gremial del sector público, éste fue debilitado después de una gran huelga en 1991-2. Después de entonces, el personal ha sido considerablemente reducido (eg. por la contratación externa de lectura de contadores y facturación).

En contraste, movimiento sindical nacional y el movimiento popular en general estaban opuestos a la nueva ley. El auto-nombrado “*Bloque Popular*” jugó un importante papel en el debate público sobre la privatización de la ENEE durante 2000-2001. La renuencia de los políticos hondureños a pujar por cambios importantes de cara a una oposición declarada – aun en minoría – dió a esta oposición una considerable importancia práctica.

Usuarios

La evidencia sugiere que la nerviosidad de los políticos en cuanto a la impopularidad de la privatización no es sin fundamento. Existe un amplio escepticismo acerca de los motivos para, y las consecuencias de la privatización de servicios públicos, basado en parte en las experiencias desagradables con privatizaciones pasadas. Los grupos de enfoque y los resultados de las encuestas de opinión sugieren que mucha gente cree que la privatización es simplemente un esquema para enriquecer a las compañías privadas a costa de los usuarios (por medio de elevaciones de tarifas)¹⁵.

En el sector de energía, la mejora considerable en la estabilidad de los suministros de energía a partir de 1994 (cuando el país fue golpeado por paralizaciones de energía muy severas durante todo un año), ha llevado a la aceptación pública de la incorporación de generadores privados. Pero hay una creencia muy amplia entre quienes forman opinión de que los PPA son muy caros y una considerable hostilidad a la idea de vender la capacidad generadora existente o la red de transmisión de propiedad del estado, a compañías privadas.

Los usuarios del servicio eléctrico entrevistados en grupos de enfoque generalmente perciben la privatización como una fuente probable de aumentos de tarifa - pero otros ven la oportunidad de mejores servicios. Aunque la reforma propuesta contemplaba un nuevo fondo para electrificación rural, esto no fue claramente dimensionado y no hubo cabildeo de las comunidades no conectadas a favor de la ley.

¹⁵ Para una discusión de opinión pública sobre la privatización un informe de un estudio de un grupo de enfoque que llegó a esta conclusión, ver *Honduras – Informe sobre políticas de infraestructura*. ESA Consultores / PPIAF / Banco Mundial 2001 (próximo), Capítulo 1.5.

Compañías privadas involucradas en el sector de electricidad

La creación de una importante industria privada de generación – con los principales contratos en poder de grupos económicos poderosos – ha aumentado el riesgo de “captura del estado” por estos grupos interesados, originando un posible obstáculo a toda reforma futura que sea desfavorable a los poseedores de los PPA y contratos de arrendamiento existentes.

Existen tres grupos importantes poseedores de PPA en la actualidad: ELCOSA (capital norteamericano y hondureño, conectado localmente al sector de maquila en San Pedro Sula) y LUFUSSA y EMCE, fuertemente conectados con personalidades locales de la política y el comercio. Dos compañías poseen contratos de arrendamiento de corto plazo para generación de emergencia: *Comercial Laeisz* y *Nacional de Ingenieros*.

La contratación externa de la lectura de contadores y facturación de la ENEE con la compañía SEMEH produjo otro grupo más de interés del sector privado, con un claro interés en demorar o impedir la privatización de la distribución, puesto que su contrato especifica que automáticamente terminará en el caso de que las compañías de distribución sean privatizadas. El consorcio SEMEH incluye cinco bancos, entre ellos el Banco Atlántida. No hay mucha duda de que estos grupos del sector privado han usado su influencia para promover sus propios intereses cuando les ha sido posible. Por ejemplo, en septiembre del 2001, EMCE y LUFUSSA promovieron una ley para aumentar en 85 MW la capacidad contratada conforme a los PPA de EMCE 2 y LUFUSSA 2 por nueve años alegando que ésta era una alternativa más barata que firmar un nuevo contrato de arrendamiento por 85MW, para cubrir las necesidades de capacidad a corto plazo de la ENEE. Esto fue bloqueado después de una manifestación pública, cuando el Congreso votó por no ratificar su propia acta de esta decisión¹⁶.

En relación con los esfuerzos de reforma, los dueños de los PPA inicialmente apoyaron el proceso, favoreciendo la institucionalización del sector basado en el mercado privado y esperando obtener mayores oportunidades de negocios. Sin embargo, retiraron el apoyo activo cuando se adoptaron reglas sobre los límites de las cuotas del mercado del 25% de la capacidad en generación y requerimientos de experiencia previa operando grandes plantas hidroeléctricas que efectivamente las excluyen de licitar para la privatización de los activos hidroeléctricos del estado. Desde entonces, no se han opuesto formalmente a la nueva ley, pero han expresado escepticismo sobre los detalles del diseño de reforma.

El surgimiento del gigante estadounidense de la energía AES (que ya posee el 80% de las concesiones de distribución de El Salvador) como un nuevo actor en el sector también tuvo un impacto en el proceso de reforma. De 1999 en adelante, AES principió a promover una

¹⁶ Los informes de la prensa en este asunto eran confusos. Describían una propuesta para ampliar los PPA existentes con EMCE 2 y LUFUSSA 2 por nueve años adicionales, en vez de una propuesta para aumentar la capacidad cubierta por estos contratos existentes en 85 MW por 9 años, dentro del marco de tiempo de los contratos existentes y a los precios ya determinados en el contrato público original de la licitación. Al final se decidió adjudicar un nuevo contrato de arrendamiento. Al tiempo de escribir – debido a la definición confusa de la regla de decisión, como se determina antes en la Sección 2.2.7 – no estaba claro si el ganador era *Nacional de Ingenieros* o CEMCOL. Sin embargo, este contrato seguramente llevará un precio considerablemente más alto que el de EMCE 2 y LUFUSSA 2.

inversión de \$650 millones en una planta de ciclo combinado de 750MW, usando gas natural líquido, para ser construida en Puerto Cortés. Esta planta, que está destinada al emergente mercado regional centroamericano, excedería grandemente el límite propuesto de 25% en la participación de cualquier compañía de capacidad generadora en el sistema hondureño.

3.2.2 Impedimentos institucionales y físicos a la reforma

Los factores políticos identificados en la sección anterior no son los únicos impedimentos al proceso de reforma en el sector eléctrico hondureño. Al diseñar la reforma, también hay que tener cuidado de adaptar el sistema al tamaño del mercado, las capacidades potenciales del regulador y el clima de inversión del país.

Tamaño del mercado y estructura competitiva

En las condiciones hondureñas, la introducción de un mercado en generación organizado alrededor de un mercado spot al por mayor, implica mayor inseguridad acerca del precio que pagarán los usuarios por energía y un serio riesgo de que los precios puedan estar muy por arriba de los costos marginales de un sistema eficiente por períodos significativos. También presenta la perspectiva de tasas generalmente más altas, en general, debido a los aumentos en el costo de capital, unido en parte al riesgo más alto asumido por el inversionista y también a la posibilidad de competencia limitada, conduciendo a exceso de ganancias de manera sostenida.

En la legislación propuesta que se detuvo en el 2001, se requería limitar el tamaño de cualquier planta al 25% de la demanda total, excepto por la planta hidroeléctrica Francisco Morazán de 300 MW. Sin embargo, no se produjo ningún argumento convincente para demostrar que el límite del 25% sería suficiente para asegurar resultados competitivos. La reciente evidencia de California sugiere que durante las horas pico, restringir una proporción mucho menor de capacidad de suministro puede tener un agudo impacto sobre los precios spot en un mercado liberalizado de electricidad.

El sistema eléctrico hondureño ha crecido rápidamente durante la última década y puede esperarse que continúe haciéndolo en el futuro, con la tasa anual de crecimiento de la demanda actualmente arriba del 5%, duplicando el total cada 14 años. Sin embargo, el sistema continua siendo pequeño, en términos absolutos – con máxima demanda actualmente por debajo de 800 MW. En esta situación, es difícil imaginarse que un mercado de generación pueda ser diseñado en el cual las unidades individuales no tendrían poder de mercado considerable. Al decidir sobre la escala de futuras inversiones, Honduras puede tener que escoger entre lograr una estructura de mercado más competitiva y acceder a tecnología de tamaño óptimo.¹⁷

¹⁷ Algunas veces se toma por un hecho que la tecnología óptima para generación de base es de plantas de ciclo combinado accionadas con gas natural líquido (LNG). Este es ciertamente el caso hoy en día, en todo sistema que ya tiene aPPAso a LNG. Sin embargo, cuando LNG no está disponible, como en Honduras, los costos de construir una terminal portuaria para manejar el combustible, son altos. Esto significa que solo vale la pena construir plantas de gran escala. De lo contrario, el costo de la terminal portuaria recarga el costo de capital del proyecto. Esto, en cambio, implica la necesidad de inversiones compensatorias adicionales en transmisión, para permitir que la red haga frente al volumen a ser inyectado. Una vez que estos factores están

El Proyecto AES en Puerto Cortés

La compañía estadounidense de energía AES propone construir una planta de gas natural líquido de ciclo combinado en Puerto Cortés, de 750 MW a un costo proyectado de \$650 millones. Esta es la primera iniciativa grande orientada hacia el naciente mercado regional centroamericano de energía. AES propone suplir a El Salvador, (donde ya posee el 80% de las concesiones de distribución) y también suplir a Honduras y Guatemala. Construiría una línea privada de transmisión de Puerto Cortés a Nejapa en El Salvador.

El proyecto ofrece mejores beneficios en términos de energía más barata. Su costo proyectado es de \$0.05 / kWh, muy por debajo de los precios recientes del mercado spot salvadoreño y cómodamente debajo del \$0.071 reportado por los PPA más baratos en Honduras. También produciría ganancias de la balanza de pagos para Honduras, debido a ahorros en importaciones de combustible. Sin embargo, el precio no está garantizado y el proyecto también presenta problemas importantes para los sistemas salvadoreño y hondureño, en el contexto de la actual inseguridad en cuanto al futuro de la reforma en Honduras.

Para el mercado salvadoreño, hace surgir el espectro de una reintegración vertical *de-facto*, con la misma compañía controlando una cuota bastante significativa de activos de generación y distribución. Puesto que el sistema salvadoreño permite el despacho físico de contratos bilaterales, AES podría canalizar toda la demanda de base de sus concesiones de distribución a la planta de El Faro, que tiene planes de operar con un factor de planta de más del 90%. Sin embargo, el resultado sería desplazar demanda desde las instalaciones hidro y térmicas de CEL de propiedad estatal, obligando a CEL a exportar energía excedente al resto de la región.

Aunque El Faro fuese la planta base para todo el sistema salvadoreño, la resultante carga de base de alrededor de 400 MW no sería suficiente para cargar la planta el tiempo completo. Por lo tanto necesitaría desplazar las facilidades de base existentes en Honduras y Guatemala, incluyendo la capacidad hidroeléctrica. Es difícil evitar la conclusión de que la planta propuesta parece estar sobredimensionada.

El proyecto también provoca dudas sobre cómo funcionará el comercio cuando dos países tienen diferentes reglas. Aunque las reglas del “pool” salvadoreño contemplan el despacho físico de contratos bilaterales, las reglas hondureñas propuestas limitarían su papel a la protección económica y el despacho sería en orden económico. El Faro tendría entonces que licitar dentro del “pool” hondureño, que se juntaría con el contrato con las compañías salvadoreñas. El Faro sería despachada sólo si fuese más barata que las alternativas. Pero el diseño técnico de una planta de ciclo combinado no permite el “afinamiento” de la producción.

El proyecto tendrá importantes consecuencias para la operación de la red de transmisión hondureña. La inyección de un flujo de 400 MW destinado al mercado salvadoreño puede esperarse que aumente las pérdidas y puede causar derrames. También afectaría el funcionamiento de futuros mercados de energía en Honduras. Aun si AES normalmente suple otros mercados, el total de su capacidad podría potencialmente ser canalizado sólo dentro del mercado hondureño. Con casi el 50% de la capacidad total, y el 90% de la capacidad de carga de pico, AES podría claramente tener considerable poder de mercado si un mercado liberalizado de generación fuera introducido en Honduras.

El diseño de reforma debe tener en cuenta el hecho de que actores individuales tendrán, para el futuro próximo una gran presencia en el mercado y un considerable poder de mercado, conduciendo a la tentación de demorar las respuestas de suministro, a fin de

incluidos en los costos de capital, aun para una planta muy grande, la inversión requerida por kilovatio de capacidad es relativamente alto.

beneficiarse con los desequilibrios sostenidos de precio. Esto haría la labor reguladora de asegurar resultados competitivos en un mercado spot al por mayor, difícil de cumplir, llevando a la necesidad de regulación directa de precios de generación, mediante topes de precios (*price caps*) basados en cálculos de costo.

La propuesta planta de ciclo combinado de LNG de AES El Faro, ilustra este punto (ver recuadro). Si se lleva a cabo, AES tendrá el 50% de la capacidad firme del sistema hondureño y estaría en capacidad de cubrir el 90% de la demanda pico. Como está redactada la ley, no contempla la manera de afrontarlo, a menos que las ventas de AES a la red hondureña estén sujetas a un PPA antes de que la ley sea aprobada.

Capacidad reguladora

En mercados no competitivos, la tarea de un regulador es fijar el precio que se permite que los productores cobren, basado en el análisis de costos eficientes. Pero en modelos basados en el mercado, el regulador también tiene la tarea más compleja y onerosa de intervenir para evitar un comportamiento colusorio (confabulación) y asegurar resultados competitivos. Una de las lecciones más impactantes de las recientes experiencias con mercados spot mayoristas competitivos en lugares tan diversos como El Salvador y California es que el papel de la discreción reguladora al asegurar resultados competitivos es un factor clave en el éxito o fracaso de dichos mercados. Aun el mejor diseño de arquitectura de mercado no será capaz de resolver automáticamente todos los posibles problemas.

Tales fracasos pueden suceder de diferentes maneras posibles, pero talvez lo más importante es el riesgo de que los generadores actúen, individualmente, o en colusión, para “jugar” (“*game*”) el mercado, deseando empujar para arriba los precios del mercado spot a costo de los distribuidores o usuarios. La sostenibilidad de una reforma, basada en precios spot mayoristas en generación, dependería de la presencia de un regulador con el mandato y capacidad de identificar fallas del mercado y actuar rápidamente para corregirlas.

Por consiguiente, al decidir sobre el diseño de la reforma en Honduras, es importante formular la pregunta: ¿qué podemos esperar razonablemente que sea la capacidad del regulador para manejar el mercado, a fin de asegurar resultados competitivos? La respuesta a esta pregunta depende en parte de la capacidad técnica y credibilidad del cuerpo regulador, que a su vez será una función del sistema de selección, definición de términos del puesto que no coinciden con el período presidencial, reglas sobre la rotación o traslape de términos para asegurar la continuidad, arreglos de remuneración para el personal que asegure la habilidad de reclutar personal adecuadamente calificado y programas de entrenamiento o de asistencia técnica. Pero también depende del contexto legal: el grado de autonomía del regulador y la confiabilidad y transparencia del poder judicial.

Dada la debilidad generalizada de las instituciones reguladoras en los servicios públicos hondureños hasta la fecha, sumado a la politización del poder judicial, debe ser cuestionable si es confiable asumir que el país sería capaz rápidamente de colocar un regulador con las competencias necesarias para manejar un mercado spot mayorista en generación, incluyendo la capacidad efectiva para ejercer poderes discrecionales a fin de

restringir el ejercicio de poder de mercado por grandes compañías con poderosos contactos políticos.¹⁸

Clima de inversión y la movilización de capital privado

Los PPA con frecuencia son caracterizados como contratos “de amigo” en los que tasas demasiado altas de retribución son recibidas sin que los correspondientes riesgos sean asumidos por el inversionista. Sin embargo, existe otra posible explicación para las altas tasas de retribución sobre dichos contratos: la percepción de un clima desfavorable para la inversión (incluyendo mercados locales de capital caros, un código laboral problemático y un poder judicial vacilante y corrupto) y un alto nivel de riesgo político percibido en hundir capital en de una industria regulada por el estado en Honduras. Tales factores pueden aumentar un riesgo significativo para el inversionista, aun cuando el contrato tenga una garantía soberana.

Si fuese el caso de que la alta tasa de rendimiento en los PPA corresponde a tales factores, entonces un cambio hacia un mercado spot mayorista puede esperarse que no reduzca los costos de capital para el sector de electricidad. Por el contrario, podría esperarse que lo aumente, pues la falta de pagos de capacidad garantizados, aumentaría la inseguridad asociada al flujo de ingresos esperados por el inversionista en proyectos de generación eléctrica, sin corregir ninguno de los otros factores que conducen actualmente a un alto costo de capital. En el peor de los casos, podría tomarse en casi imposible para atraer inversiones significativas al sector.

Regulación ambiental del desarrollo de nuevos proyectos

La racionalización y despolitización de la emisión de licencias ambientales es otro requisito importante para asegurar la fácil operación de cualquier tipo de mercado de generación en Honduras. La regulación ambiental en la actualidad es un significativo cuello de botella para nuevos proyectos de inversión en Honduras, en general. Los procedimientos para decidir cuál tipo de estudio es necesario, definiendo los términos de referencia para una evaluación de impacto y evaluando sus resultados, son lentos y algunas veces parecen arbitrarios. Particularmente vale la pena destacar que la Dirección de Control Ambiental de la SERNA, DECA, ha mostrado renuencia a aprobar proyectos privados que enfrentan gran oposición pública.

En el sector de electricidad, en el caso de los PPA, este problema ha sido evadido debido a que la SERNA es responsable tanto por el sector de energía como por el control ambiental, mientras que, al mismo tiempo, el Gobierno – a través de la ENEE – es el agente

¹⁸ Puede argumentarse que la corrección de este tipo de problema, por lo menos a corto plazo, puede atenderse a través de una regulación basada en costo – ya sea directamente, a través de toques de precios (*price caps*), o indirectamente, con reglas que permiten a los generadores ofrecer su energía al “pool” al costo marginal auditado de generación. En este caso, el regulador parecería tener la misma función que en un sistema sin mercado, es decir, la de determinar el costo permitido. Sin embargo, los toques automáticos de precio (basados en reglas sobre costos auditados) son difíciles de diseñar e imponer, mientras que, como se vio recientemente en el caso de California, la imposición de toques discrecionales de precios inevitablemente conduce a tremendos debates y desacuerdos, al entrar en juego los diferentes intereses creados.

comisionado para estos proyectos. Sin embargo, en un sector reformado, en el que las propuestas de inversión privada se hacen sin ningún patrocinio del Gobierno, aumentarán los obstáculos políticos y burocráticos en la emisión de licencias ambientales.

Tres ejemplos recientes de iniciativas de generación privada que surgieron fuera del marco de los PPA, ilustran este punto. El proyecto propuesto de Patuca 2 – un proyecto hidroeléctrico privado grande – fue abandonado cuando se aclaró que sería difícil obtener una licencia ambiental. El proyecto AES El Faro (ver recuadro en la página 30), tuvo que esperar 8 meses para que los términos de referencia fuesen aprobados para un estudio de impacto ambiental. Y en el caso del proyecto hidroeléctrico privado El Cangrejal de 50 MW, los ambientalistas propusieron cambios mayores (incluyendo la reubicación del cuarto de máquinas 3km aguas arriba), a fin de proteger los intereses de un pequeño negocio eco-turístico de balsas, propiedad de uno de los oponentes del proyecto.

El problema de los costos embarrados (stranded costs)

Un impedimento ampliamente reconocido para el establecimiento de un mercado spot mayorista competitivo es la existencia de los costos embarrados (stranded costs) de los PPA que garantizan los pagos de capacidad a las plantas existentes por un largo período. Si estos contratos garantizaban la compra de energía (convenios de tomar o pagar), entonces solo las nuevas plantas entrantes en realidad operarían en una base de mercado spot. Sin embargo, en el caso de Honduras los PPA no contienen cláusulas de tomar-o-pagar (take-or-pay) para el componente de energía. El estado está comprometido a honrar los pagos de capacidad negociados, pero no a comprar la energía de las plantas.

En el futuro, si no son negociados los PPA pueden dar lugar a un problema de incentivos (relacionado con su asignación entre los compradores), al momento de “desempacar” a la ENEE, y a un problema de liquidez (limitando las posibilidades para un comercio mejorado y futura competencia), en el contexto de un futuro mercado regional de electricidad.

Honduras tiene varias alternativas para tratar con estos contratos:

- ?? Subsidiar los costosos PPA con las rentas de la generación hídrica, como se hace ahora. Las compañías de distribución recibirían un precio promediado no discriminatorio por energía al por mayor, y harían pagos de capacidad prorrateados de su demanda pico. No habría ninguna renegociación. Esta opción tiene impactos de fijación ineficiente de precios y, si la capitalización de la hidroelectricidad fuese atractiva, en la cobertura (cuando la inyección de fondos alimente un Fondo Universal de Servicio).
- ?? Si la privatización de la distribución fuese políticamente impracticable, no habrían recursos locales frescos para sufragar la compensación potencial requerida para retirar los PPA.
- ?? Si la privatización de la distribución fuese factible, Honduras enfrenta la compensación entre usar el producto de la privatización para ampliar la cobertura de servicio o para renegociar los PPA. La última opción haría posible las reducciones de precio y más liquidez de contrato en el mercado de generación. Sin embargo, el beneficio esperado de renegociar tales contratos normalmente crece al acercarse a su final. Una buena estrategia, por lo tanto, sería mantener abierta la opción de renegociar los PPA en el futuro.

Mecanismos laterales de oferta y demanda para regulación de mercado.

En un modelo de mercado spot puro, el precio pagado por los distribuidores para cubrir la demanda no cumplida conforme a contratos de protección, fluctúa en tiempo real, según la demanda disminuye y fluye. Para la mayor parte del día, cuando el sistema tiene capacidad sobrante, se esperaría que los generadores de base liciten en el “pool” a su costo marginal de corto plazo (SRMC). Pero durante las horas pico, la obligación del distribuidor de cumplir toda la demanda, conduciría a que el precio de compensación de mercado sea empujado lo suficientemente alto para hacer que sea rentable poner a funcionar plantas marginales. Esto permite que las plantas infra-marginales cobren más de su SRMC (costo marginal de corto plazo) durante las horas pico, y así recuperar sus costos de capital.

Esta clase de sistema puede funcionar bien cuando hay suficiente capacidad disponible para llenar la demanda pico total. Sin embargo, si la capacidad de generación es insuficiente, comparada con la demanda, puede ser que no exista ningún precio que balancee la oferta y la demanda, a menos que alguna forma de manejo de demanda de tiempo real sea introducida a sistema. Dependiendo de la asignación de derechos de propiedad sobre la escasez, hay dos soluciones alternativas básicas que pueden ser consistentes con la eficiencia económica. Se podría pagar a los consumidores para aceptar la suspensión temporal del suministro cuando el sistema alcanza impedimentos de capacidad. Alternativamente, los contratos interrumpibles podrían usarse para servir a los consumidores, de acuerdo con su disposición de pagar. Cualquiera de estas opciones disminuiría las necesidades de capacidad del sistema.

La operación de un mercado mayorista spot en el contexto de un sistema hidro-térmica

Otro impedimento para el diseño de la reforma en Honduras es la naturaleza hidro-térmica del sistema. Con despacho centralizado, un modelo único de computación puede usarse para calcular el costo de oportunidad del agua y optimizar la operación del sistema. Esto es lo que Honduras hace hoy día.

Con un sector de generación horizontalmente desempacado, incluyendo varias plantas hídricas, podría dejarse que cada gerente de hidro-planta decidiese cómo valorar su agua. Sin embargo, esto lleva a la necesidad de capacidad de modelaje duplicado. En un país desarrollado esto no es un gran problema. Pero en un país que enfrenta el tipo de impedimentos de capital humano observados en Honduras, los costos comprendidos en esta duplicación pueden ser considerables. Lo que es probable que suceda es que las compañías privadas contratarán a los mejores consultores y las restantes compañías estatales lucharán por llevar a cabo el modelaje efectivamente.

Por lo tanto, sería mejor retener un modelo centralizado para determinar el despacho óptimo de recursos hidroeléctricos, como se hace actualmente en Panamá y Chile. Esto no es inconsistente con el desempacamiento horizontal de la capacidad hidroeléctrica existente, ni con el futuro desarrollo de plantas hidroeléctricas privadas. En este caso, el factor que sería tomado en cuenta para decidir su programa de despacho no sería el valor de los contratos financieros que tienen para la venta de la energía a los distribuidores, sino más bien el valor económico del agua, como sea determinado por el programa central. Una alternativa intermedia sería que el modelo central proporcione información gratuitamente a todos los actores interesados, y les permita tomar sus propias decisiones.

4 Recomendaciones

En virtud de las consideraciones señaladas en la sección 3, este estudio recomienda que Honduras debe considerar adoptar una estrategia de reforma “rodante”, basada en un claro entendimiento de la etapa en que Honduras se encuentra en el desarrollo del sector eléctrico y una correspondiente priorización de problemas y soluciones.

La estrategia sugerida daría prioridad al fortalecimiento del gobierno (políticas y regulación) del sector, “desempacando” a la ENEE y eliminando subsidios defectuosos. Propone una opción de mercado mayorista de electricidad que es factible frente a los impedimentos actuales, pero no excluye las futuras opciones para beneficiarse del desarrollo de un mercado regional.

Cabe enfatizar que estas propuestas no se plantean como la única receta para la reforma del sector. Existen alternativas factibles, aun a corto plazo. Y a mediano plazo, los impedimentos institucionales que condicionaron este grupo de recomendaciones, podría cambiar. En muchos casos, las propuestas de reformas en otros países han fracasado precisamente porque se volvieron rígidamente asociados a una solución técnica propuesta, que equivocadamente se supuso que fuera un *Deus Ex Maquina* capaz de resolver todos los problemas, pero que – aunque su lógica interna fuese coherente – fracasó en tomar en cuenta las realidades locales.

Por lo tanto, en vez de insistir sobre las propuestas específicas presentadas aquí, insistiríamos en la validez de nuestro enfoque general del proceso de reforma. Esto principia con un análisis de los problemas y prioridades del país y del sector eléctrico, y también toma en cuenta los impedimentos que enfrenta el proceso de reforma. En este contexto, buscamos seguir una pista factible hacia el comportamiento mejorado del sistema de manera sostenible. El reformador exitoso debe anticipar la necesidad de ajustar las tácticas, en vista de consecuencias inesperadas, y cambiarse a otros instrumentos que rendirán los resultados deseados.

4.1 Resumen de la estrategia de reforma propuesta

Basado en las consideraciones anteriores, se sugieren tres grupos de recomendaciones. El primer grupo (Gobierno del Sector) pretende crear instituciones mejor adecuadas para formular una estrategia de energía de país, regular la industria y proteger los derechos de los consumidores. El segundo grupo (Estructura de Mercado) está destinado a crear una configuración de industria que facilite la entrada de inversionistas privados y reduzca la oportunidad de abuso del poder de mercado. El tercer grupo (Arquitectura de Mercado), persigue reglas de mercado en compras y formación de precios que refleje el alcance limitado de competencia en generación que se esperará a mediano plazo.

Gobierno del sector

- ?? Un Ministerio de Energía separado establecería un liderazgo adecuado en el sector y terminaría con los conflictos de intereses dentro del Ministerio de Recursos Naturales entre la función de planificación para el desarrollo del sector de energía y la función de control ambiental.
- ?? Una entidad reguladora multi-sectorial establecería una regulación más fuerte en Honduras. Esta sugerencia necesita ser discutida y coordinada con las necesidades y

expectativas de los otros reguladores de servicios públicos. Un punto a favor de la propuesta es que una nueva entidad economizaría en el escaso personal humano para dotar de personal a oficinas reguladoras individuales.

- ?? Canales para una efectiva participación de la población darían a los ciudadanos un sentido de apropiación. Algunos canales que serían explorados son campañas por los medios de comunicación, incentivos por reducción de consumo y audiencias y consultas públicas periódicas.
- ?? Un Fondo Universal de Servicio para ampliar la cobertura daría prioridad a las propuestas que minimicen el costo de la oferta y promuevan el involucramiento de las comunidades.
- ?? Se necesita más discusión en cuanto a cómo insertar los proyectos privados de energía renovable dentro del sistema reformado. La mejor opción sería otorgar concesiones para proyectos de este tipo de manera competitiva.

Estructura de Mercado

- ?? Es aconsejable mantener las restricciones en la estructura de la industria, propuestas en el actual proyecto de ley, incluyendo la prohibición de la integración vertical y límites a la integración horizontal.
- ?? La ENEE sería dividida en empresas independientes, (por ejemplo, una o dos empresas de generación, una empresa de transmisión/despacho y dos o tres empresas de distribución). La privatización empezaría con la distribución. Los otros segmentos de la industria quedarían por el momento en posesión pública, pero serían corporatizados (SAs) abriendo el camino para futura venta a propietarios privados.
- ?? Antes de poner en ejecución un mercado spot al por mayor en generación, sería ideal que las empresas estatales de generación, distribución y transmisión fuesen privatizadas para evitar conflictos de intereses para el Estado cuando ejerza su función de regulación

Arquitectura de Mercado

- ?? Para asegurar suficiente expansión de la capacidad generadora, Honduras por el momento debe continuar celebrando convenios de compra de energía con componentes de capacidad y generación, mediante licitaciones internacionales públicas, bajo la supervisión del regulador. Este sistema garantizaría suficiente capacidad para enfrentar la demanda y evitar la inestabilidad de precios causada por desequilibrios de oferta que han socavado la sostenibilidad de la reforma en otros países. Una asociación de distribuidores (ver la discusión más adelante) sería el comprador único y sería la contraparte contractual de los generadores. Los costos de capacidad de estos contratos – junto con los de los PPA existentes – serían traspasados a los usuarios finales.
- ?? La puesta en ejecución de un mercado spot para generación (sin una planificación central de expansión de capacidad), sería pospuesta hasta la completa integración del mercado centroamericano. Este mercado más grande tendrá suficientes actores para compensar los problemas de poder de mercado que con seguridad obtendrían si el mercado de generación hondureño fuese completamente liberalizado en la actualidad.

- ?? Mientras tanto, la generación (sin tomar en cuenta la tecnología), sería despachada por mérito económico a través de un “pool” central. Para cada período, los distribuidores informarían su demanda proyectada y todos los generadores estarían obligados a poner a disposición su capacidad entera.
- ?? Para reducir los requerimientos de capacidad extra que resultan de tarifas únicas, es necesario introducir sensibilidad de tiempo real entre la demanda y los precios. Una primera medida sería fijar programas de precios diferenciados por la hora del día para clientes con adecuados aparatos de medición. Una segunda medida sería poner en ejecución un mecanismo de mercado para la suspensión temporal del exceso de oferta como se discutió anteriormente.
- ?? Las empresas de distribución necesitan estar en capacidad de cobrar mediante tarifas los costos financieros completos de todas las partes del sistema. Si el subsidio de demanda fuese limitado a quienes consumen menos de 100 kWh/mes, los recursos disponibles podrían aplicarse al programa de expansión de cobertura.

4.2 Discusión de aspectos clave relacionados con la estrategia propuesta de reforma

El mercado de generación

Un asunto estratégico que debe resolverse en el diseño de la reforma hondureña es cómo tratar con el mercado de generación. Dada la economía política y los impedimentos institucionales y técnicos que existen en Honduras, sería prudente considerar retener por el momento un manejo centralmente planificado de expansión de capacidad, en vez de remitir la expansión de la capacidad a un mercado liberalizado de generación.

En un mercado spot la expansión de la capacidad generadora sería el resultado de la iniciativa individual de inversionistas, basada en su expectativa de futuros precios de mercado spot (o contratos de protección emitidos por intermediarios en mercados mayoristas). El modelo de mercado spot busca sustituir a los PPA, que son contratos de protección en los cuales el sistema pasa del inversionista al consumidor los riesgos asociados con la decisión sobre la capacidad, por medio de pagos garantizados de capacidad. En el modelo basado en PPA, una autoridad decide mediante licitación pública cuáles proyectos obtendrán los contratos de capacidad.¹⁹

Los precios de los PPA pueden llegar a estar diferentes de los precios eficientes ex post. Por lo tanto, puede haber un beneficio permitiendo que los precios se ajusten al desarrollo de los costos reales. Un mercado spot permitiría este ajuste. Pero este beneficio potencial debe ser balanceado contra el riesgo de precios ineficientes que pueden resultar de un mercado spot con pocos actores y un regulador débil que no puede impedir la competencia imperfecta.

¹⁹También sería posible tener un proceso de decisión descentralizado, basado en un mercado para capacidad, como en Guatemala.

Es seguramente el caso que un mercado para los PPA puede operar bien, y también puede operar mal. Como se mostró en la sección de Diagnóstico, la historia de Honduras a este respecto es mixta. Los obstáculos para competencia en licitaciones de contratos de capacidad manejados por el Estado han sido importantes, y el costo de los primeros PPA fue mucho más alto que los puntos de referencia internacionales. Las buenas nuevas es que el costo de recientes PPA ha disminuido, en parte debido a progreso tecnológico y más presiones competitivas. Los nuevos costos ofrecen al regulador información valiosa para el diseño de concursos de adición de capacidad, especialmente referente a la evolución de las primas de riesgo impuestas por los inversionistas. Las malas noticias es que la falta de licitaciones puntuales de capacidad para establecer nuevos PPA, ha conducido recientemente a la contratación de capacidad generadora de emergencia demasiado cara, mediante contratos de arrendamiento, con precios tan altos hasta de 18 centavos por KWh.

La solución aquí planteada para generación consiste en organizar licitaciones de capacidad transparentes y competitivas, llevadas a cabo por una agencia privada bajo la vigilancia del regulador, pero no sujetas a las reglas de compra del sector público. No habría ninguna garantía soberana en estos contratos.²⁰ La generación sería entonces despachada por modelos de programación de menor costo. El costo total de los pagos de capacidad más el costo financiero de despacho de corto plazo serían trasladados al consumidor prorrateados con su consumo total. Esto aseguraría la solvencia financiera del sistema.²¹ No habría ningún papel inmediato para que los precios de mercado spot intervengan en la formación de precios al consumidor.

Debe enfatizarse que esta propuesta no significa que los generadores no estarán sujetos a la disciplina de mercado. Esto tomaría la forma *ex ante* de licitaciones periódicas para llenar las necesidades de capacidad, junto con el despacho económico de tiempo real de los requerimientos de energía. La determinación de las necesidades de capacidad continuaría siendo una decisión de planificación central. Un cambio hacia un mercado competitivo completo abierto y competitivo en generación sería pospuesto hasta que el mercado regional centroamericano de electricidad sea una realidad. Mientras tanto, es necesario hacer homogéneos los esquemas de remuneración para diferentes tecnologías de generación y pasarse a formatos de contratos líquidos, más estandarizados.

El crecimiento del sistema y el desarrollo institucional eventualmente alcanzarán el punto en que el balance de riesgos y beneficios cambia a favor de una completa liberalización en la generación. Honduras y Centroamérica estarían entonces en posición de beneficiarse de las lecciones aprendidas en otros países en relación con el diseño de arquitectura de

²⁰El impacto de garantías soberanas sobre la disponibilidad y costo de financiamiento de capital para inversión en generación, no se conoce. Sin embargo, al momento de escribir este documento (noviembre 2001), la ENEE tiene en camino una licitación de contrato para un PPA de 210 MW en el que no habrá tal garantía. El resultado de esta licitación arrojaría una luz sobre cuánta diferencia hace la garantía soberana al costo y disponibilidad de capital.

²¹Eventualmente, el sistema puede conducir a sobre-expansión de la capacidad, pues la decisión de capacidad es tomada por un planificador que no tiene que incurrir en los costos correspondientes, y quien está expuesto a apuros políticos si se presentan paralizaciones.

mercado y las restricciones reguladoras asociadas necesarias para maximizar las esperadas ganancias de tal transformación.

Ampliar la cobertura vía un Fondo Universal de Servicio

La creciente cobertura de servicio es un tópico vital en toda reforma de sector. Hasta la fecha, donaciones han sido desplegadas con éxito relativo, para ampliar la cobertura de electricidad en Honduras. Pero esto no es sostenible. Deben explorarse nuevas maneras de financiar servicios de electricidad para los pobres.

Una alternativa es privatizar la distribución, imponiendo al concesionario la obligación de cumplir metas anuales de cobertura. Pero este tipo de arreglo requiere negociaciones *ex post* entre el planificador de sector, por una parte, y el concesionario, por otra, para determinar la selección de beneficiarios, tecnologías, y el paso del proceso. Estas decisiones *ex-ante*, puede resultar, *ex-post*, ser sub-óptimas.

Una mejor opción es establecer un Fondo Universal de Servicio (manejado por el sugerido Ministerio de la Energía), que estaría financiado por tres fuentes, a saber: (i) Fondos de la privatización de la distribución y participación privada en la generación, cuando estas alternativas sean emprendidas, (ii) Transferencias fiscales a las regiones, basadas en incentivos, (iii) Donaciones innovadoras por donantes y empresas distribuidoras de equipo, junto con los esfuerzos de las comunidades rurales.

El Fondo Universal de Servicio subsidiaría la conexión de nuevos clientes a las redes existentes. Los subsidios serían restringidos a las cuotas de conexión. El Fondo emitiría “bonos” a los clientes, quienes los usarían para pagar a las compañías de distribución por costos de conexión cuando la instalación sea completada.

En el caso de soluciones de energía fuera de red (áreas rurales), existen dos alternativas básicas organizacionales para comenzar con el diseño de una solución de entrega: (i) Concesionar el suministro de energía a “Compañías de Servicio de Energía”(ESCOS), para ser remuneradas usando el concepto de “ayuda basada en la producción”, (ii) Usar organizaciones de origen popular y técnicas de micro-financiamiento para auto-obtención de servicios de energía. La selección de la opción apropiada depende de la magnitud de las inversiones y de la existencia de tradiciones de cooperación y redes establecidas de financiamiento rural, entre otros factores.

En todo caso, el trabajo preparatorio es necesario para determinar las metas de cobertura, identificar tecnologías factibles, especificar arreglos para mantenimiento, y determinar la contribución de las comunidades y fijar reglas para escoger a los receptores de la ayuda.

Otros temas clave relacionados con la expansión de la cobertura que necesitan ser abordados en el contexto de la privatización de la distribución incluyen la coordinación de los criterios de adjudicación con las metas de expansión y mantenimiento de las obligaciones impuestas a los concesionarios, la adecuada especificación de procedimientos para la obtención de extensiones de red y la responsabilidad por nuevos activos en el proceso de fijación de tarifas.

El asunto del comprador único

El tamaño del mercado energético de Honduras no deja muchas opciones para atender la expansión de capacidad, si los costos de la integración vertical van a ser evitados. En este panorama, la solución del comprador único es una opción factible para garantizar la seguridad de la oferta. Resuelve el problema fundamental de concentrar la oferta de los requerimientos energéticos de todo el país en una sola transacción de gran tamaño a un costo mínimo *ex ante*. Esto minimiza el problema de tiempo de espera que los nuevos generadores enfrentarían si tuviesen que negociar diacrónicamente con dos o tres distribuidores individuales pequeños. Algunas economías de escala podrían obtenerse, y los costos y tiempo adicionales del sistema ineficaz de contratación pública, también serían evitados.

Hay dos alternativas para implementar la solución de comprador único. Este documento sugiere establecer una asociación de distribuidores que sería la contraparte contractual de los generadores, tanto en contratos de capacidad como en energía despachada.²² Incentivos para pago puntual por distribuidores individuales deben ser introducidos. Sería ideal que la asociación actuase como “cámara de compensación” para garantizar el cumplimiento de los distribuidores individuales. Sería ideal, también, que la asociación solicitase a cada distribuidor financiar una garantía comercial individualizada de cumplimiento.²³ Esto tendría la ventaja de reducir la carga de trabajo del regulador y contribuir a la sostenibilidad financiera de las transacciones.

En esta propuesta, el operador del sistema no se involucra en ningún trato comercial entre generadores y distribuidores. Una alternativa para la asociación de distribuidores es crear un operador privado de sistema para conducir tanto el despacho físico como los arreglos comerciales entre generadores y distribuidores. Esta última propuesta tiene la dificultad de requerir recursos más sofisticados de *intermediarios*, pero tiene la ventaja de ser un instrumento financiero neutral, pues no estaría bajo el control de los distribuidores. También facilitaría la transición al mercado regional de generación.

Debe advertirse que la propuesta de comprador único confronta los siguientes problemas de agencia: (i) El Gobierno puede poner en servicio un exceso de capacidad y *bañar en oro* la selección de tecnología, (ii) El traspaso integral del costo de generación a los clientes no estimula que los distribuidores busquen minimizar este costo. (iii) Las empresas públicas de generación pueden presionar para modificar el nivel de capacidad privada puesta en servicio. (iv) Los generadores privados no tendrían la opción de favorecer a los distribuidores con el mejor récord de pago.

Es necesario poner en acción un grupo de medidas complementarias para mitigar los defectos mencionados. La siguiente es una lista preliminar e incompleta de tales medidas:

²²El funcionamiento de este esquema requiere separación vertical entre generación y distribución para evitar conflicto de intereses.

²³La economía política de la electricidad hace difícil la protección completa contra riesgos comerciales en esta propuesta, pero sucede lo mismo para cualquier esquema concebible de gobierno y contratación que pudiese reverse. Pero parece realista alcanzar por lo menos protección “parcial” mediante garantías auto-financiadas.

- ?? Introducir precios y tarifas variables en el tiempo real.
- ?? Hacer pagos de capacidad de distribuidores proporcionales a su demanda pico.
- ?? Realizar audiencias públicas para analizar los respectivos méritos de contar con tarifas más bajas, comparado con los beneficios de contar con una mejor confiabilidad de suministro, antes de definir el programa de expansión de capacidad.
- ?? Facilitar a los clientes no regulados para tratar directamente con generadores, para generar un sistema de liquidación de contrato que evite fricciones entre distribuidores y clientes no regulados.
- ?? Introducir incentivos para reducir el riesgo de incumplimiento por distribuidores individuales.
- ?? Negociar contratos redimibles de capacidad, donde el tamaño de las adiciones es determinado por consideraciones supranacionales. Esto permitiría al planificador contratar capacidad menos “firme”.

Resumiendo, en el esquema del comprador único, el planificador del sistema definiría el tamaño de la adición de capacidad y su tecnología. El comprador único entonces realizaría licitaciones públicas de capacidad bajo la vigilancia del regulador. Cada distribuidor pagaría el elemento de capacidad, prorrateado con su demanda pico.²⁴ La asociación de distribuidores garantizaría parcialmente el comportamiento de los distribuidores.

Privatización

La privatización de la distribución tendría una mejor oportunidad de atraer inversionistas una vez que el “desempacamiento” de la ENEE esté completada y que las estructuras reformadas de tarifa y subsidio hubiesen demostrado ser políticamente factibles. Sería ideal que las nuevas compañías de distribución agruparan juntos a los clientes, a fin de ser financieramente viables. Algo del producto de la privatización debería alimentar el Fondo Universal de Servicio para ampliar la cobertura. Otra porción del producto debería mantenerse congelada para financiar eventualmente la renegociación de PPA. La privatización de la generación hidroeléctrica es un asunto políticamente más sensible. Sin embargo, la experiencia positiva de llegar a una sociedad pública-privada en EBB (la primera empresa eléctrica verticalmente integrada de Bogotá, Colombia), debe ser cuidadosamente evaluada. Una sociedad de este tipo impactaría favorablemente en el clima de inversión en Honduras y en las perspectivas de competencia en el mercado regional de generación.

La transición al mercado regional

Con la construcción del proyecto SIEPAC, los impedimentos físicos en los intercambios de energía entre Honduras y la región centroamericana, serán grandemente reducidos, ofreciendo la perspectiva de suficiente tamaño del mercado para permitir un mercado competitivo en generación

²⁴En esta manera, los distribuidores tendrían el incentivo para introducir medidas de reducción del lado de la demanda.

Sin embargo, no parece probable a mediano plazo que esto se desarrollará en un mercado integrado, con un sistema único unificado de despacho. Por el contrario, el mercado regional operará para el futuro inmediato como una “capa” adicional arriba de los mercados nacionales, que operará internamente con considerables diferencias en sus reglas y regulaciones, ya encajadas en reciente legislación. El comercio será canalizado a través del sistema nacional de despacho. Por lo tanto, el diseño de reforma en Honduras debe presumir que por ahora, habrá un mercado nacional con mayores opciones para comercio internacional en vez de un mercado regional completo. La mayor tarea de transición para el mercado de Honduras será el cambio hacia contratos más estandarizados de más corta duración. El cambio crearía liquidez de contrato y presiones de precio hacia abajo. El costo de la transición es la renegociación de los actuales PPA (se discute abajo).

Renegociación de contratos

El motivo para renegociar es anticipar los beneficios de nuevos formatos de trato a los costos actuarialmente justos de los arreglos actuales de compra. Los beneficios crecen con la proximidad de opciones alternativas de negocio y los costos disminuyen al acercarse el vencimiento de contratos. En el contexto de Honduras y las perspectivas de mercado regional, debe enfatizarse que la meta primaria de renegociar los PPA es introducir formas de contrato más líquidas que faciliten el comercio y la competencia en el futuro.

Renegociar un contrato no es tarea fácil. Una renegociación mal concebida puede enviar señales negativas a futuros inversionistas privados y generar una “guerra de trincheras” entre clientes y productores. La renegociación de PPA en Honduras se hará más fácil cuando el comercio internacional en energía es facilitado por el proyecto SIEPAC y el desarrollo del mercado regional.

Una renegociación posterior reduce el costo de las compensaciones esperadas debido a que el tiempo de madurez es más corto. También, reduce los riesgos políticos y costos de tener *dos* rondas de renegociación de contratos, que podrían ocurrir si la reforma principiara ahora con renegociación basada en expectativas de precio que una vez más resultaron equivocadas.

Una manera factible de renegociar los PPA es acortar su duración y rastrear las diferencias que sus propietarios hubiesen recibido de no haberse introducido ningún cambio.²⁵ Esta solución proporcionaría un ambiente favorable para los inversionistas. El problema es cómo financiar la diferencia. La literatura sobre renegociación muestra que no es creíble pagar compensaciones como flujos. Esto excluye la posibilidad de usar tarifas aumentadas para pagar en cuotas la eliminación de viejos contratos. La existencia de fondos necesarios para renegociar necesita venir ya sea de fuera del sector (transferencias fiscales o préstamos – ambas posibilidades remotas), o de la venta de activos políticamente menos sensibles.

²⁵Para una discusión sobre el asunto, ver, Wolf, F. y Halpern, J. 2001. Integrando IPPs dentro de Mercados Emergentes de Energía al por Mayor. Washington, DC: El Banco Mundial, Documento WB 14277, nov. 2001.

La secuencia de la reforma

La reforma debería proceder gradualmente por dos razones: (i) la existencia de capital político es insuficiente para que un reformador logre una reforma de sector de largo alcance de “gran golpe” en las condiciones actuales, (ii) Aun en el caso de tener los recursos necesarios para poner en ejecución una reforma *formal* de la noche a la mañana, tomará tiempo fortalecer el sector y construir un grupo de electores en apoyo de los cambios. Todo intento por introducir paquetes de reforma que no sean coherentes con la economía política del país pueden provocar costosas reacciones.

Basados en estas consideraciones, sugerimos que el Gobierno considere una estrategia de dos partes, en la cual se mueva inmediatamente para poner en ejecución las medidas que sean conformes con la visión general de reforma presentada en este documento, y la que puede hacerse sin necesidad de legislación primaria, y al mismo tiempo preparando la legislación de reforma para racionalizar la gobernabilidad del sector y abrir el camino para moverse hacia una arquitectura de mercado más competitiva cuando sea factible:

- ?? “Desempacando” y corporatizando a la ENEE.
- ?? Contratación de nueva capacidad de generación por medio de PPA, a través de procesos de licitación pública transparentes, en una escala que permita una expectativa razonable de precios por debajo de \$0.065 por KWh. Como primer paso, complete con éxito el contrato que está siendo adjudicado.
- ?? Privatización de distribución, con términos contractuales (topes de precios o “*price caps*”) que estimulen mejoras factibles pero sostenidas en pérdidas técnicas. Las pérdidas técnicas podrían reducirse a 12% en tres años. Esto sería equivalente a agregar alrededor del 10% más de capacidad al sistema. Reducir el robo y requerir que los usuarios paguen la tarifa legal por energía, mejorarían aun más las economías en la expansión de capacidad. Este enfoque le daría a los concesionarios el riesgo comercial de facturación y cobro, pero no requeriría que el concesionario actúe como agente del mercado (intermediario) entre los generadores y los consumidores. La tarifa de distribución estaría regulada con base en consideraciones de costo eficiente. (Esta medida requeriría aprobación del Contrato de concesión por el Congreso, pero no requeriría legislación primaria).
- ?? Poner en marcha el Fondo de Electrificación y programar un plan de expansión de cobertura.
- ?? Revisión de la tarifa final del usuario para asegurar que cubre completamente el costo financiero de generación, y el costo eficiente de transmisión y distribución, a fin de garantizar la sostenibilidad financiera del sistema.
- ✍ Racionalización del subsidio de demanda, ya sea aboliendo completamente el subsidio, o reduciendo su cuantía a los consumidores de menos de 100KWh/mes. Reasignar las economías resultantes al fondo de electrificación.

La puesta en vigencia de estas medidas produciría ganancias inmediatas para los usuarios en forma de seguridad de oferta y reducciones de costo. También retirarían del campo de juego o debilitarían seriamente a algunos de los jugadores opuestos a la reforma del sector. Sin embargo, los clientes cuyo subsidio ha sido reducido pueden oponerse a las medidas, si el cambio no produce rápidamente mejoras tangibles en su servicio. Por lo tanto, deberán

ponerse en ejecución acciones complementarias orientadas a capacitar a los usuarios, mediante audiencias públicas, campañas de calidad, etc., para maximizar la contribución de los usuarios al proceso de reforma, y minimizar la resistencia del cliente.

Paralelamente, un grupo de trabajo debe ser establecido para trabajar en la legislación de reforma del sector, cuyas metas deberán incluir lo siguiente:

- ✍ Crear una nueva estructura creíble de gobierno para el sector, incluyendo una agencia de política y planificación (posiblemente un Ministerio de Energía y Agua) y un regulador fortalecido, con mayor capacidad técnica e independencia funcional que el regulador actual y posiblemente con responsabilidades de sector cruzado.
- ✍ Nivelar el campo de juego para remuneración de generación, incluyendo fuentes renovables, y pequeñas plantas hídricas, que deben ser desarrolladas de manera competitiva mediante concesiones.
- ✍ Crear una nueva agencia privada de comprador único y definir su relación con las agencias reguladoras y de política del sector. Definir un nuevo formato para contratos.
- ✍ Fijar un nuevo sistema de tarifas financieramente sostenibles y subsidios racionales debidamente destinados.
- ✍ Crear y promover canales para participación de los consumidores.
- ✍ Aclarar la manera en que Honduras participará en el mercado regional de electricidad.

Cuanto más avance el Gobierno con acciones decisivas basadas en el mandato ejecutivo existente, y muestre los resultados positivos de estas acciones para los sistemas actuales y usuarios potenciales, más fácil será convencer al Poder Legislativo que apruebe una nueva ley que tenga que ver con este segundo grupo de acciones.

4.3 La factibilidad política de la estrategia propuesta

El nuevo Gobierno está consciente de la necesidad de modernizar el estado y profundizar los cambios en los sectores de electricidad que principiaron con la Ley Marco de 1994. El Gobierno incluye líderes con visión y habilidades gerenciales, quienes jugarán un papel prominente en la vida pública de Honduras en los años venideros, y está investido con bastante autoridad como resultado de la mayoría triunfadora del presidente en la elección de noviembre 2001. Todos estos son factores positivos.

Por otro lado, el partido gobernante no tiene una mayoría en el Nuevo Congreso, y el “capital político” acumulado en la campaña electoral necesita ser usado en muchos frentes aparte de la energía. Esto sugiere favorecer estrategias con mínimo contenido legislativo.

Este es el razonamiento para sugerir que, en la planificación concreta de ejecución de la estrategia, el Poder Ejecutivo deberá identificar las oportunidades para acción, basado en sus actuales mandatos, en vez de tomar un enfoque “*Tabla Rasa*” a la legislación antes de poner en ejecución cualquier cambio.

Creemos que, no obstante las restricciones que enfrenta el Gobierno, la estrategia propuesta en el presente estudio es políticamente viable. Los siguientes párrafos resumen las principales razones por las que esto es así:

- ?? La estrategia permitirá a Honduras sacar provecho de las grandes ganancias de eficiencia que todavía pueden ser cosechadas en el sistema de distribución, mediante su rápida privatización. Esto podría hacerse basado en la ley existente, siempre y cuando el Gobierno declare que no hará uso de la opción de comprar la concesión a través de los Fondos de Pensiones del estado. Tanto la ganancia proveniente de la privatización, como las ganancias de eficiencia resultantes, podrían canalizarse rápidamente en beneficios para los usuarios, especialmente los pobres. Esto a su vez aumentaría la credibilidad del proceso de reforma y haría más fácil obtener la aprobación legislativa de los cambios en otras áreas más adelante.
- ?? La estrategia deja a un lado, por ahora, el conflictivo tema de la privatización de los activos de transmisión y generación, lo que fue una fuente importante de oposición política a la propuesta anterior de reforma.
- ?? La estrategia otorga alta prioridad a continuar ampliando la cobertura de la distribución, lo que deberá hacer posible organizar una coalición de alcaldes de comunidades remotas y organizaciones de barrios marginales, en apoyo de la propuesta.
- ?? La estrategia conservará los mecanismos de subsidio a favor de los usuarios más pobres, pero eliminará los subsidios fiscalmente insostenibles a la clase media. Con un fuerte liderazgo político, esto puede ser vendido a la prensa y al público, como parte coherente de la estrategia de Reducción de la Pobreza.
- ?? La estrategia garantizará la expansión de la capacidad, de acuerdo con la demanda, evitando el riesgo político de una crisis de oferta. Una mejor planificación y una contratación más transparente, mejorarán la composición del parque de activos de generación, y reducirán el precio promedio y marginal de la generación, comparado con el escenario de “no reforma”. También ofrecería una relativa estabilidad de precios en el mercado de generación. Todos estos puntos favorecen los intereses de los usuarios actuales, incluyendo la clase media urbana.
- ?? La estrategia propone, a mediano plazo, continuar con una arquitectura de mercado similar al que ahora existe, reduciendo así los elementos de inseguridad y confusión para los líderes técnicos del sector que resultarían de una estrategia que proponga reformar todo al mismo tiempo.
- ?? La mayoría de los actores actuales del sector privado en el sector no tendrían nada que perder con esta estrategia, y por lo tanto puede esperarse, por lo muy menos, que no se opongan al mismo. Muchos de ellos aplaudirían las oportunidades de aumentar sus negocios en el sector eléctrico. La aclaración de las reglas para el desarrollo privado de fuentes de energía renovable, deberá ser un avance importante desde este punto de vista.