Simposio Hemisférico Energético:

Promoción de Tecnologías Energéticas Limpias en los Mercados de Energía Eléctrica

Informe Final

TECNOLOGIAS ENERGETICAS LIMPIAS PARA LAS AMERICAS

Diciembre, 1996

RESUMEN

Los países de las Américas han estado participando en un foro de alcance hemisférico sobre la transformación del sector energético. Este foro fue iniciado en Miami en la Cumbre de las Américas (diciembre de 1994), donde 34 Jefes de Estados se comprometieron a orientar sus países hacia un mejor futuro mediante procesos energéticos sustentables.

El presente informe, uno de los resultados del Simposio Hemisférico sobre Energía y preparado por el Grupo de Trabajo para las Opciones de Energías Limpias, proporciona una evaluación para el crecimiento potencial de las opciones de energías limpias en todo el hemisferio con énfasis especial en América Latina y El Caribe (ALC). El informe enfoca solo brevemente a los Estados Unidos y Canadá considerando que existe una discusión más detallada en la *Perspectiva Energética Anual* de 1996 con proyecciones hasta el año 2015 publicada en enero de 1996 por la Administración de Información Energética (EIA) del Departamento de Energía de los EE.UU. y la publicación emitida en julio de 1994 por la Junta Nacional Canadiense de Energía *Oferta y Demanda Energética de Canadá 1993-2010.*

Por el momento, existe un amplio espectro de opciones de energías limpias que actualmente están disponibles comercialmente y con otras en varias etapas de investigación y desarrollo. Esas opciones, con sus parámetros económicos, ambientales y técnicos claves, están identificadas en este informe y brevemente descritas en los anexos. La situación actual, así como cuadros de trayectorias para facilitar una plena consideración de esas opciones de energías limpias, también se presenta.

Los estudios que llevaron a la elaboración del presente informe han identificado dos barreras principales: 1) barreras económicas, resultado de la competitividad de costos marginales de las opciones de energías limpias en comparación con las alternativas tradicionales, y 2) barreras regulatorias, tales como tarifas e incentivos para la inversión o mejoramientos operativos.

Se ha emprendido o se contempla la modernización y reforma del sector eléctrico regional para lograr una seguridad de suministro energético y un control de costos para apuntalar los esfuerzos de desarrollo. En los países que ya han empezado este proceso, las reformas incluyen cambios en la legislación del subsector y una privatización parcial o completa de la generación, transmisión y distribución eléctrica. Legalmente, la nueva estructura de las empresas eléctricas está basada en la desagregación vertical de la industria, la desmonopolización, el establecimiento de reglas no discriminatorias para la participación de la inversión privada y pública, la promoción de asociaciones de clientes para mejorar el servicio, la apertura hacia esquemas competitivos para la generación eléctrica y eventualmente la comercialización y la regulación adecuada de la transmisión y distribución eléctricas. Las reformas, en general, coinciden con la estrategia de reducir la participación del Estado en las actividades comerciales, incluyendo:

- Reducción del papel del Estado en actividades comerciales y canalización de recursos financieros hacia programas y proyectos que esencialmente corresponden a la responsabilidad Estado y que, generalmente, no tienen atractivo para el sector privado.

- Modificación del esquema de operación de las empresas eléctricas para que existan intereses

comerciales que proporcionen incentivos para mejorar el rendimiento operativo y ganancias y se promueva el establecimiento de tarifas con base en criterios económicos.

- Administración profesional y capaz y el fortalecimiento de sus capacidades.

- Mejoramiento de la credibilidad de los países asegurando su solidez financiera.

- Atractivos para obtener nuevos recursos financieros tomando en cuenta las limitaciones de fondos disponibles en organismos multilaterales y la imposición de condiciones más estrictas para los préstamos comerciales.

- Fijación de precios y tarifas con base en señales del mercado.

- Obtener el más alto y más justo retorno para el Estado.

Con base en las experiencias de la región en la reglamentación moderna de mercados abiertos, los países están realizando un esfuerzo coordinado para concebir y establecer organismos regulatorios y definir con precisión las actividades regulatorias apropiadas. Se deben aplicar medios políticos y regulatorios para crear mercados que promuevan y premien inversiones en esas opciones, ya que la región debe competir con el resto del mundo para atraer el capital necesario para la inversión. El desarrollo de una estructura diversificada de fuentes de generación eléctrica para reforzar la seguridad energética futura debe equilibrarse con una reducción del costo de la electricidad; en un escenario de incremento en el número de clientes de electricidad, especialmente a nivel residencial, urbanos y rurales.

El mejoramiento de la calidad de vida en las Américas está vinculado a la disponibilidad de electricidad limpia, confiable, eficaz en términos de costos para aplicaciones residenciales, comerciales e industriales, ahora y para las generaciones futuras. El desafío para el hemisferio de satisfacer las crecientes necesidades eléctricas es multifacético. El desarrollo de mercados energéticos sostenibles requiere la definición de metas nacionales y regionales para el sector eléctrico, de las prioridades de protección ambiental, de la diversificación de la estructura energética, la ampliación de servicios y la reducción de costos a largo plazo. Se puede construir un sector eléctrico sostenible con una estructura de energéticos de bajo costo utilizando la gama completa de opciones de energías limpias actualmente disponibles y en vías de desarrollo.

La incorporación de tecnologías generación en las redes eléctricas del hemisferio que sean confiables, eficaces en términos de costos, y limpias conllevará beneficios económicos, sociales y ambientales. El reto ahora es asegurar que los encargados de establecer políticas tomen las medidas para que los mercados sean receptivos y adecuados para desarrollar un marco legal e institucional capaz de atraer inversiones comerciales y el desarrollo de proyectos eléctricos. Además, este marco debe permitir que los desarrolladores de tecnología fortalezcan su participación en los mercados, que se aprovechen las opciones de energías limpias y que los países continúen con un diálogo abierto en este esfuerzo.

Prefacio

Los países de las Américas han estado participando en un foro de alcance hemisférico sobre la transformación del sector energético. Este foro fue iniciado en Miami en la Cumbre de las Américas (diciembre de 1994), donde 34 Jefes de Estados se comprometieron a orientar sus países hacia un mejor futuro mediante procesos energéticos sustentables. El Plan de Acción de la Cumbre de las Américas de 1994 puntualizó dos actividades relacionados con la energía: la Cooperación Energética (punto 12) y la Asociación para el Uso de la Energía Sostenible (punto 21). El principio orientador de estas actividades es un uso sustentable de la energía que promueva el desarrollo económico mientras se manejan adecuadamente las variables ambientales. Ambas actividades requerían compromiso para alentar la cooperación energética y ejecutar acciones concretas para apoyar el desarrollo sustentable de la energía. El continente americano está próximo a implementar opciones de energías limpias sustentables para la generación eléctrica en vista del crecimiento económico esperado, la abundancia de sus recursos naturales y la transición hacia sectores energéticos impulsados por las fuerzas del mercado.

El presente informe surge de uno de los resultados del Simposio Hemisférico sobre Energía, preparado por el Grupo de Trabajo para las Opciones de Energías Limpias, encabezado por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) y integrado por los siguientes miembros:

- *Argentina - Subsecretaría de Energía*
  Lic. Aldo R. Fabris
  Teléfono: (541) 349-8475
  afabri@meyosp.mecon.ar

- *Bolivia - Secretaría Nacional de Energía*
  Ing. Waldo Tejada
  Teléfono: (591) 231-4268

- *Chile - Comisión Nacional de Energía*
  Ing. Franco Aceituno
  Teléfono: (562) 698-1757

- *México - Comisión Nacional de Conservación Energética (CONAE)*
  Ing. Odon de Buen
  Teléfono: (525) 448-6310

- *Organización Latinoamericana de Energía (OLADE)*
  Dr. Francisco J. Gutiérrez e Ing. Carlos Mansilla
  Teléfono: (593) 253-9677
  olade1@olade.org.ec

- *Estados Unidos*

  - *Departamento de Energía, Oficina de Energías Fósiles*
    *Sr. Kenneth Hong (Teléfono: (301) 903-2657; Ken.Hong@hq.doe.gov); *Ing. Curtis V. Nakaishi (Teléfono: (304) 285-4275; cnakai@fetc.doe.gov); *Ing. Dennis N. Smith (Teléfono: (412) 892-6076; smith@fetc.doe.gov); Sr. John W. Hindman, SAIC (Teléfono: (412) 892-4755; hindman@fetc.doe.gov); e Ing. María M. Reidpath, EG&G (Teléfono: (304) 285-4140; mreidp@fetc.doe.gov))*

  - *Instituto de Investigaciones Eléctricas (EPRI)*
    Ing. David Eskinazi
    Teléfono: (202) 293-7515
    deskinaz@epri.com

  - *Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL)*
    Dr. Douglas J. Arent
    Teléfono: (202) 651-7541
    darent@nrel.gov

  - *Energía Renovables para las Américas (REIA)*
    Econ. Mark Lambrides
    Teléfono: (202) 383-2558
    ml@usecre.org

- *Venezuela - Ministerio de Energía y Minas*
  Ing. Luis Villanueva
  Teléfono: (582) 576-4092

** Esta dos personas contribuyeron a la preparación de este documento, sin embargo, después del 11/2/97, si Ud. necesita comunicarse con ellos, por favor comuníquese con las siguientes personas:*

Scott Smouse (Teléfono; (412) 892-5725; smouse@fetc.doe.gov)
Robert Romanosky (Teléfono: (304) 285-4721; rroman@fetc.doe.gov)

TECNOLOGIAS ENERGETICAS LIMPIAS PARA LAS AMERICAS

Indice

Prefacio i

Resumen Ejecutivo v

I. **Introducción** 1

II. Análisis de los Impactos Potenciales según las Proyecciones Actuales del Consumo de Energía en el Hemisferio 1
- A. Crecimiento y Desarrollo Sustentable 1
- B. Impactos Sociales 2
- C. Impactos Ambientales 3
- D. Impactos Económicos 4
- E. Una perspectiva más limpia 5

III. Consideraciones, Cuestiones y Barreras 5

IV. Situación Actual y Prospectiva del Sistema Eléctrico en el Hemisferio 8
- A. Características del Sistema Eléctrico de los Estados Unidos y Canadá 8
- B. Características del Sistema Eléctrico de América Latina y El Caribe 9
- C. Insumos para la Generación Eléctrica 11
- D. La Crisis del Sector Eléctrico Latinoamericano 12

V. Prospectiva de la Demanda Eléctrica y del Plan de Expansión 17
- A. Prospectiva Económica y Social de América Latina y El Caribe 17
- B. Previsión de la Demanda Eléctrica (análisis de mercado) 18
- C. Principales características de la Estructura Eléctrica Futura 18
- D. Expansión de la Generación y Equipamiento por Tipo de Fuente 21
- E. Plan de Expansión y Equipamiento por Subregiones 23

VI. Reestructuración Institucional, Legal y Regulatoria 24
- A. Marco Institucional 25
- B. Marco Legal 26
- C. Marco Regulatorio 27
- D. Desarrollo de Opciones de Energías Limpias 28

VII. Proyectos para la Rápida Implementación d e las Energías Limpias 29

VIII. Alternativas Limpias para el Consumo y Generación Eléctrica 29

IX. Conclusiones / Recomendaciones 35

Tablas

- Sector Eléctrico de América Latina y El Caribe, 1995 16
- Demanda Final de Energéticos 18
- Capacidad Instalada América y El Caribe 22
- Capacidad Instalada Mercosur 23
- Capacidad Instalada en Centro América 24
- Opciones Tecnológicas para la Generación Eléctrica 31

Gráficas

- Tasas del Crecimiento del consumo vs. PIB 10
- Evolución del Consumo de Electricidad 11
- Consumo de Electricidad en América Latina y El Caribe por Sectores 12
- Evolución de la Capacidad Instalada del Sector Eléctrico 13
- Composición de la Generación por tipo de planta, 1995 13
- Demanda Final de Energéticos 19

Anexos

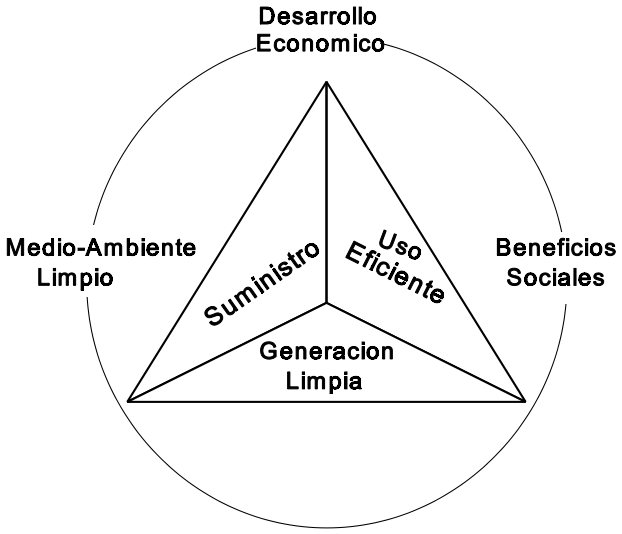
A. Proyectos de Rápida Implementación A-1

B. Opciones Tecnológicas para la Generación Eléctrica B-1

RESUMEN EJECUTIVO

Visión general del sistema eléctrico

La generación limpia de electricidad es un componente clave de un sistema integral orientado a asegurar un desarrollo sostenible a largo plazo. La diversificación del suministro de energéticos para la producción de electricidad promueve la utilización apropiada de recursos nativos y reduce el riesgo nacional y regional; además, el uso eficiente de la energía reduce la necesidad de una capacidad de generación adicional, disminuyendo los gastos innecesarios y aumentando la prosperidad económica. Los impactos sinérgicos sobre los beneficios sociales, incluyendo servicios de salud, la equidad en los ingresos y el desarrollo rural se juntan positivamente con el desarrollo económico que proviene del uso mejorado y eficiente de los recursos financieros y un medio ambiente local, regional y global más limpio. Construir los cimientos de un suministro diversificado, una generación limpia y un uso eficiente llevan a un mejoramiento continuo en la salud, la riqueza y la prosperidad para todos la población.



La racionalización de la estructura de energéticos para la generación eléctrica está evolucionando en todo nuestro hemisferio. Las fuentes de energía renovables (la biomasa, la energía geotérmica, los desechos, las energías solar, hidráulica y eólica) están adquiriendo cada vez más importancia a medida que las fuentes convencionales de energía podrían acercarse a sus límites de producción. Las adiciones de capacidad de energía nuclear, si bien son importantes, son relativamente modestas. Durante la próxima década parece que la "nueva" capacidad de generación eléctrica se realizará por medio de combustibles fósiles (casi 90 GW), renovables (casi 80 GW), energía nuclear (3 GW), desechos (7,5 GW); mientras que los fósiles no convencionales contribuyen con el resto. Cómo desarrollar esa energía para producir electricidad merece una detenida consideración hacia los impactos económicos y ambientales que se pueden manejar con una amplia gama de opciones de energías limpias.

La electricidad es una de las fuentes energéticas más dinámicas y extendidas de todo el hemisferio. La dinámica energética de la región se caracteriza por un crecimiento cada vez más rápido de la demanda de energía en los países de menor desarrollo y un consumo eléctrico que aumenta rápidamente, representando un importante porcentaje de la demanda total de energía. El uso cada vez mayor de la electricidad como fuente de energía primaria proviene de los esfuerzos de los gobiernos para electrificar los países, para aumentar la industrialización y mejorar la calidad de la vida a través de la electrificación de los hogares y el mayor uso de electrodomésticos. Los sectores eléctricos del hemisferio están caracterizados por una alta correlación entre la demanda y las tasas de crecimiento económico, un crecimiento firme del consumo per cápita de la energía eléctrica (aún durante períodos donde el ingreso per cápita disminuyó) y un mayor acceso a la electricidad.

El presente informe proporciona una evaluación para el crecimiento potencial de las opciones de energías limpias en todo el hemisferio con énfasis especial en América Latina y El Caribe (ALC). El informe enfoca solo brevemente a los Estados Unidos y Canadá considerando que existe una discusión más detallada en la *Perspectiva Energética Anual* de 1996 con proyecciones hasta el año 2015 publicada en enero de 1996 por la Administración de Información Energética (EIA) del Departamento de Energía de los EE.UU. y la publicación emitida en julio de 1994 por la Junta Nacional Canadiense de Energía *Oferta y Demanda Energética de Canadá 1993-2010.*

Por el momento, existe un amplio espectro de opciones de energías limpias que actualmente están disponibles comercialmente y con otras en varias etapas de investigación y desarrollo. Esas opciones, con sus parámetros económicos, ambientales y técnicos claves, están identificadas en este informe y brevemente descritas en los anexos. La situación actual, así como cuadros de trayectorias para facilitar una plena consideración de esas opciones de energías limpias, también se presenta.

Barrera para una Utilización Más Rápida de las Tecnologías de Electricidad Limpia

Los estudios que llevaron a la elaboración del presente informe han identificado dos barreras principales: 1) barreras económicas, resultado de la competitividad de costos marginales de las opciones de energías limpias en comparación con las alternativas tradicionales, y 2) barreras regulatorias, tales como tarifas e incentivos para la inversión o mejoramientos operativos.

Se ha emprendido o se contempla la modernización y reforma del sector eléctrico regional para lograr una seguridad de suministro energético y un control de costos para apuntalar los esfuerzos de desarrollo. En los países que ya han empezado este proceso, las reformas incluyen cambios en la legislación del subsector y una privatización parcial o completa de la generación, transmisión y distribución eléctrica. Legalmente, la nueva estructura de las empresas eléctricas está basada en la desagregación vertical de la industria, la desmonopolización, el establecimiento de reglas no discriminatorias para la participación de la inversión privada y pública, la promoción de asociaciones de clientes para mejorar el servicio, la apertura hacia esquemas competitivos para la generación eléctrica y eventualmente la comercialización y la regulación adecuada de la transmisión y distribución eléctricas. Las reformas, en general, coinciden con la estrategia de reducir la participación del Estado en las actividades comerciales, incluyendo:

- Reducción del papel del Estado en actividades comerciales y canalización de recursos financieros hacia programas y proyectos que esencialmente corresponden a la responsabilidad Estado y que, generalmente, no tienen atractivo para el sector privado.

- Modificación del esquema de operación de las empresas eléctricas para que existan intereses comerciales que proporcionen incentivos para mejorar el rendimiento operativo y ganancias y se promueva el establecimiento de tarifas con base en criterios económicos.

- Administración profesional y capaz y el fortalecimiento de sus capacidades.

- Mejoramiento de la credibilidad de los países asegurando su solidez financiera.

- Atractivos para obtener nuevos recursos financieros tomando en cuenta las limitaciones de fondos disponibles en organismos multilaterales y la imposición de condiciones más estrictas para los préstamos comerciales.

- Fijación de precios y tarifas con base en señales del mercado.

- Obtener el más alto y más justo retorno para el Estado.

Con base en las experiencias de la región en la reglamentación moderna de mercados abiertos, los países están realizando un esfuerzo coordinado para concebir y establecer organismos regulatorios y definir con precisión las actividades regulatorias apropiadas. Se deben aplicar medios políticos y regulatorios para crear mercados que promuevan y premien inversiones en esas opciones, ya que la región debe competir con el resto del mundo para atraer el capital necesario para la inversión. El desarrollo de una estructura diversificada de fuentes de generación eléctrica para reforzar la seguridad energética futura debe equilibrarse con una reducción del costo de la electricidad; en un escenario de incremento en el número de clientes de electricidad, especialmente a nivel residencial, urbanos y rurales.

El mejoramiento de la calidad de vida en las Américas está vinculado a la disponibilidad de electricidad limpia, confiable, eficaz en términos de costos para aplicaciones residenciales, comerciales e industriales, ahora y para las generaciones futuras. El desafío para el hemisferio de satisfacer las crecientes necesidades eléctricas es multifacético. El desarrollo de mercados energéticos sostenibles requiere la definición de metas nacionales y regionales para el sector eléctrico, de las prioridades de protección ambiental, de la diversificación de la estructura energética, la ampliación de servicios y la reducción de costos a largo plazo. Se puede construir un sector eléctrico sostenible con una estructura de energéticos de bajo costo utilizando la gama completa de opciones de energías limpias actualmente disponibles y en vías de desarrollo.

Conclusión

La incorporación de tecnologías generación en las redes eléctricas del hemisferio que sean confiables, eficaces en términos de costos, y limpias conllevará beneficios económicos, sociales y ambientales. El reto ahora es asegurar que los encargados de establecer políticas tomen las medidas para que los mercados sean receptivos y adecuados para desarrollar un marco legal e institucional capaz de atraer inversiones comerciales y el desarrollo de proyectos eléctricos. Además, este marco debe permitir que los desarrolladores de tecnología fortalezcan su participación en los mercados, que se aprovechen las opciones de energías limpias y que los países continúen con un diálogo abierto en este esfuerzo.

Tecnologías Energéticas Limpias para las Américas

I. Introducción

En octubre de 1995, durante el Simposio Hemisférico sobre Energía los países del hemisferio se comprometieron a concretar ocho resultados. Este informe se refiere al segundo resultado de los siguientes:

1. Aumentar las inversiones en el sector energético.
2. Promover tecnologías de energías limpias en los mercados de energía eléctrica en el hemisferio.
3. Fomentar la cooperación en aspectos regulatorios en el hemisferio.
4. Promover la colaboración a nivel hemisférico para incrementar la sustentabilidad económica y ambiental del sector petrolero.
5. Promover nuevas oportunidades para el gas natural en el hemisferio.
6. Promover eficiencia energética en el hemisferio.
7. Desarrollar estrategias para la electrificación rural del hemisferio.
8. Establecer un plan de trabajo para compartir información sobre los gases de invernadero producidos por el sector energético.

El continente americano está próximo a implementar opciones de energías limpias sustentables para la generación eléctrica en vista del crecimiento económico esperado, la abundancia de sus recursos naturales y la transición hacia sectores energéticos impulsados por las fuerzas del mercado. Dado que la electricidad es una fuente energética limpia a nivel del consumidor, muchas de las decisiones críticas sobre la energía eléctrica se concentran sobre su generación. Cada país tiene alternativas de producción eléctrica con base en las siguientes consideraciones: disponibilidad de recursos energéticos, requerimientos de seguridad energética, necesidades de competitividad de precios, deseos de diversificación energética y las aspiraciones para una integración energía-ambiente.

Las alternativas estratégicas de suministro energético deben fundamentarse en un conjunto de implicaciones económicas, sociales y ambientales. Las opciones de energías limpias (energías renovables, tecnologías avanzadas de gas natural y tecnologías de carbón mineral limpio) se vuelven cada vez más importantes, debido a sus costos decrecientes y a sus atractivos beneficios ambientales y sociales. Se pueden impulsar en forma acelerada las nuevas tecnologías limpias y eficientes mediante el financiamiento compartido entre varios gobiernos, instituciones financieras y el sector privado. Debido a la proximidad geográfica de los países de la región, las opciones seleccionadas en cada uno afectan a todo el hemisferio.

II. Análisis de los Impactos Potenciales Según las Proyecciones Actuales del Consumo de Energía en el Hemisferio

A. Crecimiento y Desarrollo Sustentable

El crecimiento proyectado para la demanda energética, que será presentada mas adelante, claramente revela los enormes desafíos a los cuales las naciones del hemisferio tendrán que enfrentarse para satisfacer sus necesidades de suministro energético. Es evidente que existe una demanda creciente de energía en todo el hemisferio en la medida en que los requerimientos comerciales e industriales aumentan y que las presiones para servir a una población, cada vez mayor, sin servicio de energía

eléctrica se vuelven más fuertes. Las alternativas tradicionales para la generación eléctrica en el hemisferio han sido las grandes centrales hidroeléctricas y las plantas térmicas que dependen de combustibles importados. Para un desarrollo futuro, virtualmente no existen grandes recursos hídricos que no hayan sido ya explotados económicamente, mientras que la competencia por la oferta limitada mundial de combustibles fósiles convencionales está creciendo.

Es crucial que una parte significativa de la expansión de la oferta de energía eléctrica, que debe efectuarse durante la próxima década, se lleve a cabo dentro de un marco de desarrollo sustentable si se desea evitar un severo menoscabo de los beneficios del crecimiento económico. Eso significa que los encargados de tomar las decisiones tendrán que examinar las nuevas alternativas para la generación eléctrica, al mismo tiempo que mejoren la eficiencia energética para maximizar la oferta actual.

La electricidad impulsa y es necesaria para el crecimiento económico, pero selecciones energéticas equivocadas pueden producir impactos negativos de gran escala sobre los ámbitos sociales, ambientales y económicos. Por ese motivo, la expansión de la capacidad eléctrica en el hemisferio tiene que realizarse con una perspectiva amplia, donde la selección y composición de tecnologías que se utilizan aseguren un escenario de desarrollo sustentable. Las tecnologías energéticas limpias pueden desempeñar un importante papel en la satisfacción de las necesidades de expansión eléctrica, mitigando al mismo tiempo muchos de los impactos sociales, ambientales y económicos negativos del crecimiento si se continuara con la implementación de una estructura energética similar a la existente.

B. Impactos sociales

Uno de los primeros problemas sociales enfrentados por todos los países del hemisferio es el alto nivel de migración urbana. Las tensiones y congestión de la infraestructura urbana provocadas por esta migración ya son visibles en la mayoría de las ciudades y la necesidad de reducir este flujo migratorio y descentralizar el crecimiento es una alta prioridad en toda la región. El actual sistema de generación y distribución eléctrica no está adaptado al suministro de las necesidades energéticas de muchas comunidades pequeñas que están alejadas de los centros urbanos. Las alternativas energéticas tradicionales dependen de las grandes centrales térmicas o hidroeléctricas y de su red asociada. Las comunidades aisladas reciben electricidad por medio de una extensión de la red o miniredes de poca confiabilidad; las cuales no son las adecuadas para contribuir al desarrollo de áreas rurales y aisladas y aumentar las posibilidades de empleo que se necesitan para retener a la población rural en estas áreas.

Las tecnologías de energías limpias, ya sean fósiles, solares, eólicas, biomasa, hidráulicas, celdas combustibles, etc, ofrecen una gama de opciones confiables adecuadas a las necesidades nacionales, regionales y subregionales. Esas tecnologías permiten un equilibrio racional de recursos nativos e importados para proporcionar una energía eficiente en términos de costos y ambientalmente positivas y, satisfacen la demanda a plazo corto y largo.

En todo el hemisferio, la energía hidroeléctrica ha desempeñado un papel central para satisfacer las necesidades eléctricas; sin embargo, las recientes sequías han afectado de manera significativa la confiabilidad de esta opción de generación. Esta situación, combinada con el hecho de que la capacidad de los recursos hídricos en un cierto plazo pudiese presentar limitaciones, justifica la promoción de una estructura de generación eléctrica equilibrada, más amplia y más diversificada a nivel nacional y hemisférico.

Tradicionalmente las necesidades eléctricas de gran escala se satisfacen con una gama de tecnologías de energía fósil; dado que las tecnologías de energías fósiles limpias y avanzadas actualmente

disponibles y en vías de desarrollo ofrecen una cartera de opciones competitivas y confiables para su consideración y ejecución.

Las tecnologías de energías renovables en particular ofrecen soluciones que son competitivas y confiables a una escala pequeña, apropiada para las necesidades de las áreas rurales. Además, su característica modular permite una fácil expansión a medida que crecen las necesidades de la comunidad. Por lo tanto, es crítico que esas tecnologías limpias formen parte importante de la futura expansión eléctrica.

Un problema social estrechamente vinculado a la migración urbana es el desarrollo no equitativo. Contribuye a este fenómeno la distribución desigual de la oferta energética y la distribución desigual del desarrollo y de la riqueza. El fuerte crecimiento económico que se espera en el hemisferio solamente será sostenido si llega a todas las áreas e impide las agitaciones políticas y sociales de una sociedad polarizada. Temas de desarrollo tales como la salud también dependen mucho de una oferta descentralizada de la energía eléctrica: las áreas rurales sin electricidad no pueden garantizar los suministros básicos de salud ni pueden purificar o bombear agua potable a medida que crece la población. Dado que se espera que estos problemas puedan ir creciendo, el desarrollo equitativo es crucial, siendo indispensable que la expansión de la capacidad eléctrica incluya las tecnologías limpias descentralizadas y de pequeña escala para poder abordar esas necesidades sociales.

C. Impactos ambientales

Existe actualmente un consenso global que los patrones actuales de utilización energética no son sustentables debido a sus grandes efectos ambientales. Aunque la utilización de la electricidad en sí no tiene efectos ambientales nocivos, la producción eléctrica sí los tiene. Por lo tanto, las opciones que se escojan para satisfacer las enormes necesidades de expansión eléctrica en América Latina y El Caribe (ALC) potencialmente tendrán un gran impacto sobre el medio ambiente. Mitigar ese impacto y asegurar que la expansión tenga el menor efecto negativo posible sobre el medio ambiente natural debe ser un componente crítico para seleccionar las tecnologías de la oferta eléctrica.

A nivel local, el impacto ambiental más visible de la utilización de energía es la contaminación atmosférica urbana. Los severos problemas de salud asociados al medio ambiente, las pérdidas en la productividad y la reducción en la calidad de vida no son temas que se puedan seguir pasando por alto. Con el crecimiento esperado de la demanda de energía eléctrica, el efecto de la expansión eléctrica sobre la atmósfera urbana también aumentará. Es por lo tanto importante asegurar que las tecnologías escogidas para esa expansión eléctrica no empeoren aún más una situación que ya es crítica; es decir, no se debería permitir que las tecnologías que quemen combustibles fósiles y provocan una alta contaminación, agraven los problemas de contaminación ambiental en ciudades que se están esforzando en la solución del problema . Dentro de ese contexto, las tecnologías limpias tienen que desempeñar un papel cada vez mayor en un esfuerzo amplio para resolver los problemas urbanos de contaminación atmosférica.

Se pueden también mitigar los problemas ambientales de las áreas rurales con el aporte de tecnologías eléctricas limpias. Por ejemplo el suministro de energías limpias para reemplazar la leña, puede contribuir a reducir las presiones de desforestación, especialmente cuando los recursos son escasos o vulnerables.

Muchos impactos ambientales de la utilización de energía se manifiestan a nivel regional. La lluvia ácida provocada por el contenido de azufre de los generadores térmicos que utilizan combustibles fósiles

pueden causar grandes daños a las áreas de producción que se encuentran en dirección del viento. Eso puede destruir los bosques y ecosistemas que dependen de ellos, así como acidificar los lagos y afectar seriamente las poblaciones de peces. A medida que crece la generación eléctrica, es crucial asegurar la introducción de las tecnologías limpias para prevenir la destrucción de los recursos naturales.

Las preocupaciones ambientales globales también deben ser incluidas cuando se toman las decisiones para la futura expansión eléctrica. La comunidad mundial empieza a aceptar que la utilización actual de la energía puede tener impactos importantes sobre la temperatura global, el nivel del mar y el comportamiento del clima debido a altos niveles de emisiones de CO_2 que provienen de la utilización de combustibles fósiles. Toda expansión del suministro eléctrico debería, cuando sea posible, escoger tecnologías que no provoquen un mayor aumento de esas emisiones. El papel de las tecnologías limpias para este tema de preocupación global es crítico.

D. Impactos económicos

La energía eléctrica es un insumo crítico para el crecimiento económico de la sociedad moderna. La producción comercial e industrial así como los sistemas de comunicación dependen de la electricidad. Sin electricidad, el crecimiento económico es limitado; pues existe una relación directa entre el crecimiento económico y la demanda eléctrica. Por lo tanto, es imperativo que la expansión de la capacidad eléctrica total en el hemisferio se mantenga al mismo nivel que el crecimiento económico de la región y que sirva para impulsarlo. De igual importancia es sin embargo, que esta capacidad sea generada por un sector eléctrico que pueda resistir efectos externos y pueda proporcionar un servicio altamente confiable. La dependencia excesiva de cualquier fuente energética única hará que el sector se vuelva más vulnerable, por ejemplo a cambios en los precios de los combustibles, a cortes de suministro o variaciones ambientales (sequías, inundaciones, etc.).

Si la expansión eléctrica de la región está orientada a evitar los riesgos económicos de vulnerabilidad del servicio, es crucial que el sector desarrolle estrategias de diversificación, tanto en términos de tecnología como en términos de combustibles que utiliza. Un sector energético diversificado proporcionará otras ventajas además de una protección contra las fluctuaciones de suministro. El sector privado, que estará desempeñando un papel cada vez más dominante en la expansión eléctrica, tiene el potencial de transformarse en un elemento dinámico y competitivo.

Mientras más pequeños y más flexibles sean los suministradores eléctricos (sin dejar de lado las economías de escala), más eficiente se volverá el sector energético con la consiguiente ventaja de reducir los costos eléctricos para todos los usuarios. Las tecnologías limpias, ya que están bien adaptadas a escenarios de suministro de pequeña escala, flexibles y modulares, pueden desempeñar un papel crítico para estimular esta expansión impulsada por el mercado, siempre y cuando encuentre un marco regulatorio apropiado. También esas tecnologías pueden penetrar los mercados aislados, y nichos específicos, de manera más efectiva y contribuir significativamente al crecimiento económico de las áreas rurales.

En vista de que el sector privado estará tomando la iniciativa para asegurar la expansión del suministro, los costos relativos y la disponibilidad de las tecnologías serán críticos; en términos puramente financieros, las opciones de energías limpias ya son competitivas en términos de costos en muchos sectores. Si se establece un marco de políticas, que incorpore aunque sea una pequeña parte de los costos sociales y ambientales descritos anteriormente y que permita la incorporación en la toma de decisiones de valores de riesgo reducido y de beneficios a largo plazo, esas tecnologías limpias se volverían aun más atractivas.

Mantener la estabilidad macroeconómica depende de una seguridad energética. Una consideración económica importante de la expansión del suministro eléctrico es el impacto que tendrá sobre el comercio exterior y la balanza de pagos, especialmente para aquellos países que no tienen una abundancia de fuentes nativas de generación eléctrica. Se debe escoger apropiadamente para incorporar tecnologías que aprovechen recursos nacionales y evitar el riesgo de futuras crisis económicas.

Un ejemplo de esta tendencia que pone de relieve los temas económicos del futuro suministro eléctrico en las Américas, es el desarrollo del gas natural en el Cono Sur, la Región Andina, Canadá y México. La integración de las redes de suministro dentro de la región está impulsando un sector eléctrico cada vez más competitivo, comprobando la eficiencia en términos de costos del suministro de energías limpias, reduciendo las facturas de importación y disminuyendo la vulnerabilidad y dependencia energética de la región entera. Como en todo desarrollo, este aumento en el consumo de gas natural tiene que ser complementado por otras tecnologías de energías limpias y renovables para disfrutar plenamente de una seguridad energética y de los beneficios a largo plazo de un sector eléctrico fuerte y diversificado.

E. Una perspectiva más limpia

Las proyecciones de crecimiento de la demanda eléctrica que se presentan en los siguientes capítulos representan un enorme desafío para el sector eléctrico del hemisferio. Como en todo reto, también brindan una oportunidad única: superar a los países industrializados en la creación de un sector eléctrico limpio y diversificado que logre minimizar los impactos sociales, ambientales y económicos.

Las tecnologías energéticas limpias pueden desempeñar un importante papel en la mitigación de los impactos negativos que, de una u otra manera, el crecimiento de la energía eléctrica trae consigo. Asimismo pueden jugar un papel clave en estructurar e impulsar un sector energético moderno y diversificado. Esas tecnologías están idealmente adaptadas a soluciones flexibles y de mercado que se necesitan para extender el servicio eléctrico a la población que todavía no tiene este servicio. La dependencia de las energías limpias respecto de los recursos nacionales, en vez de aquellos importados, implica un buen enfoque económico y de alta seguridad de suministro. Finalmente, ya que la transición hacia un menor uso de los combustibles fósiles es inevitable en el largo plazo, no se debe desperdiciar la oportunidad actual de incorporar esas tecnologías del futuro en la estructura básica del sector eléctrico.

III. Consideraciones, Cuestiones y Barreras

Los hombres, así como las instituciones, han experimentado y aún sienten el impacto de los dramáticos cambios que han ocurrido en el mundo. La informática, las comunicaciones y otros elementos importantes de la vida en las diferentes regiones, han evolucionado de tal forma que nos enfrentan a cambios sociales significativos. La globalización, un fenómeno en creciente difusión, está ejerciendo gran influencia sobre todos y cada uno de los aspectos de nuestra vida e impone a los gobiernos ciertas restricciones que limitan sus posibilidades de implementar los todos cambios que eleven el nivel de vida de sus pueblos. En todos los ámbitos del hemisferio y de nuestro planeta se sienten los efectos de este proceso que de una manera u otra, impulsan reformas que se deben ajustar a las características propias de cada país.

El sector energético, por mucho tiempo ignorado en las agendas nacionales internacionales, se ha hecho presente en esta década; como factor dinamizador de la economía atrayendo importantes inversiones; como centro de discusión ante la urgente necesidad de cuidar el ambiente y, como factor fundamental en los cambios que operan en el hemisferio, convirtiéndose en un elemento fundamental que contribuirá

a un gradual proceso de integración.

Los países de nuestro hemisferio han concentrado en las últimas décadas, importantes inversiones en el área de la energía. Algunos de ellos inclusive, dedicaron hasta un 40 % de la inversión publica total al sector. Sin embargo, no en todos los casos se obtuvieron los resultados prácticos consecuentes con el esfuerzo realizado.

En algunas naciones, por no haberse manejado eficientemente las empresas de la industria eléctrica y a pesar de las inversiones realizadas, se llegó a situaciones de caos de tal envergadura que se puso en riesgo al conjunto de la economía nacional debido a los cortes y mala calidad del servicio. En estas condiciones, el usuario industrial debía solucionar el problema por si mismo, adquiriendo equipos de generación auxiliar para poner su producción a salvo de éste problema. En estas condiciones no existían interesados en invertir en los países salvo en condiciones de ganancias extraordinarias, que en general poco contribuyen al bien común y a un desarrollo equilibrado. Aunque se argumentaba que las tarifas fuertemente subsidiadas favorecían la inversión, el gasto en que incurría el usuario para proveerse de energía segura convertía este beneficio en una ficción.

Existen otros países en los que a pesar de haber contado con una gestión medianamente eficiente de la industria eléctrica, pero por haber invertido más de lo necesario, presentan hoy un exceso de capacidad instalada de tal magnitud que su amortización obliga a los usuarios a pagar tarifas excesivas en relación a la que resultaría de haberse realizado un programa de expansión más ajustado al crecimiento real de la demanda.

La experiencia en la región lleva a la conclusión, que entre otras, una de las formas de corregir los errores del pasado, es introduciendo competencia en todos los sectores productivos incluyendo a la industria eléctrica. Algunos países han implantado reformas estructurales al respecto. Aunque el proceso se encuentra aún en plena etapa de desarrollo, es de esperarse que el mismo avance durante los próximos años, considerando que surgirán modelos particulares que se irán ajustando a las condiciones específicas de cada país. Las tendencias dominantes indican que estos procesos irán acompañados, en la mayoría de los casos, de una masiva incorporación de capital privado que buscará, como es lógico, obtener la mayor renta posible de su inversión, dentro de las condiciones que los gobiernos dictaminen.

Sin duda alguna, los gobiernos optarán por esquemas que permitan a los usuarios finales de la energía eléctrica gozar de las tarifas más bajas posibles, considerando que las mismas son un instrumento eficaz para impulsar el desarrollo económico. Se trata de poner al sector energético al servicio del desarrollo económico y no usar los escasos recursos de que disponen para promover al mismo sector. Sobre esta base, es muy probable que las inversiones se orienten a las formas más baratas de generación, siempre que las mismas no sobrepasen ciertos límites de contaminación, que probablemente en un principio serán bastante flexibles.

Mediante esquemas de éste tipo, es difícil concebir que pueda hacerse una contribución significativa a la utilización de tecnologías limpias de generación de energía eléctrica, especialmente si se considera que, salvo contadas situaciones y en casos de aplicación muy específicos, no podrán competir con las tecnologías tradicionales de más bajo costo, aunque más contaminantes.

Se hace entonces necesario reflexionar acerca de la problemática ambiental y establecer un diálogo entre los países de la región, que permita prever en qué forma se podrán introducir en el mercado, en forma creciente, estas tecnologías sin contrariar los principios fundamentales de introducción de la competencia. El diálogo sobre este tema en particular deberá ser realizado dentro del marco general del

sistema energético.

Los mecanismos financieros aplicados hasta el momento para promover las tecnologías limpias de generación eléctrica, han dado algunos resultados parciales promisorios. La decisión de algunos gobiernos nacionales de aplicar mecanismos de compensación a los mayores costos de generación (depreciación acelerada, creación de fondos específicos para las energías renovables, obligación de introducir energías limpias hasta un determinado porcentaje del mercado, etc.) han recibido el apoyo de instituciones financieras internacionales y están promoviendo con éxito, aunque en forma limitada en términos de volumen, la utilización de tecnologías más limpias. Los mayores beneficios percibidos hasta el momento como consecuencia de la aplicación de éstos programas son: la disminución de los precios del equipamiento como resultado de la creación de un mercado privado de escala incipiente, la formación de recursos humanos; la motivación de inversiones en actividades de investigación y desarrollo; y la motivación del interés público. Estos factores contribuyen a generar un interés político en la aplicación de éstas tecnologías.

Sin embargo, el escenario competitivo en el que está involucrado en forma creciente el sector energético, aconseja prever y desarrollar nuevos mecanismos orientados hacia criterios de mercado; estos serán en el mediano plazo los que podrán sobrevivir a las reformas estructurales en curso. Cuando los gobiernos, en su afán de disminuir sus déficit recortan fondos políticamente sensibles como los destinados a la seguridad social, es difícil de imaginar que si existen fondos o subsidios destinados a la introducción de tecnologías limpias de generación de energía eléctrica, éstos no puedan también verse afectados.

Por estos motivos, se trata de buscar soluciones innovativas para financiar los sobrecostos de la introducción de éstas tecnologías limpias, que sigan esquemas conceptuales similares a los que se plantean en la reorganización sectorial. No parecen viables a futuro las tasas obligatorias que se recaudan sobre el conjunto de las transacciones del mercado, pero si existen personas que están dispuestas a pagar más por un alimento orgánico, y salvando las diferencias que naturalmente existen, porque no van a estar dispuestas a pagar más por la energía eléctrica que consumen, sabiendo que la contaminación asociada a la misma será menor que la correspondiente a la normalmente producida y distribuida por la red. Este tipo de aproximación, que está siendo ensayado por empresas eléctricas holandesas a partir de mediados de 1995 (tarifas verdes), permitiría sobre una base voluntaria recaudar recursos adicionales que servirían para reconocer los mayores costos de generación que podrían implicar el uso de tecnologías más limpias. Debe quedar claro que estas medidas no pretenden substituir aquellas concernientes al establecimiento de límites a las emisiones, que deberán constituirse en una cuestión reglamentaria para limitar posibles excesos en beneficio del medio ambiente local y global.

Por supuesto que aún en las actuales condiciones existe un margen significativo para las alternativas tradicionales de reconocimiento de sobrecostos, aunque a priori, puede decirse que las mismas no serían probablemente muy sostenibles en el mediano y largo plazo. Se considera que éstas alternativas, serán un puente necesario que nos permitirá acceder en el futuro a otros mecanismos más avanzados de absorción de sobrecostos, basados en la disposición a pagar por los usuarios o por una fracción de ellos, en función de costos asignados que el actual sistema de tarifas no facilita.

Algunos problemas específicos de regulación deberán también considerarse y resolverse, como ha sido mencionado anteriormente, y que están vinculados a los modelos de organización sectorial y a otros problemas ambientales no directamente relacionados con el sector energético. En el caso de no existir una integración vertical de la industria y de tener que despachar la generación a un mercado mayorista, ciertas centrales generadoras con determinadas restricciones técnicas como las eólicas, que no pueden ofrecer ponencia firme, se verían desfavorecidas. Por tal motivo, deberían reconsiderarse los

reglamentos de despacho de las centrales para que éstos sean receptivos y que faciliten la utilización de este tipo de tecnologías limpias de generación eléctrica. En otro caso, la utilización de centrales eléctricas a base de desechos de la explotación forestal parecería más conveniente, cuando existen reglamentaciones que impidan el quemado a cielo abierto de los residuos de los aserraderos, dado que en este caso es posible para el despachador obtener combustible a costo prácticamente nulo. Este es un ejemplo claro de como una decisión que no se toma en el sector energético puede influir en forma decisiva en la factibilidad económica de la utilización de tecnologías limpias de generación eléctrica.

Es necesario considerar en conjunto, las barreras que hoy por hoy hacen difícil la introducción de tecnologías más limpias para la generación de energía eléctrica, así como realizar diversos planteamientos que conduzcan a la implementación de sus respectivas soluciones. Debido a la naturaleza de los problemas y las soluciones a ser implementadas, las mismas deben realizarse primero a nivel nacional , pero mejor aún si pueden encontrar un ámbito de discusión y consenso regional o hemisférico, lo que contribuirá a dar mayor consistencia temporal y a generar condiciones de simetría al desarrollo de negocios energéticos de beneficio común entre las naciones.

Hay también aspectos específicos relacionados con la introducción de tecnologías de generación limpia de energía eléctrica vinculadas a los mercados rurales de población dispersa, a las que actualmente no se puede abastecer desde los sistemas interconectados nacionales o regionales en términos económicos razonables. En esta área existen importantes iniciativas de los países del hemisferio en la medida que se toca una problema políticamente sensible. Un buen número de países ha lanzado y/o están proyectando lanzar programas de abastecimiento de energía rural, donde las energías renovables juegan un papel significativo. En este campo la contribución de los países de las Américas con más experiencia en el tema, hacia los que tienen el problema, constituye un método que se visualiza como el más conveniente para avanzar en la solución del mismo. Una vez los países hayan establecido sus programas nacionales o regionales, el uso de tecnologías limpias en general y de renovables en particular recibirán un fuerte impulso.

En resumen podemos afirmar que la oportunidad de introducción en gran escala de tecnologías limpias (o más limpias) de generación de energía eléctrica en los mercados del hemisferio, está condicionada al establecimiento de un diálogo y a la adopción de políticas comunes que den lugar a la creación de mecanismos de mercado que hagan factible la competencia con las tecnologías más tradicionales de generación. Para el caso de los nichos de mercado, donde estas tecnologías ya están en condiciones de competencia con otras alternativas, se impone también la continuación de este diálogo, donde los países con más experiencia puedan mostrar sus logros y ofrecer su asistencia técnica concreta a los que están comenzando a transitar en este camino.

IV. Situación Actual y Prospectiva del Sistema Eléctrico en el Hemisferio

A. Características del Sistema Eléctrico de los Estados Unidos y Canadá

En los Estados Unidos se puede describir la situación eléctrica actual como un sistema que tiene una gran capacidad de generación a carbón mineral, seguido en segundo término por una capacidad de generación eléctrica basada en la energía nuclear. Esta capacidad de generación eléctrica está en proceso de envejecimiento pero se prevé que permanecerá relativamente sin cambios hasta el año 2010, posiblemente con un aumento neto de capacidad de 9.3 GW para las unidades a carbón mineral y una disminución de capacidad de aproximadamente 5.9 GW para las unidades nucleares. Se espera que el crecimiento global anual sea de 0.9%, mientras que la producción de generación eléctrica aumentará

cerca del 1.2% por año. Se espera que el desfase entre la producción de generación y la capacidad se solucionará mediante una mejor utilización de la capacidad instalada.

De las nuevas adiciones de generación se proyecta que cerca de ¾ partes de estas utilizarán tecnología de turbinas a gas, celdas-combustibles (pilas de combustible) y tecnologías renovables que proporcionarán aproximadamente un 10%; el saldo será cubierto por unidades de vapor con carbón mineral de alto rendimiento. Se espera que la rehabilitación de las plantas eléctricas existentes será una opción efectiva en términos de costos que promoverá aún más la utilización de opciones de energías limpias.

En Canadá, el sistema actual de generación eléctrica se basa en una alta capacidad hidroeléctrica (aproximadamente 59% de la capacidad total), seguido de lejos por plantas a carbón mineral (aproximadamente 17% de la capacidad total). Esas fuentes dominantes de generación eléctrica se mantendrán en la misma proporción hasta el año 2010. Se proyecta que el crecimiento global anual de la capacidad de producción crecerá más rápidamente para nuevas adiciones de capacidad durante este período (casi 5 GW), mientras que las adiciones absolutas de nueva capacidad favorecerán la hidroelectricidad con adiciones netas que deberán llegar a 17 GW. Dentro de un contexto de generación eléctrica con base en el gas, las plantas eléctricas de ciclo combinado predominarán en el mercado.

B. Características del Sistema Eléctrico de América Latina y el Caribe

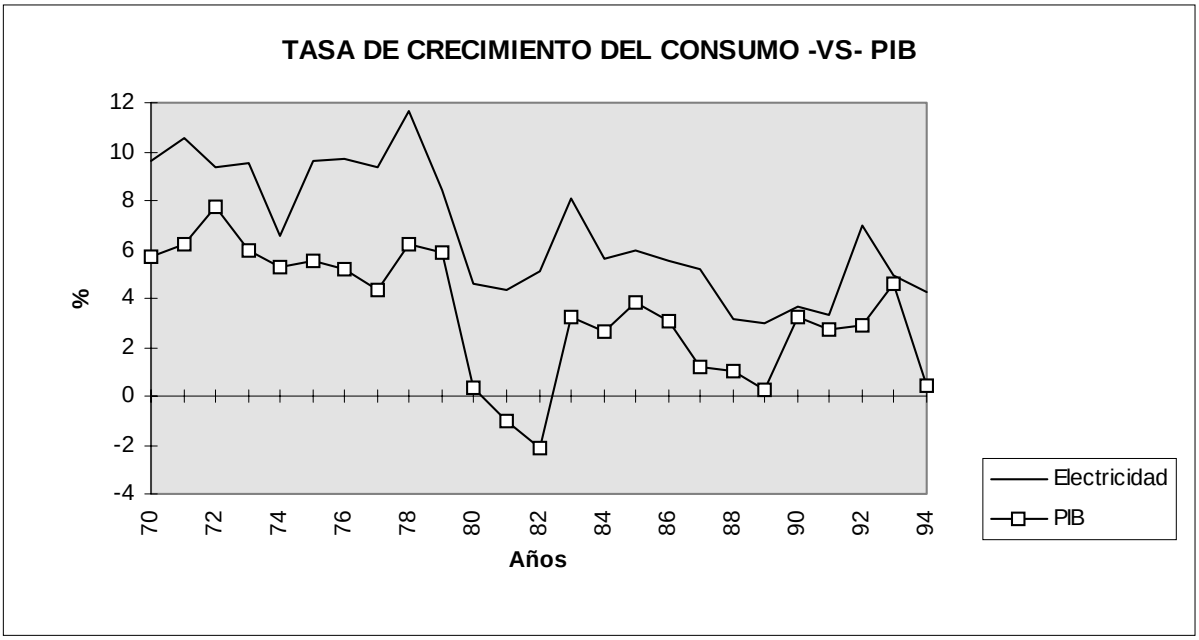
La electricidad constituye uno de los energéticos más dinámicos y de mayor penetración en América Latina y el Caribe (ALC); su comportamiento en la región se caracteriza porque en los países de menor desarrollo el crecimiento de la demanda es más rápido y porque el aumento del consumo eléctrico es mayor que el correspondiente al consumo total de energía. La razón de este dinamismo habría que encontrarla en los esfuerzos gubernamentales por electrificar a los países; a una mayor utilización de la energía eléctrica en la industria y, a las características propias de la electricidad que no enfrenta sustitutos eficientes para aplicaciones en iluminación y funcionamiento de electrodomésticos.

Los sectores eléctricos de ALC se tipifican por la existencia de alta correlación entre las tasas de crecimiento de la demanda y el crecimiento económico y por un aumento sostenido del consumo percápita de energía eléctrica incluso en los períodos de disminución de ingresos percápita e incremento al acceso.

Consumo de Electricidad

El consumo total de electricidad ha crecido rápidamente en los países de la región, inclusive en los períodos económicos desfavorables. En las últimas dos décadas se dieron aumentos de más de 4 veces en el total de usos de esta fuente energética y de la capacidad instalada, lo cual da una idea de los esfuerzos realizados para suministrarla y de esta forma apoyar el desarrollo de ALC. Durante el primer quinquenio de los 90 el consumo se incrementó en 1.3 veces y la capacidad instalada en 1.2 veces.

La penetración de la energía eléctrica en la estructura del consumo de ALC se evidencia al comparar su evolución frente al consumo total de energía, ya que mientras aquella experimentó en 1995 un crecimiento del 4.6% anual, en relación con los volúmenes registrados en 1990, éste en el mismo lapso, sólo contabilizó un aumento del 3.1%. Sin embargo, los índices de cobertura (o índices de electrificación) en algunos países todavía están muy por debajo de niveles satisfactorios quedando amplias franjas de la población, especialmente de las zonas rurales y marginales de los grandes centros urbanos, carentes de este servicio.



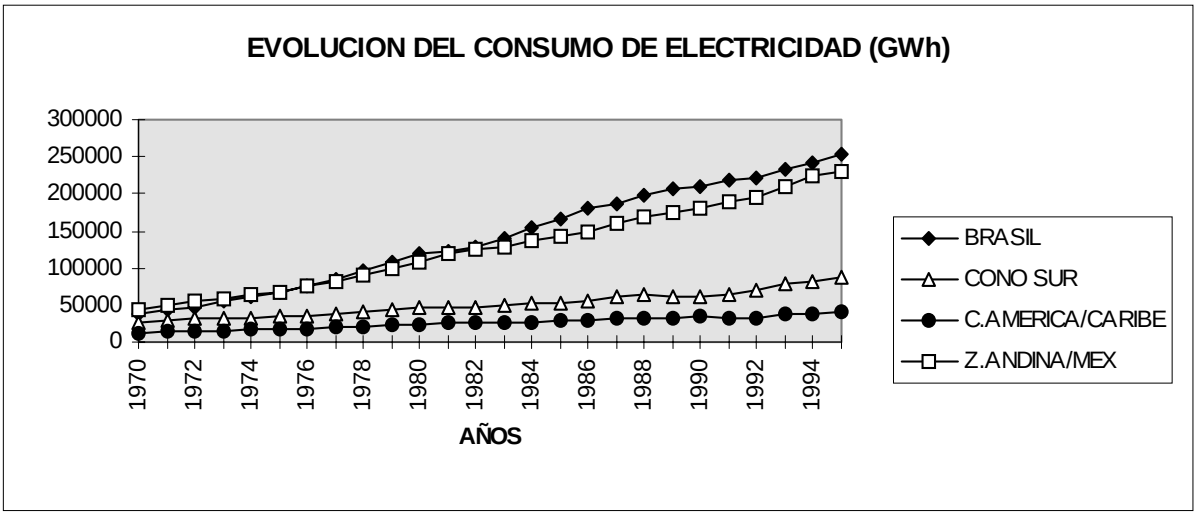
La expansión del servicio eléctrico en la región fue realizada, en su mayor parte, por empresas estatales que respondieron a las políticas, planes y estrategias gubernamentales que identificaron a este subsector como elemento básico del desarrollo y del bienestar social de la población. En 1995 la expansión de la demanda interna observada en la mayoría de países ocasionó un incremento del consumo de energía eléctrica en ALC de aproximadamente 4.2% respecto al año anterior.

En este mismo año, el sector económico de mayor consumo de energía eléctrica a nivel regional fue el industrial (48.9%), seguido del sector residencial (29.7%) y el comercial-servicios (15.6%); el 5.8% restante se distribuye entre los sectores agro-pesca-minería (4.5%), construcción-otros (0.7%) y transporte (0.6%).

Capacidad Instalada y Generación

La capacidad instalada en la región en 1995, fue predominantemente hidroeléctrica (57.6%), luego sigue la térmica (40.3%), y en menor grado la nuclear (1.6%) y geotérmica (0.5%). Puede afirmarse que esta estructura es totalmente consistente con la abundancia de recursos hídricos en la región; con los relativamente bajos costos de generación a largo plazo y, con la coyuntura financiera favorable que permitió grandes emprendimientos hidroeléctricos en la región.

La hidroenergía por sus características generales de generación de base contribuye aproximadamente con el 67.4% de la generación eléctrica total en la región. El 29.7% restante se distribuye en generación de origen térmico, básicamente derivados del petróleo, gas natural y carbón. La nuclear (1.8%) y geoelectricidad (1.1%) aún son incipientes en el contexto regional, aunque de gran importancia para países como México, Argentina y Brasil. Recientemente México duplicó su capacidad instalada nuclear a 1350 MW con la puesta en marcha de la central Laguna Verde II. Por otro lado se observa que, México y algunos países centroamericanos (El Salvador, Nicaragua y Costa Rica) aprovechan activamente sus fuentes geotérmicas.



C. Insumos para la Generación Eléctrica

Importancia del agua

El agua sigue siendo el insumo mas importante para la generación de electricidad en la región. La potencia instalable de hidroelectricidad de ALC se estima en unos 728.5 GW que representa un 22.7% del total mundial, de los cuales se encuentran instalados apenas un 14%. La mayor parte de este potencial se encuentra en los países que conforman el Grupo Andino (42.9%) y luego el Mercosur (33.9%). En los últimos años se viene impulsando la construcción de pequeñas centrales hidro en áreas en las que por su costo y acceso se dificulta la interconexión con la red central. Avances en este sentido se han dado en República Dominicana y Suriname.

Empleo de hidrocarburos

El Caribe continúa siendo una zona de la región que depende en alto porcentaje (96.3%) de la generación con base en hidrocarburos, dadas las limitaciones de otras fuentes alternativas como la hidroelectricidad y el carbón y el gas. Sin embargo es conocido que en El Caribe se puede aprovechar la energía solar y eólica.

Biomasa para generación eléctrica

Aunque se ha intensificado el uso de la biomasa para esta actividad en países como Jamaica, Haití y otros países del Caribe y otras regiones, su aporte continua siendo pequeño en relación con los requerimientos y necesidades del servicio de electricidad.

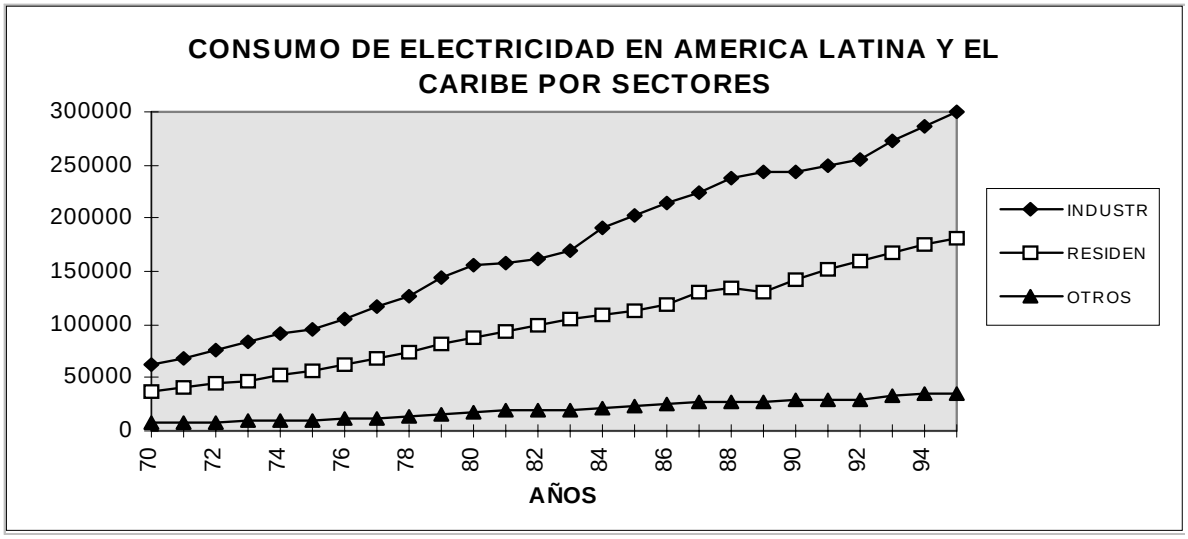
Importancia del gas natural

El gas natural puede jugar un papel importante como insumo para la generación eléctrica, sobre todo por considerarse como un energético abundante, de fácil manejo y muy poco contaminante. Su uso se ha intensificado en Argentina, Barbados, Bolivia, Brasil, Colombia, Trinidad y Tobago y Venezuela. La interconexión Chile-Argentina y Brasil-Bolivia modificarán la estructura eléctrica con este energético.

Uso del carbón

Las alternativas de generación con base en carbón se vienen dando en países como Argentina, Brasil, Colombia, Chile, México, República Dominicana, entre otros. Las posibilidades de un mayor aprovechamiento de este recurso dependerán , en gran parte, de una evolución favorable de sus precios en relación con el comportamiento de los mercados internacionales del petróleo, de la penetración creciente del gas y del desarrollo de tecnologías que permitan su uso minimizado los impactos adversos del ambiente.

Geotermia

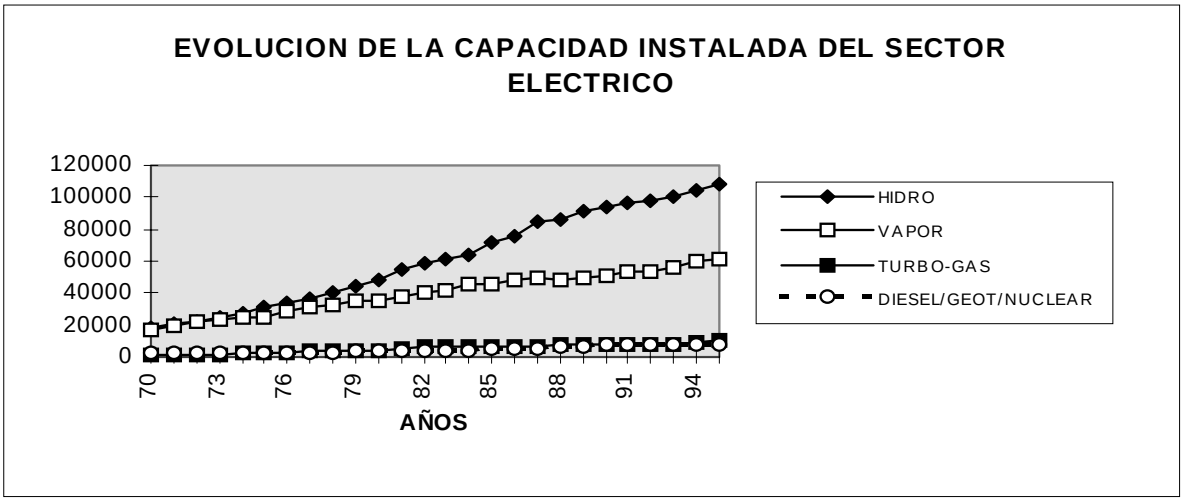


En 1995, la producción de geoelectricidad en ALC tuvo un decrecimiento del 1.2% respecto al año anterior, pero se espera que tendrá un repunte para 1996, debido a la entrada en operación de nuevas plantas, principalmente en México y en los países centroamericanos, al aprovechar sus recursos para la generación de cantidades importantes de electricidad.

En forma resumida, los aspectos económicos y eléctricos más importantes de la región correspondiente a 1995, se presentan en el cuadro: Sector Eléctrico de América Latina y El Caribe, 1995

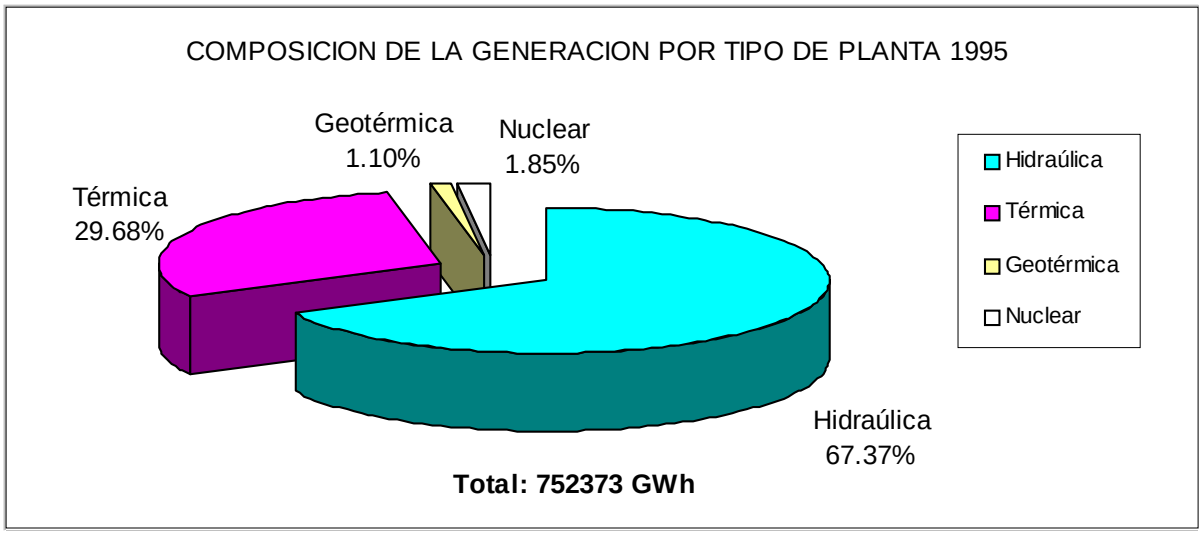
D. La Crisis del Sector Eléctrico Latinoamericano

A diferencia del desarrollo eléctrico alcanzado por la Región en la década de los 60's y 70's gracias a la afluencia de recursos financieros, empleados generalmente en proyectos hidroeléctricos de gran envergadura, la crisis económica por la que atravesó la Región en la década de los 80's, la carencia de financiamiento para la construcción de los nuevos proyectos eléctricos y la falta de toma de decisiones oportunas en la política eléctrica, fueron factores para que el sector haya enfrentado una grave situación desde los puntos de vista técnico, administrativo y financiero.



En efecto, a finales de la década de los 80's y principios de los 90's, el sector eléctrico latinoamericano enfrentó graves problemas internos de gestión administrativa y operativa, escasez de recursos financieros y serias limitaciones para el pago del servicio de la deuda, presentando un desempeño general bastante alejado de los niveles deseables de eficiencia económica, financiera y administrativa. Esta situación se evidenció con racionamientos de energía y ausencia de mantenimiento del parque de generación térmica y falta de liquidez para hacer frente a la implementación de los planes de expansión previstos.

Posiblemente el efecto más dramático de la crisis del sector fue el de los fuertes racionamientos de electricidad que vivieron algunos países de la región como Argentina (1988-1989) con un déficit superior al 20% de la demanda. En Colombia (1992) se enfrentó un déficit de 22 GWh/día equivalente a un 22% de la demanda y en Chile (agosto-junio de 1989-90) se presentaron racionamientos del orden del 15% de la demanda que llegó a un 28% en marzo de ese mismo período.



Otros países, como Ecuador, tuvieron problemas al sufrir una de las más grandes sequías de los últimos 30 años en diciembre-marzo de 1991-92 y durante unos meses del año hidrológico 1994-1995, cuando el déficit llegó al 38% de la demanda. También Perú, entre mayo y diciembre de 1992 sufrió de estiajes, alcanzando un déficit de generación correspondiente al 24% de la demanda.

En 1991 , principalmente durante los meses de agosto y septiembre, se presentó una aguda crisis energética en el istmo centroamericano, debido también a una fuerte sequía, que afectó mayormente a algunas zonas de la región como El Salvador con un déficit de generación de 80 GWh; Guatemala con 40 GWh y Nicaragua con 40 GWh. Estos racionamientos de generación eléctrica, provocaron cuantiosas pérdidas a todos los sectores productivos y molestias e incomodidades a toda la población en general.

Uruguay fue una de las pocas excepciones que durante los inconvenientes climáticos entre 1989 y 1990 pudo superarlos gracias al buen estado de sus grupos térmicos mantenidos en reserva por mucho tiempo.

La ineficiencia del sector se debió a un conjunto de factores endógenos y exógenos a las empresas eléctricas, fomentada en gran medida por la excesiva influencia del Estado sobre la gestión de las empresas, así como por la falta, al interior de las mismas, de una concepción clara de su responsabilidad en la gestión basada en resultados financieros a obtener; casi siempre se busca aumentar la infraestructura eléctrica.

Los problemas de estiaje en las zonas de influencia de las centrales hidroeléctricas causantes de una crítica situación de abastecimiento eléctrico y que indujeron a la declaración de emergencia energética a muchos países de la Región, mostraron un sistema eléctrico en situación de extrema fragilidad, haciendo evidentes los rezagos que habían sufrido los planes de expansión y los programas de mantenimiento en el parque térmico, que en muchos casos presentó claras señales de obsolescencia que impidieron su utilización en estas etapas críticas. Esta indisponibilidad del parque térmico (en los últimos 10 años aumentó a más del 20%) se debió fundamentalmente a la falta de recursos para mantenimiento y rehabilitación de centrales eléctricas derivada de la crisis financiera en general que afectó al sector en la Región.

Es claro que la crisis del sector eléctrico por la que atravesó la Región no solo fue por aspectos climáticos sino por algunos otros factores como: falta de disponibilidad de la capacidad instalada térmica por problemas laborales y financieros; subestimación de programas de mantenimiento y recuperación de la capacidad; sobreestimación de la capacidad térmica; planeamiento operativo y gestión operativa deficientes.

También contribuyeron a la crisis, en algunos casos el crecimiento de la demanda mayor a la proyectada en los modelos de inversiones; falta de asignación de recursos de manera oportuna para la operación y mantenimiento de las instalaciones actuales y a la inadecuada rehabilitación de los grupos térmicos. La ausencia de financiamiento oportuno para nuevos proyectos hidroeléctricos y térmicos para mantener un adecuado margen técnico de reserva fue otros de los elementos coadyuvantes a esta crisis; sin dejar de mencionar la falta de estructuración de las políticas tarifarias que permitieran un desarrollo armónico del sector eléctrico y carencia de incentivos para la participación privada.

Para enfrentar el reto de un manejo adecuado del sector se hizo necesario, en general, encarar importantes reformas para su reconvención, en el sentido de la definición del espacio de participación de los agentes privados y públicos dentro de un marco global con reglas de juego claras y estables, en las que los países evalúen detenidamente sus condiciones particulares y definan la combinación de opciones apropiadas para cada caso.

Puede señalarse que la reestructuración del sector energético en general y del eléctrico en particular, fue una consecuencia de una reforma del Estado. A la fecha se han planteado estrategias donde el papel del Estado es normativo y de diseño de políticas energéticas, que han separado las actividades del sector energía entre aquellas que pueden operar de acuerdo con las fuerzas del mercado y aquellas que por su

naturaleza de monopolio natural requieren regulación y fijación de precios. Así mismo se ha buscado establecer condiciones de estabilidad legal, institucional, administrativa y económica para promover competencia empresarial y para atraer capitales privados al sector.

Las acciones de reestructuración incluyen el fortalecimiento de las empresas del sector , la descentralización administrativa y la captación de recursos financieros para enfrentar el crecimiento de la demanda energética.

Las acciones concretas realizadas en el sector energético se han orientado hacia la búsqueda de la eficiencia administrativa, operativa y económica; establecimiento de políticas de liberalización de mercados; promoción de la participación privada e incentivos a los capitales de riesgo; regulación de mercados monopólicos y desregulación de los mercados competitivos.

SECTOR ELÉCTRICO DE AMERICA LATINA Y EL CARIBE: 1995

País	Población (Miles de Hab.)	PIB Per Cápita (US$ 80/hab.)	Crecimiento del PIB (95/94) %	Consumo Per Cápita (kWh/hab.)	Cobertura Eléctrica 1993 (%)	Capacidad Instalada (MW)			Consumo Eléctrico (GWh)	Crecimiento del Consumo (95/94) (%)
						Publica	Autoproductores	Total		
Argentina	34587	4006.1	-2.96	1592.1	95	18574	1633	20207	55065	5.52
Barbados	262	3419.5	1.56	2160.3	100	153		153	566	7.40
Bolivia	7414	715.6	3.5	355.7	56	696	109	805	2637	7.63
Brasil	161790	2001.9	3.86	1561.3	87	55499	3289	58788	252606	4.20
Colombia	35101	1640.5	5.5	994.0	82	10223	361	10584	34891	3.68
Costa Rica	3424	1609.1	2.5	1328.6	92.53	1101	13	1114	4549	7.72
Chile	14210	3373.6	8	1655.9	92	4927	1019	5946	23531	9.00
Ecuador	11460	1428.4	25	561.1	75	2388	151	2539	6430	1.28
El Salvador	5768	750.4	9.31	471.9	67	817	16	833	2722	3.62
Grenada	92	1372.8	0.08	815.2	82	17		17	75	20.97
Guatemala	10621	976.8	4.5	263.6	40	815	159	974	2800	2.15
Guyana	835	677.3	7	261.1	10	97	60	157	218	21.11
Haití	7180	134.9	3.5	30.5	34	193	23	216	219	4.78
Honduras	5654	657.7	3.67	348.8	41	592	14	606	1972	1.54
Jamaica	2447	1619.2	-0.01	2118.5	86	624	224	848	5184	22.03
México	91120	2348.8	-7.01	1244.1	91.51	33606	7465	41071	113365	3.50
Nicaragua	4433	436.7	4	264.8	58	400	30	430	1174	3.62
Panamá	2631	1893.0	-1.45	1089.3	73	921	64	985	2866	7.26
Paraguay	4960	1303.7	4.47	665.1	72	6927		6927	3299	4.60
Perú	23532	1001.8	6.85	531.3	61.5	3178	1342	4520	12502	1.02
Rep. Dominicana	7823	1262.1	5	588.4	62	2100	350	2450	4603	5.26
Suriname	423	1925.5		2974.0	97	60	329	389	1258	0.40
Trinidad & Tobago	1306	3722.5	2.67	2807.8	97	1189	64	1253	3667	5.65
Uruguay	3186	2586.4	-1.50	1585.7	95	2079	63	2142	5052	7.24
Venezuela	21844	3370.6	2	2775.6	90	18060	920	18980	60631	2.42

Fuente: Sistema de Información Económica-Energética (SIEE) - OLADE, Dec. 1995

V. Prospectiva de la Demanda Eléctrica y del Plan de Expansión

Las transformaciones del sistema internacional y su impacto sobre las relaciones hemisféricas se ha reflejado en los cambios de política exterior de algunos países de la región. Por una parte, las estrategias de desarrollo se han asociado a un modelo de crecimiento externo, basado en la apertura y liberalización comercial: por otro lado, frente a los procesos de globalización e interdependencia económica han surgido procesos de regionalización que, en algunos casos, han tenido un carácter inédito en ALC.

Además, los nuevos marcos regulatorios que se han venido definiendo para el sector eléctrico, en los países de la Región, han producido efectos substancialmente beneficiosos, mejorando sensiblemente la dinámica interna de cada uno de ellos. En general, estos nuevos modelos institucionales buscan promover la competencia y la eficiencia del sector y una gran descentralización de las decisiones. En realidad, en muchos de los países de ALC este proceso se encuentra en fase evolutiva y creciente.

Dentro de este marco de apertura económica y de reforma del sector eléctrico regional, con una mayor participación de entes privados en el desarrollo del sector, se plantean cambios significativos en la estructura del sistema energético y se hace necesario que las proyecciones de la demanda y las alternativas de expansión se realicen dentro de un contexto de planificación integral de los recursos energéticos. En este sentido, dichas estimaciones (demanda y requerimientos energéticos) deben tomar en cuenta la evolución más probable de las variables económicas y sociales y de precios y costos económicos de los recursos energéticos disponibles.

A. Prospectiva Económica y Social de América Latina y el Caribe

Producto Interno Bruto y Principales Indicadores Macroeconómicos

La región de ALC muestra gran flexibilidad para adaptarse a los impactos económicos mundiales: el Producto Interno Bruto (PIB) creció en US $220 mil millones anuales entre 1975 y 1985; pese a la crisis de la deuda externa de finales de los 80 y principios de los 90s logró mantener este ritmo entre 1985 y 1995 y se presentan muy buenas expectativas para duplicarlo entre 1995 y 2005 y para cuatriplicarlo entre los años 2005 y 2015.

Por otro lado, la infraestructura productiva de ALC ha mejorado significativamente: las exportaciones pasarán del 13% del PIB (1975) al 28% (2015). En dólares corrientes crecieron de $48 mil millones en 1975 a $248 mil millones en 1995 y superarán los $ 500 mil millones en el 2020. La inversión está retomando su dinamismo: como porcentaje del PIB cayó del 24% (1975) al 16% (1985) y se recuperó al 20% en 1995 y se estima volverá al 24% hacia el 2015.

La política económica ha mejorado ostensiblemente: el déficit público bajó del 6% del PIB (1987) a 0.2% en 1994, en contraposición de los países desarrollados, quienes de acuerdo con el Fondo Monetario Internacional (FMI) pasaron del 3.2% en 1987 al 3.8% en 1994. Por su parte, la inflación que llegaba a los 1200% en 1989, bajó al 25% en 1995.

Evolución de la Población

La población de ALC aumentó en 80 millones de personas en el período 1975-1985, igual que entre los años 1985- 1995 esperándose crecimiento similares para los años 2005 y 2015; de este modo, la población pasará de 315 millones (1975) al doble en 40 años (630 millones en 2015). Puede apreciarse que la región representa un gran mercado, con una productividad e ingreso por habitante que ha crecido de US $2030 (1975) a $2250 (1995) y que se proyecta sobre los $3500 para el 2015. Aspecto importante del análisis es que, a pesar de la pobreza, hay una enorme clase media.

B. Previsión de la Demanda Eléctrica (análisis de mercado)

Prospectiva Energética

No puede analizarse el comportamiento histórico ni futuro de la electricidad sin tomar en cuenta el consumo de energía total, debido a las importantes sustituciones entre los productos energéticos que se ha producido en la región desde finales de la década de los 60. En efecto, la evolución del sector energético ha estado relacionada con el dinamismo económico de la región, así por ejemplo, en los años 70 y principios de los 80 a causa del aumento espectacular de los precios de los combustibles y a la creciente dependencia (en ese entonces) de los hidrocarburos, se impulsaron políticas de diversificación y autosuficiencia energética con el objeto de estructurar sistemas energéticos mas autónomos que determinaron cambios sustantivos en los balances de energía de los países.

Para las próximas décadas, en virtud de las cambiantes condiciones geopolíticas internacionales, los cambios tecnológicos en las cadenas energéticas y a la creciente preocupación por la protección al ambiente, se están produciendo fluctuaciones en las posiciones de los agentes que intervienen en los mercados energéticos que a su vez influyen en los comportamientos futuros de la producción y consumo de energía.

Con base en las previsiones económicas y sociales y a los aspectos indicados anteriormente, se han elaborado escenarios energéticos que también toman en cuenta políticas de conservación y eficiencia energética (ver cuadro siguiente, datos en revisión).

DEMANDA FINAL DE ENERGETICOS
(millones de barriles equivalentes de petróleo)

Energético	1990	2000	2010
Electricidad	301.2	462.0	746.2
Petróleos y derivados	1381.5	1830.7	2576.2
Gas Natural	185.0	256.3	325.3
Carbón Mineral y coque	78.6	100.3	133.3
Biomasa	457.7	497.9	585.9
Otros	64.1	88.8	110.3
Total	**2468.0**	**3236.0**	**4477.2**

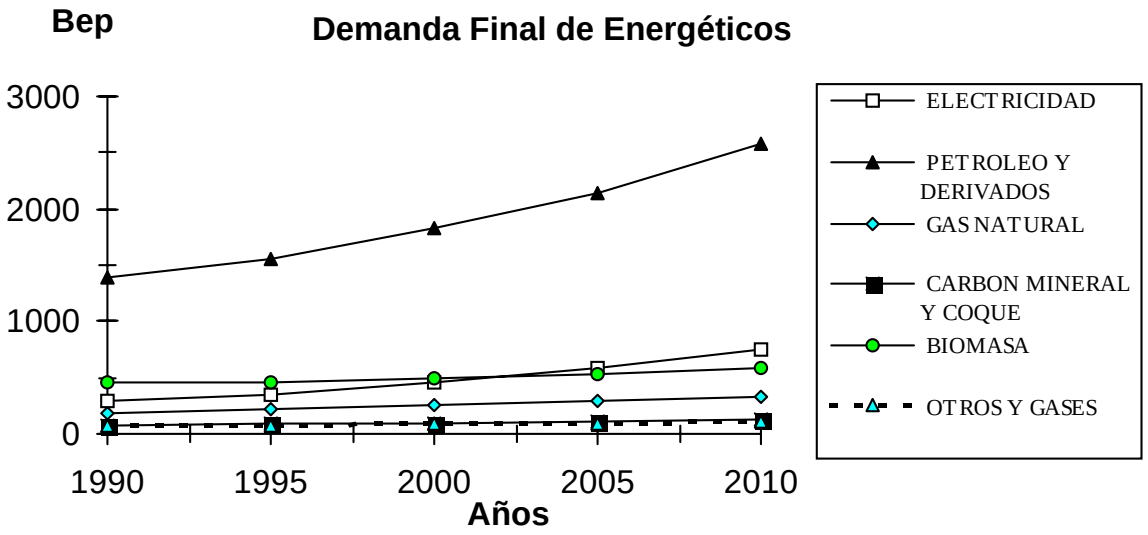
Fuente: OLADE, Prospectiva Energética, Fase II, OLADE

La demanda de electricidad entre los países de América Latina, durante el período 1996 - 2005, se proyecta con unas tasas de crecimiento interanual en el rango de 3% a 7%. En el extremo inferior se encuentran países como Venezuela (2,76%) y Argentina (3,86%) y en el opuesto se ubican El Salvador (6,25%), Chile (7,05%) y Paraguay (7,52%); el resto de los países presentan proyecciones con tasas entre 4% y 5%. En los países de El Caribe la tasa promedio interanual estimada es del 1% para el mismo período.

C. Principales Características de la Estructura Eléctrica Futura

En América Latina y El Caribe existe una gran riqueza energética, muy variada pero no distribuida homogéneamente entre los países de la región. Dicha riqueza, conjuntamente con la realización de una serie de Acuerdos Regionales (Mercosur, Pacto Andino, Grupo de los Tres, Iniciativa de la Cuenca del Caribe, etc.) y la formulación de una Estrategia Continental (La Iniciativa de las Américas), permiten

el análisis de diversos escenarios potenciales respecto a la estructura futura de los mercados de energía eléctrica en el hemisferio.



Los principales factores motrices que caracterizan, hoy en día, dicha estructura y participan en su evolución, en el corto y mediano plazo, en ALC son:

- El gas como elemento de importancia en la mayor competitividad del uso de la energía térmica y en la generación de energía eléctrica.
- Un aprovechamiento actualmente bajo del inmenso potencial hidroeléctrico existente en los países de la Región.
- La oportunidad aún no aprovechada del uso de una gran cantidad de energía secundaria, vía la interconexión de áreas con hidrologías complementarias.
- El futuro del carbón ante su mayor exposición a la incertidumbre y restricciones en su demanda dada las más exigentes regulaciones ambientales por un carbón limpio y la penetración creciente del gas.
- Los procesos de desregulación y de participación del capital privado en las muy necesarias inversiones futuras, y
- La necesidad de incorporar la dimensión ambiental, desde el inicio, en los proyectos eléctricos como factor contribuyente al desarrollo sostenible de ALC.

Por otra parte, no hay duda que en un futuro más lejano, veremos resurgir la participación de la energía nuclear y, de la energía solar y de la energía eólica, como soluciones probables para un medio ambiente más limpio.

Selección de Tecnologías Limpias y Barreras para su Utilización

La planificación de la expansión de la generación es un proceso continuo de evaluación del comportamiento de la demanda eléctrica y de la oferta de recursos naturales que se dispone para su explotación. Todos los países de ALC están permanentemente interesados en el desarrollo y uso de tecnologías limpias y en utilizar sus recursos naturales renovables para la generación de energía eléctrica, de forma de disponer de fuentes de energías abundantes, no contaminantes y con mínimos impactos negativos al medio ambiente.

A los efectos del presente proyecto, OLADE con el apoyo del Grupo de Trabajo, realizó una encuesta en una muestra de quince países, sobre los elementos que, a juicio del país, determinan la selección de tecnologías de generación eléctrica y las barreras que deben ser superadas para el empleo de opciones tecnológicas limpias. Los principales resultados obtenidos fueron:

1. Las tres cuartas partes de los países de la muestra indicaron la disponibilidad y el costo del recurso como elementos básicos de decisión.

2. En aquellos países donde la generación de energía eléctrica constituye un negocio privado, dejan en mano de los inversionistas particulares la decisión en cuanto a la tecnología a utilizar. En estos casos, el costo de la generación es, entonces, el factor decisivo a la hora de elegir la opción tecnológica a utilizar.

3. Un cincuenta por ciento de las contribuciones recibidas incluyeron, como elemento de decisión, el impacto sobre el medio ambiente.

4. La casi totalidad de los países consideran que tecnologías como la eólica y la solar, al no presentar aún precios competitivos, tienen como mayor inconveniente su financiamiento y se reservan para pequeñas zonas aisladas o dispersas, en su mayoría de tipo rural.

La sociedad debe considerar deseable la utilización de opciones tecnológicas limpias, como la única alternativa para lograr un desarrollo económico compatible con un medio ambiente adecuado para el bienestar general.

A pesar de ser un deseo prioritario generalizado, se observa en varios de los países analizados la influencia del poder económico y del poder político en la orientación de las estrategias para el desarrollo de la generación eléctrica.

En general, las barreras a superar para la utilización de opciones tecnológicas limpias, de acuerdo a la encuesta, son de dos tipos:

- las de tipo económico, producto de la competitividad de su costo frente a las alternativas tradicionales y el riesgo financiero asociado a la explotación de las inversiones, y

- las de tipo regulatorio, referidas a tarifas e incentivos a la inversión o restricciones de tipo operativo.

Varios de los países de la región destacan, entre sus barreras, la ausencia de una política energética nacional, la falta de un inventario de los recursos naturales o la falta de capacitación en la aplicación de nuevas tecnologías.

Tecnologías de Generación y Combustibles

La generación de energía eléctrica se realiza mediante dos componentes separados: (1) una fuente de energía (combustible) y (2) un equipo de conversión adecuado (tecnología) que utilice la fuente energética. Ambos, combinados, se les conoce como un sistema de energía.

Existen mundialmente, al menos, docena y media de fuentes de energía disponibles técnicamente para generación de electricidad y, no menos de, una docena de diferentes tipos de equipos de conversión que son técnicamente factibles. La combinación de ambos da, como mínimo, un total de cincuenta sistemas de energía: sin embargo, el estado del arte actual combinado con las necesidades, recursos y restricciones propias de los países de ALC reducen dichas opciones a un número alrededor de la docena. La Sección III del presente informe desarrolla, en detalle, el tema de "Opciones de Energía Limpia".

Tomando como fundamento la alta correlación existente entre el consumo de energía y la sociedad servida, resulta de muy alta prioridad constituir una cartera de tecnologías-combustibles, que en todo momento, permita una producción de electricidad continua y eficiente para evitar efectos sociales y económicos adversos en la población por cambios bruscos en los estados del sistema. Esto significa, que mientras se implementen nuevas aplicaciones tecnológicas, los países tratarán, por todos los medios posibles, de no sacrificar de ninguna manera la calidad del servicio utilizando, al máximo, sus propios recursos naturales y las tecnologías más eficientes y económicas disponibles y de menor riesgo. Bajo las premisas anteriores, no es de extrañar que, las tecnologías de generación previstas a futuro por los países de ALC, en orden de prioridad, resultan ser:

- Hidroelectricidad
- Plantas de vapor
- Ciclos combinados y diesel
- Geotermia
- Nuclear, Eólica y Biomasa.

Bajo la misma orientación, los principales combustibles previstos por los países de ALC para sus plantas térmicas candidatas para expansión de la generación, resultan ser:

- Gas
- Diesel
- Carbón
- Fuel Oil
- Petróleo residual.

D. Expansión de la Generación y Equipamiento por Tipo de Fuente

De acuerdo con los estudios actuales de prospectiva, se prevé que América Latina y El Caribe deberá casi duplicar en el año 2010 la capacidad instalada para generación eléctrica que disponía en 1995, de 187 GW a 326.5 GW.

Las estructuras de expansión de la generación previstas, en los países de la ALC, reflejan la predominancia de los desarrollos hidroeléctricos y de proyectos térmicos a base de gas natural y derivados del petróleo con una participación baja de centrales térmicas a carbón. La geotermia y la nuclear, aunque crecerían en términos relativos, seguirán siendo marginales hacia el año 2010. Estos resultados parciales están siendo ampliados para reflejar las nuevas potencialidades del gas natural.

CAPACIDAD INSTALADA AMERICA Y EL CARIBE

Capacidad Instalada	1995		2010	
	GW	%	GW	%
Hidráulica	107.6	57.5	201.6	61.7
Térmica	75.4	40.3	114.3	61.7
Nuclear	3.0	1.6	7.4	2.3
Geotérmica	1.0	0.6	3.2.	1.0
TOTAL	**187.0**	**100.0**	**326.5**	**100.0**

Hidroelectricidad

Aún cuando para 1995 el aprovechamiento del potencial hidroeléctrico regional fue bajo (14% del total), es importante destacar que el 67.4 % de la energía producida, en ese mismo año, era de origen hidráulico. Esta fuente de energía es la de mayor dinámica en la región, con tasas de crecimiento cercanas al 10% en los últimos 20 años.

En 1995, el potencial utilizado del recurso mostró que los países del MERCOSUR (47.6%) y la Zona Andina (13.7%) son las subregiones con mayor grado de utilización, presentando México (3.9%), Centro América (1.6%) y El Caribe (0.6%) participaciones menores.

Dadas las limitantes técnicas y financieras para explotar este recurso, es muy probable que su participación se incremente moderadamente, en las próximas décadas, mediante desarrollos de mediana y pequeña capacidad. Sin embargo, en la presente década (1996-2005), países como Brasil (85%), Venezuela (95%) y Paraguay (100%) aún contemplan una alta proporción de desarrollos hidroeléctricos dentro de su estructura de expansión de la generación de energía eléctrica.

Gas Natural

En función de la abundante oferta regional de gas natural a costos de producción no superiores a los US$ 3-4 por barril equivalente de petróleo, los bajos niveles de costos de inversión del equipamiento asociado a su uso y a su baja contaminación, esta fuente puede ser una de las de mayor penetración presente en el mercado mundial. De hecho, la penetración del gas en el mercado global de energía en competencia con el petróleo, carbón y las otras formas de energía se estima que pueda llegar a cubrir, hasta el 2030, el 70% del mercado global de energía. No es menos cierto, que para la implementación de este escenario deben tenderse redes de transporte bien complejas.

En los planes de expansión previstos hasta el 2000 en los países de ALC, participantes en la encuesta realizada para este proyecto, se observa una participación, no menor del 55% del gas natural en los equipamientos térmicos, seguido del diesel (20.3%), carbón (10.5%), fuel oil (8.6%) y, petróleo residual (5.6%).

Carbón Mineral

En América Latina y El Caribe, el comercio internacional del carbón mineral se inició apenas hacia fines del primer quinquenio de la década de los ochenta cuando comenzó la producción masiva del yacimiento Cerrejón de Colombia.

Se prevé que el futuro del carbón térmico en la región dependerá de su competitividad (técnica,

económica y ambiental) frente a fuentes como el gas natural, el fuel oil y el diesel en la generación térmica de electricidad. En las expansiones de generación previstas para la década 1996 - 2005, se observa en los países de ALC, una proporción moderada (2.9%) de plantas térmicas a carbón dentro del equipamiento global.

E. Plan de Expansión y Equipamiento por Subregiones

Mercosur

La subregión correspondiente a MERCOSUR, incluyendo Chile, continuará durante la década 1996-2005 en un proceso de aprovechamiento de sus enormes recursos hidroeléctricos, concentrados mayormente en Brasil y Paraguay. En esa década, estos países incrementarán la capacidad hidroeléctrica de la subregión en 19895 MW, de los cuales el 90.7% corresponde a Brasil.

CAPACIDAD INSTALADA MERCOSUR

Capacidad Instalada	**1995**		**2010**	
	GW	%	GW	%
Hidráulica	71.3	75.9	142.3	78.1
Térmica	21.0	22.3	33.7	18.5
Nuclear	1.7	1.8	6.1	3.4
Geotérmica	0.	0.0	0.0	0.0
TOTAL	**94.0**	**100.0**	**182.1**	**100.0**

Dentro del MERCOSUR, Argentina es un país de larga tradición gasífera y con perspectivas de exportación al Brasil y al Uruguay. No hay que olvidar que también se iniciarán las exportaciones a Chile, y que con ello y la exportación del gas boliviano a Brasil, se ampliará la integración energética en esta subregión.

Zona Andina

En 1995, el 61% de la capacidad instalada (37428 MW) en la Zona Andina era hidráulico y el resto es térmico. En el 2010 se necesitarán 65988 MW de los cuales casi el 60% será de origen hidroeléctrico. El complemento térmico operará con gas natural (66%), carbón mineral (16%) y el resto a base de derivados de petróleo. Venezuela es el país con mayor participación (52%) del total a instalar en el 2010 y contribuirá con el 61% del total hidroeléctrico a ser incorporado en la subregión.

Los países andinos no tienen tradición gasífera, quizá con la excepción de Bolivia, a pesar de los enormes recursos disponibles en todos ellos. En años recientes se ha despertado un interés muy fuerte por esta fuente en Colombia, Perú y Venezuela.

Centro América

Subregión de recursos hidráulicos y geotérmicos relativamente abundantes donde la penetración de la electricidad, sobre otras fuentes, es auspiciada para disminuir la dependencia energética.

La capacidad instalada pasará de 4942 MW en 1995 a 9109 MW en el 2010, de los cuales 2621 MW serán de origen hidráulico y en su mayor parte corresponden a Costa Rica (51%). El resto estará conformado por centrales térmicas a petróleo (803 MW), geotérmicas (593 MW) y carbón mineral (150

MW).

CAPACIDAD INSTALADA EN CENTRO AMERICA

Capacidad Instalada	**1995**		**2010**	
	GW	%	GW	%
Hidráulica	2.8	57.1	5.4	59.3
Térmica	1.9	38.8	2.9	31.9
Nuclear	0.0	0.0	0.0	0.0
Geotérmica	0.2	4.1	0.8	8.8
TOTAL	**4.9**	**100.0**	**9.1**	**100.0**

El Caribe

Esta subregión agrupa a países heterogéneos y tiene un bajo grado de electrificación. Su expansión se encuentra limitada por la ausencia de recursos renovables y un nivel bajo de industrialización, aún cuando estos factores varían entre los países. La capacidad eléctrica instalada en la subregión (9565 MW en 1995) permanecerá prácticamente constante, alcanzando un crecimiento de 1% anual promedio hasta el 2010. Se destacan los incrementos hidroeléctricos y de centrales a carbón mineral previstos por República Dominicana, así como los incrementos de centrales a gas natural en Trinidad y Tobago.

México

La capacidad eléctrica instalada hasta 1995 era de 41071 MW y en el 2010 se necesitarán 58321 MW de los cuales se estima cubrir un 31.8%, con desarrollos hidroeléctricos (25.3%), geotérmicos (4.2%) y nuclear (2.3%). El resto deberá cubrirse con centrales térmicas operando con derivados de petróleo (42%) y carbón (26.2%).

VI. Reestructuración Institucional, Legal y Regulatoria

La reestructuración y la regulación del subsector eléctrico de ALC es una realidad que rebasa el ámbito de lo estrictamente energético, por cuanto su discusión corresponde a esferas económicas y políticas sociales mucho más amplias. Las altas inversiones que se requieren para contar con una capacidad eléctrica mínima necesaria para satisfacer el consumo actual, el alto nivel de pérdidas de energía, la incertidumbre de los cortes y la baja calidad del servicio, ponen a la mayoría de los gobiernos de los países de la región ante la responsabilidad de encontrar medios para asegurar el servicio público con eficiencia, equidad y con el menor impacto ambiental para garantizar mejores condiciones de suministro.

Actualmente varios países de la región han iniciado y/o están considerando realizar cambios en el subsector, para que el Estado asuma su nuevo papel normativo y regulador y se logre la activa participación del sector privado en la expansión de la industria eléctrica a nivel nacional y regional.

Las experiencias en este campo son recientes en ALC y algunas están siendo cuestionadas; por lo que es de gran importancia su análisis crítico y objetivo, así como la discusión sobre los diferentes modelos de organización económica que podría tener el subsector, considerando la situación de cada país y la dimensión y características de sus sistemas eléctricos.

La aceptación por parte de la opinión pública de las reformas y privatización del subsector se debe al

interés de resolver la carencia de un servicio adecuado en términos de calidad, continuidad y seguridad, que manifestó sus crisis a través de los severos racionamientos de electricidad.

A. Marco Institucional

El abastecimiento eléctrico fue considerado como un servicio público que debía ser garantizado por el estado, como un elemento esencial de la seguridad nacional, para lo cual se estructuraron empresas estatales de carácter monopólico que centralizaron el manejo de las diferentes fases de la cadena eléctrica. El modelo fue adecuado en muchos casos, en sus etapas formativas, logrando economías de escala; a medida que transcurrió el tiempo y que los sectores y las economías en que funcionaron crecieron, aumentó su complejidad y ciertas desventajas se hicieron evidentes.

En efecto, a pesar que esta estrategia tuvo manifestaciones positivas, como la ampliación de la cobertura del servicio de la electricidad y el desarrollo de la consultoría y tecnología nacionales derivadas de la ejecución de grandes proyectos, también tuvo su impacto en el manejo político de las empresas y en la fijación de las tarifas, provocando ineficiencias tanto económicas como administrativas y el estrangulamiento financiero del subsector. Por ejemplo, se construyeron grandes proyectos sin considerar sus costos y beneficios financieros expresados en moneda de libre convertibilidad; las empresas fueron utilizadas para generar empleos y las tarifas se fijaron sin tener en cuenta los costos reales del servicio, como mecanismos para controlar la inflación, mejorar la distribución del ingreso y fomentar las actividades productivas. En ciertos casos, a través del subsector se han obtenido recursos en divisas que fueron destinados a otras actividades económicas.

Por otro lado, la superposición de funciones normativas y operativas de las empresas estatales, ha llevado a que las prácticas regulatorias sean escasas y en general deficientes, entorpeciendo el desempeño de los agentes públicos y privados que actúan en el subsector mediante controles excesivos y con muy poca regulación efectiva.

Además, los gobiernos de turno intervinieron en decisiones administrativas y de gerencia, que ordinariamente deberían estar en manos de los administradores y directorios autónomos de las empresas.

El examen de la eficiencia, de los costos económicos y financieros de las empresas, la creciente controversia sobre los papeles que corresponden al estado y al sector privado, y la tendencia mundial hacia la privatización y/o participación privada obligan a proponer nuevos modelos empresariales.

Como consecuencia de los procesos de modernización del subsector eléctrico en la región, se están realizando o considerando reformas con el objetivo de alcanzar un suministro seguro y económico de la energía, a fin de apuntalar los esfuerzos del desarrollo. En los países que ya han entrado en este proceso, las reformas incluyen cambios en la legislación del subsector dirigidos a su reestructuración. En algunos países se ha implantado la privatización completa de las funciones de generación, transmisión y distribución, mediante la transferencia de los activos públicos y la apertura de nuevos proyectos para la inversión privada. En otros casos, se permite la participación privada en generación, con algunas restricciones. Las reformas coinciden con la estrategia de reducir la participación estatal en las actividades comerciales.

Los objetivos que se buscan en aquellos países donde se han implantado las reformas son:

- Reducir el papel del estado en las actividades comerciales y orientar los recursos financieros a programas y proyectos que son de responsabilidad intrínseca del estado y que en general, no son atractivos para la inversión privada;

- Modificar los esquemas de operación empresarial, haciendo que el interés comercial incentive las mejoras en el rendimiento operativo, los niveles de rentabilidad y el establecimiento de las tarifas con criterios económicos;

- Mejorar la credibilidad del país mediante su saneamiento financiero;

- Atraer nuevos recursos financieros debido a las limitaciones de los fondos disponibles en las agencias multilaterales y al endurecimiento de los créditos comerciales;

- Sustentar la fijación de precios y tarifas en las señales del mercado; y

- Obtener la mejor y más justa retribución económica para el Estado.

B. Marco Legal

La integración vertical de la industria genera ventajas y, en algunos casos, economías de escala, pero (cuando no se dispone de una contabilidad establecida por centros de valor y de costos) suele ocultar ineficiencias en algunos eslabones de la cadena eléctrica. La ventaja de la desintegración vertical de la industria radica en la apertura de oportunidades para un mayor número de agentes; es decir, para una eventual competitividad.

No obstante, se presentan los siguientes problemas:

- Requerimiento más alto de inversiones, debido por ejemplo, a posibles excedentes de capacidad, propia de la competencia a nivel de generación; y

- Eventuales requerimientos de oferta mayores en aquellos casos en que las tarifas bajan estimulando el crecimiento de la demanda.

La actividad de producción o generación eléctrica es susceptible de llevarse a cabo mediante la concurrencia de varios agentes, lo cual podría inducir (dependiendo del tamaño del mercado) a aceptables niveles de competencia.

Por el contrario, la transmisión y distribución, debido a lo costoso de mantener sistemas redundantes, constituyen monopolios naturales.

La comercialización de energía, no obstante el hecho de que hasta el momento se ha desarrollado bajo esquemas que mantuvieron cautivos a los clientes, puede evolucionar hacia soluciones cada vez más competitivas, mediante las cuales los usuarios pueden escoger a su proveedor de electricidad.

La nueva estructura de las empresas se basa en la desintegración vertical de la industria, la desmonopolización, el establecimiento de reglas no discriminatorias para la participación de la inversión privada y pública, la viabilización de asociaciones de clientes para mejorar el servicio, la apertura hacia esquemas de competencia en lo que respecta a la generación y eventualmente) comercialización y la adecuada regulación de la transmisión y distribución de energía eléctrica.

A fin de alcanzar altos niveles de eficiencia empresarial, se requiere que las empresas adopten prácticas de tipo comercial; para este propósito se reconoce como necesario:

- Desvincular la gestión empresarial de la injerencia gubernamental y de los condicionamientos y compromisos políticos;

- Colocar personal capacitado en las posiciones gerenciales;
- Promover la autonomía administrativa y financiera de las empresas y, en caso de empresas estatales, expedir leyes modernas acordes con las características propias de la gestión comercial;
- Adoptar como política la evaluación de la gestión empresarial por resultados; y
- Trasformar orgánica y administrativamente a las empresas.

C. Marco Regulatorio

El sistema bajo el cual se está desarrollando el mercado eléctrico en ALC se encuentra en evolución y se mueve desde una configuración monopólica con activa participación estatal en la propiedad, hacia la desmonopolización, la apertura al capital privado y la creación de condiciones de competencia en aquellas áreas que lo permiten.

El desplazamiento se sustenta en un proceso de reformas que genera un marco legal adecuado y un entorno económico estable que tiene como actores principales al Estado, como agente normativo y fiscalizador al sector privado y como operativo al consumidor.

De la experiencia existente, México presenta un monopolio que admite la participación privada en la generación, sujeta a la entrega de la totalidad de la energía eléctrica.

Los seis países del istmo centroamericano mantienen la prestación del servicio eléctrico en poder de organismos estatales, pero se encuentra en análisis la participación privada en la generación; en Guatemala se encuentran en operación mas de 120 MW de propiedad privada y de servicio público. También se evalúan diversos programas de privatización.

Brasil se encuentra en pleno proceso de reformulación del papel de ELETROBRAS que será complementado por el sector privado para atender la expansión del sistema, si bien el Estado continuará desempeñando un rol importante, tanto a nivel nacional como estatal.

Perú adelanta un proceso de privatización de su empresa estatal ELECTROPERU, con miras a la gradual incorporación de concesionarios privados a la prestación de servicios.

Argentina se encuentra en una etapa avanzada de reestructuración de su sistema eléctrico y ya cuenta con un importante sector privado de generación.

En Bolivia el proceso de reforma del sector eléctrico, realizado entre 1993 y 1994, culminó con la promulgación de la Ley Eléctrica y la transferencia de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) al sector privado.

Chile ha concluido la total privatización de la generación, transmisión y distribución del sector eléctrico, en base al régimen tarifario marginalista y cierto grado de coordinación interempresarial en lo relacionado a la expansión del sistema.

En Colombia se promulgó la Ley Eléctrica en 1994 y un año más tarde entró en efecto el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, en el cual las empresas deben operar bajo régimen de competencia.

Otros países, mantienen en estudio procesos de reformas al sector eléctrico con distintos grados de apertura a la participación del sector privado.

El impulso a la modernización exige un cambio en el papel del estado, el cual en el caso de la expansión eléctrica deberá mantener ciertas funciones básicas como la planificación indicativa y la regulación. De la experiencia que tiene la región en materia de regulación moderna dentro de los mercados abiertos, presupone un gran esfuerzo por parte de los países, tanto para concebir y estructurar los entes reguladores, como para definir con precisión los espacios básicos que comprende la actividad reguladora; es decir: la normatividad, el control y la fiscalización.

D. Desarrollo de Opciones de Energías Limpias

El mejoramiento en la calidad de vida en América está vinculado a la disponibilidad de una electricidad limpia y confiable para aplicaciones residenciales, comerciales e industriales. El desafío de América Latina y el Caribe para satisfacer su crecimiento eléctrico es multifacético, ya que debe:

- Competir con otras regiones del mundo y otras naciones del hemisferio para atraer el capital necesario para la inversión;
- Desarrollar una estructura variada de fuentes de generación eléctrica para apuntalar la seguridad del sector en el futuro;
- Reducir el costo de la electricidad suministrada a los clientes;
- Ampliar el número de clientes que reciben la electricidad;
- Construir sistemas de generación que minimicen el impacto sobre el medio ambiente.

Las naciones del hemisferio deben reconocer la necesidad de desarrollar su infraestructura eléctrica de tal forma que asegure para las generaciones futuras el acceso a una energía confiable, eficaz en términos de costos y limpia. Se puede construir un sector eléctrico sustentable con una estructura apropiada de combustibles fósiles de bajo costo utilizando tecnologías avanzadas de combustión limpia, así como fuentes de generación de energía renovable; sin embargo, es poco probable que una estructura de tales características se concrete si no se aplican medidas políticas y regulatorias orientadas a crear mercados que recompensen la inversión en esas tecnologías.

Un primer paso para asegurar el desarrollo de mercados de energía sustentable involucra la definición de metas nacionales para el sector eléctrico, que deben incluir prioridades para proteger el medio ambiente, diversificar la estructura energética, ampliar los servicios y reducir los costos en el largo plazo. Esas metas deben formar la base para el desarrollo de un equipamiento energético en base a la mezcla de tecnologías que deben desarrollarse para satisfacer la necesidades energéticas del país en el corto y largo plazos, incluyendo la parte de electricidad que las opciones de energías limpias deben proporcionar. La definición de un plan nacional de energía por el gobierno está plenamente de acuerdo con el papel que el estado deberá desempeñar en un sector privatizado pero regulado con base en conceptos de desarrollo sustentable. Por lo tanto, un primer paso en la construcción de un mercado de esta energía implica el establecimiento de metas claras y una política nacional que defina el desarrollo previsto del sector energético.

Una vez establecida la meta de ampliar el uso de las tecnologías de energías limpias en la estructura de generación eléctrica, los países deberían explorar las alternativas para mejorar el atractivo de tales proyectos para la inversión. Los países pueden escoger el mecanismo, basados en el mercado, que aliente la inversión en proyectos de energía limpias mientras siguen privatizando el sector.

Las alternativas de energía renovable requieren políticas y regulaciones para controlar la exploración y

explotación de estos recursos. Las leyes para los recursos geotérmicos, hídricos, de biomasa, eólicos y solares también contribuyen a reducir el riesgo de las inversiones en tales proyectos.

Tampoco la compra de energía eléctrica a los generadores debería limitarse a fuentes despachables tradicionalmente. Varias tecnologías de energía renovable, tales como la energía solar, la eólica y la hídrica filo de agua generan electricidad de forma intermitente. Esta energía eléctrica puede también coincidir con la demanda pico para la electricidad en la red. La energía eléctrica limpia generada por las fuentes intermitentes puede producir un ahorro considerable de costos para el sistema global permitiendo una utilización más eficiente de su generación de base, agregando al mismo tiempo beneficios ambientales.

La incorporación de las tecnologías avanzadas de generación de energía limpia dentro de las redes eléctricas del hemisferio tendrá beneficios económicos, sociales y ambientales positivos. Los científicos, los ingenieros y los empresarios han construido tecnologías de generación eléctrica limpias que son confiables y eficaces en términos de costos. El desafío ahora para los encargados de establecer políticas es asegurar que sus mercados energéticos sean receptivos y adecuados para el desarrollo de esos proyectos.

VII. Proyectos para la Rápida Implementación de las Energías Limpias

Los encargados de desarrollar e implementar proyectos, los fabricantes de tecnología, las empresas eléctricas, contratistas y otros empresarios en todo el hemisferio están trabajando activamente en el desarrollo de energías renovables y otros proyectos innovadores de energías limpias que aumentarán significativamente la producción de electricidad, al mismo tiempo que mitigarán el impacto ambiental de la producción eléctrica. En un esfuerzo para promover un mayor desarrollo de proyectos de energías limpias, la Reunión de los Ministros de Energía de las Américas (del 31 de julio al 2 de agosto de 1996) recomendaron a cada país del hemisferio iniciar un desarrollo prioritario de por lo menos un proyecto en las áreas de eficiencia energética, energías renovables, energías limpias convencionales y electrificación rural. Como resultado de las actividades del Grupo de Trabajo sobre Opciones de Energías Limpias y a partir de la información proporcionada por los países, en el Anexo A, se describen varios proyectos típicos de rápido desarrollo de energías limpias. Estos proyectos pueden servir de ejemplo a los países del hemisferio para la implantación de proyectos potenciales orientados a lograr esas metas.

El país de ubicación y la fuente eléctrica de los once proyectos identificados son:

Argentina - gas	Brasil - eólico	Brasil - carbón mineral
Colombia - biomasa	Guatemala - hidroenergía	México - solar
México - biogás	México - eólico	México - hidroenergía
Perú - eficiencia energética	Estados Unidos - orimulsión	San Vicente -geotermia

VIII. Alternativas Limpias para el Consumo y Generación Eléctrica

A medida que aumentan las necesidades de energía eléctrica en el hemisferio, la identificación y ejecución de soluciones ambientalmente favorables y de menor costo presentan desafíos cada vez más grandes. La tecnología puede proporcionar un impulso significativo, especialmente a medida que las empresas eléctricas realizan la transición de empresas centralizadas hacia entes de servicios energéticos.

Existe un amplio espectro de opciones de tecnologías de energías limpias comercialmente disponibles

hoy día, al mismo tiempo que otras se encuentran en diversas etapas de investigación y desarrollo. Las opciones se han clasificado por el lado de la demanda, por el lado de la oferta y tecnologías relacionadas con el medio ambiente, agrupadas de la siguiente manera: tecnologías de eficiencia energética para el lado de la demanda; (1) generación por energías renovables y (2) basadas en combustibles fósiles para el lado de la oferta; y (1) tecnologías de control y (2) tecnologías de limpieza de combustibles. Se proporciona una breve descripción de esas tecnologías en el Anexo B. Las tecnologías nucleares, si bien son importantes, no están incluidas en el presente estudio.

Finalmente, la identificación de tecnologías óptimas requiere una compatibilización con la información específica de cada país; por ejemplo, la estructura actual de la generación de electricidad, los requerimientos de energía eléctrica, los recursos disponibles de una región y del país, los requerimientos ambientales, el marco del sector energético incluyendo los aspectos legales e institucionales, y la estructura eléctrica y su costo.

Además de las condiciones y requerimientos propios de cada país y/o región, la evaluación y selección de tecnologías óptimas dependerán de factores claves que incluyen a) el rendimiento; b) emisiones; c) costos; y d) experiencia. Esos factores están brevemente descritos en los cuadros "Opciones Tecnológicas para la Generación Eléctrica" que se presentan en este capítulo. Adicionalmente, dos factores importantes: riesgos y aplicabilidad, deberían ser incluidos junto con los descriptores de cada tecnología. Esta información no esta disponible en forma universal, consecuentemente no esta incluida en este informe.

Durante la elaboración de esta sección, se hizo evidente que es necesario contar con información disponible precisa y confiable sobre las necesidades tecnológicas en todos los países del hemisferio. Además, no existe un análisis comparativo de esta información (comparación de necesidades con tecnologías disponibles; infraestructura regional/nacional con necesidades de tecnología seleccionada y combustible; estructura y disponibilidad de otras tecnologías, etc.). Este vacío en el establecimiento de bases de datos energéticos tiene que llenarse para asegurar un acceso razonable y equitativo a las opciones tecnológicas y proporcionar a las encargados de tomar decisiones, las herramientas que requieren para seleccionar las mejores opciones. Es necesario recopilar y completar la información y realizar los análisis correspondientes tomando en cuenta las necesidades de todo el hemisferio, no solamente de una subregión específica. Un enfoque integral asegurará el éxito de las decisiones y se obtendrán respaldos más fácilmente que en un proceso aislado.

Se deben identificar las fuentes de información energéticas y ponerlas a disposición de los países del hemisferio. Esta información debe incluir las tecnologías que están disponibles comercialmente y las que todavía se encuentran en etapas de investigación y desarrollo. Los cuadros que se presentan a continuación no tienen información completa debido a la falta de datos y a restricciones de tiempo. Se debe recopilar la información faltante para incluirla posteriormente. Se recomienda realizar un estudio multilateral que determine la mejor manera de completarla y actualizarla de forma continua y permanente.

Opciones Tecnológicas para la Generación Eléctrica

TECNOLOGIA	RENDIMIENTO		EMISIONES				COSTO			EXPERIENCIA	
	Eficiencia	[a]Confiabi-lidad	Partículas	SO_2	NO_X	CO_2	Capital	O&M Fijo, $/kW-año	Variable O&M sin combustibl mills/kWh	Capacidad Instalada	Numero
1. COMBUSTIBLES FOSILES											
A. Gas											
[b]Caldera a Gas			0		194 ppm	9.6%				400 MW	1
Turbinas de Ciclo Simple (comerciales, al momento)	32-43% LHV		TR	TR	25-75 ppmv	1000-1300 lb/MWh	$200-400/kW	5	0.2		
Ciclo Combinado de Gas Natural basado en tecnología turbina-F (comerciales, al momento)	55% LHV		TR	TR	< 0.10 lb/MMBtu	740 lb/MWh	460 $/kW	14.7	1.0		
Ciclo Combinado de Gas Natural basado en tecnologia turbina-G (disponibles en 1997, aprox.)	58% LHV		TR	TR	< 0.10 lb/MMBtu	710 lb/MWh	460 $/kW	13.2	1.0		
Celdas de Combustible de Acido Fosfórico Ciclo Simple (comerciales, al momento)	40% LHV		TR	TR	1 ppmv	1000 lb/MWh	$2000-3000/kW	incluido en la variable O&M	15		
Celdas de Combustible de Carbonato Fundido, Ciclo Simple (disponibles en 1999, approx.)	58% LHV		TR	TR	TR	710 lb/MWh	$1300-1400/kW	incluido en la variable O&M	8		

TECNOLOGIA	RENDIMIENTO		EMISIONES				COSTO			EXPERIENCIA	
	Eficiencia	[a]Confiabi-lidad	Partículas	SO_2	NO_X	CO_2	Capital	O&M Fijo, $/kW-año	Variable O&M sin combustibl mills/kWh	Capacidad Instalada	Numero
Celdas de Combustible de Carbonato Fundido, Ciclo Combinado (disponibles en 2005, approx.)	65%		TR	TR	< 0.10 lb/MMBtu	630 lb/MWh	$1100-1200/kW	incluido en la variable O&M	14		
B. Petroleo (incluyendo Orimulsion®)											
[c]Caldera a Petroleo			mg/m^3 135,2	mg/m^3 2.290	189 ppm	9.4%				1,600	4
C. Carbón Mineral											
PFBC; basado en tecnología Turbina-G (disponibles en 2003, approx.)	50% HHV		0.002 lb/MMBtu	0.23 lb/MM Btu	0.3 lb/MMBtu	1400 lb/MWh	$1100-1300/kW	17.4	5.6		
ACFBC; (comerciales, al momento)	37 HHV		0.002 lb/MMBtu	0.37 lb/MM Btu	0.21 lb/MMBtu	1900 lb/MWh	$800-1200/kW	31.7	7.5		
IGCC; basado en tecnología Turbina-G (disponibles en 2003, approx.)	47% HHV		<0.002 lb/MMBtu	0.04 lb/MM Btu	0.08 lb/MMBtu	1500 lb/MWh	$1200-1400/kW	30.4	3.6		
Carbón Pulverizado (Convencional)	36% HHV		0.004 lb/MMBtu	0.34 lb/MM Btu	0.30 lb/MMBtu	1900 lb/MWh	$800-1200/kW	31.3	4.8		
Carbón Pulverizado (Supercritico)	40% HHV		0.004 lb/MMBtu	0.34 lb/MM Btu	0.30 lb/MMBtu	1700 lb/MWh	$1300-1500/kW	31.3	4.8		

TECNOLOGIA	RENDIMIENTO		EMISIONES				COSTO			EXPERIENCIA	
	Eficiencia	[a]Confiabi-lidad	Partículas	SO_2	NO_X	CO_2	Capital	O&M Fijo, $/kW-año	Variable O&M sin combustibl mills/kWh	Capacidad Instalada	Numero
2. GENERACIÓN RENOVABLE											
A. Hidroelectricidad											
Almacenamiento Convencional	50-95%	99%	TR	TR	TR	TR	$1700/kW			1,022,967 MW (todo hidro)	25,472 (todo hidro)
Bombeo		95%	TR	TR	TR	TR	$700-2000/kW			ver arriba	ver arriba
Filo de Agua		70-95%	TR	TR	TR	0.00	$1500-2000/kW			ver arriba	ver arriba
B. Energía Eólica											
Pequeña (<50 kW)	25%	>99%	TR	TR	TR	TR	$1000-2500/kW (turbina sola)			25 MW (desde 1991)	
Grande (>50 kW)	25-35%	>97%	TR	TR	TR	TR	$750-1200/kW			5,722 MW	1,903
C. Energía Solar											
Fotovoltaica	10-20%	95%	0.00	0-0.020	0-0.007	0-5.3	$3000/kW			600 MW	N/A
Eléctrica Termosolar	35%	85%	0.00	TR	TR	0-3.3	$2000-3000/kW			380 MW	15

TECNOLOGIA	RENDIMIENTO		EMISIONES				COSTO			EXPERIENCIA	
	Eficiencia	[a]Confiabi-lidad	Partículas	SO_2	NO_X	CO_2	Capital	O&M Fijo, $/kW-año	Variable O&M sin combustibl mills/kWh	Capacidad Instalada	Numero
D. Eléctrica Biomasa											
Desechos de leña, bagazo, RSU, Gasificación y otro	30-50%	>90%	.512	.154	.614	[d]0	$1400-1700/kWh			52,500 MW	1,065
E. Geotérmica											
Vapor Seco, Flasheo, Ciclo Binario	50%	99%	TR	TR	TR	50-60	$1500-2500/kW			7,000 MW	444

[a] Aun cuando Confiabilidad es uno de los parámetros mas importantes de la tabla, ha sido difícil de listar por el grado extremo de su falta de normalización a través del hemisferio.
[b] Emisiones tomadas a 400 MW en unidad #2 - Planta Centro, Venezuela
[c] Emisiones tomadas a 200 MW en unidad #5 - Planta Centro, Venezuela
[d] con programa de reemplazo de biomasa.

Notas:
TR = Rastro.
Todos los valores para combustibles fósiles están en $ de 1996.
Cuando Eficiencia no esta listada como una serie o rango, indica el mejor caso.
Datos en experiencia comercial (Capacidad Instalada y # de centrales) esta fácilmente disponible de varias fuentes tales como SIEE, UDI (Utility Data Institute), EIA, etc.

Nota: ¡El proposito de la información en esta Tabla es de dar un ejemplo! Ha habido contribuciones de una variedad de fuentes sin el beneficio de normalización de la información de costo y rendimiento.

IX. Conclusions / Recomendaciones

A partir del Simposio Energético Hemisférico de 1995, la Iniciativa de Promoción de Tecnologías de Opciones de Energías Limpias en los Mercados Eléctricos de la región, llevó al establecimiento de un Grupo de Trabajo, que realizó las siguientes actividades:

- Desarrolló un análisis de situación y una base de datos de la generación eléctrica actual por tipo de energético y proyecciones para los años 2000 y 2010 en las naciones hemisféricas participantes.

- Identificó una serie de proyectos de rápido desarrollo de generación eléctrica limpia que incorporan enfoques de desarrollo sustentable.

- Consolidó la recomendación realizada en la Reunión Ministerial Energética Hemisférica que se llevó a cabo en Santa Cruz-Bolivia (del 31 de julio hasta el 2 de agosto) en el sentido de desarrollar un fondo hemisférico orientado a ejecutar y dar seguimiento a proyectos de rápido desarrollo de energías limpias.

- Preparó un análisis preliminar de las opciones de tecnologías energéticas limpias para las Américas. Sin embargo, deberá de haber un esfuerzo significativo de cooperación entre el sector energético publico y privado, el cual todavía no ha tomado lugar. Este esfuerzo de cooperación deberá responder a este análisis preliminar y estimular las perspectivas que han sido obtenidas hasta el momento. Para facilitar la resolución de esta necesidad, se recomienda que se coordine, a través de representantes seleccionados a nivel ministerial entre las naciones de América que están participando, un estudio multilateral del sector energético y las opciones de energía limpia.

La incorporación de tecnologías avanzadas confiables y eficaces en términos de costos de generación en las redes eléctricas del hemisferio resultará en beneficios económicos, sociales y ambientales.

El desafío actual es que los encargados de establecer políticas energéticas en el hemisferio aseguren que sus mercados eléctricos sean receptivos y adecuados para desarrollar un marco apropiado para atraer inversiones comerciales y para implementar proyectos.

Se debe alentar a los desarrolladores de tecnología a fortalecer sus compromisos en los mercados que buscan y necesitan aprovechar las opciones de energías limpias. También se debe promover que las naciones participantes sigan con diálogos y actividades relacionadas con estos esfuerzos.

Ningún sector por sí solo puede emprender plenamente esas actividades con éxito; solamente se pueden realizar mediante asociaciones mutuamente provechosas entre el sector público y privado, tanto nacional como internacional.

ANEXO A:
Proyectos de Rápida Implementación

Número de Proyecto	Lugar del Proyecto	Título del Proyecto
1	BRASIL	Granjas eólicas comerciales en la costa de Ceará
2	COLOMBIA	Ingenios de azúcar/cogeneración con bagazo de Colombia
3	SAN VICENTE	Proyecto geotérmico de San Vicente
4	GUATEMALA	Hidroeléctrica de Camalote
5	MEXICO	Termoeléctrica solar
6	ARGENTINA	Proyecto de demonstración: Celdas de combustible (gas natural) - Carbonato fundido
7	BRASIL	Planta Eléctrica Seival
8	PERU	Mejoramiento de la Eficiencia Energética y la Reducción de Emisiones de CO_2 en el Sector Industrial
9	MEXICO	Relleno Sanitario Prados de la Montaña (biogas)
10	MEXICO	Eólico Bahía Tortugas
11	MEXICO	Minihidráulico Ixtaczoquitlan
12	ESTADOS UNIDOS	Conversión de Unidades Existentes a Petróleo a Unidades de Orimulsión Utilizando Avanzadas Tecnologías de Energías Limpias

Proyecto #1
Granjas Eólicas Comerciales en la Costa de Ceará

a. Ubicación: Paracuru y Camocin, Ceará, Brasil

b. Tipo de tecnología: Turbinas eólicas

c. Características:

(1) Tamaño (MW): 60 MW (2 x 30 MW)
(2) Tipo de combustible: Viento
(3) Costo: capital: US$100 millones; electricidad: US$0.05/kWh

d. Avance del proyecto:

Estudio de factibilidad concluido
Proyecto aprobado
Proceso de licitación esperado

e. Contacto (organismo/empresa): Gobiernos federales y estatales;

COELCE, Brasil;
OECF, Japón;
EE.UU.

f. Descripción de proyecto: El alto crecimiento del Estado de Ceará ha ejercido una creciente presión sobre la expansión del sector eléctrico. Ya que el potencial hidroeléctrico local se ha agotado y que existe una cada vez mayor preocupación acerca de la recolección de biomasa para leña, el Estado se enfrenta a un desafío de suministro difícil de resolver. Por lo tanto se ha volcado hacia las opciones de energías alternativas limpias para satisfacer las crecientes necesidades de la población y aprovechar los recursos naturales de la región. La energía eólica es abundante en el Nordeste y tiene aproximadamente 90% del potencial total eólico de Brasil para la generación eléctrica. El proyecto eólico de la costa de Ceará utilizaría ese recurso disponible y será el más grande de este tipo en toda América Latina hasta la fecha. Se espera que los dos sitios, Paracuru y Camocim, se pongan en marcha para el año 2000 y 2004, respectivamente, generando energía eléctrica a escala comercial.

Proyecto #2
Ingenios de Azúcar/Cogeneración con Bagazo de Colombia

a. Ubicación: Colombia

b. Tipo de tecnología: Generadores eléctricos a biomasa

c. Características:

(1) Tamaño (MW): 55 MW total (45 MW vendidos a la red; 10 MW utilizados por los ingenios de azúcar)
(2) Tipo de combustible: Bagazo de desecho
(3) Costo: Capital: US$72 millones; electricidad: US$0,043/kWh

d. Avance del proyecto: Estudio de factibilidad

e. Contacto (organismo/empresa): Energía Pacífico, S.A., Colombia; Tazcogen, EE.UU.

f. Descripción de proyecto: Se utilizará el bagazo de desecho para suministrar toda la electricidad necesaria para operar dos ingenios de azúcar y generar un excedente de 45 MW de energía eléctrica para vender a la red.

Proyecto #3
Proyecto Geotérmico de San Vicente

a. Ubicación: San Vicente y las Granadinas

b. Tipo de tecnología: Geotermia

c. Características:

(1) Tamaño (MW): 10 MW+
(2) Tipo de combustible:
(3) Costo: Capital: US$25-30 millones; electricidad: US$0.09/kWh

d. Avance del proyecto: Estudio de factibilidad; Negociaciones en progreso para crear una empresa bilateral

e. Contacto (organismo/empresa): VINLEC y Gobierno Federal, San Vicente; Kerry McDonald, Caribbean Power Ltd.; y US/ECRE, EE.UU.

f. Descripción de proyecto: Los usuarios residenciales de San Vicente y las Granadinas actualmente pagan US$0,29/kWh para su electricidad. Eso incluye una carga de combustible de US$0,09 por kWh consumido. El proyecto geotérmico ofrecerá a las islas una opción de generación considerablemente menos costosa con impactos ambientales mínimos y ningún requerimiento de importación de combustibles.

Proyecto #4
Camalote, Hidroeléctrica de Guatemala

a. Ubicación: Petén, Guatemala

b. Tipo de tecnología: Hidroeléctrica

c. Características:

(1) Tamaño (MW): 12 MW
(2) Tipo de combustible: Agua
(3) Costo: Capital: US$27 millones; electricidad: US$0.075/kWh

d. Avance del proyecto: Preconstrucción

e. Contacto (organismo/empresa): Río Mopan, S.A., Guatemala; H&M Engineering, Synergics, Sorenson Engineering, EE.UU.

g. Descripción de proyecto: Ubicado a 100 km de la línea de red más cercana, desplazará la generación a base a diesel para una red aislada.

Proyecto #5
Termoeléctrica solar, México

a. Ubicación: México

b. Tipo de tecnología: Termoeléctrica solar (tecnología de batea)

c. Características:

(1) Tamaño (MW): 300 MW (40 MW solar)
(2) Tipo de combustible: Radiación solar
(3) Costo: Capital: US$190 millones; electricidad: US$0,035/kWh (solar y gas nivelados)

d. Avance del proyecto: CFE ha acordado solicitar una donación del GEF

e. Contacto (organismo/empresa):

CFE, México;
Spencer Management Associates, EE.UU.;
Banco Mundial

f. Descripción de proyecto: Será la planta eléctrica solar más grande en América Latina. Asociada a una generación a gas natural, generará electricidad de base por 24 horas.

Proyecto #6
Proyecto de Demostración: Celdas de Combustible de Carbonato fundido

a. Ubicación: Buenos Aires, Argentina

b. Tipo de tecnología: Celdas combustibles de carbonita fundida

c. Características:

(1) Tamaño (MW): Se instalará una celda combustible de 250 kW en un edificio que se alimenta de la red regular de gas natural para suministrar energía eléctrica continuamente, utilizando el calor residual de la celda para otras aplicaciones dentro del mismo edificio (aire acondicionado o calefacción). Se adquirirá la energía adicional que se necesita de la red eléctrica.

(2) Tipo de combustible: Gas natural

(3) Costo: Capital: Los recursos globales que se necesitan para concretar este proyecto han sido estimados en US$1,25 millones, el costo de capital será de US$5.000 por kW instalado. Esta cifra incluye todos los gastos para los estudios de mercado, la capacitación de personal para el proyecto y el costo del monitoreo detallado de las instalaciones. Los aportes financieros que se necesitan para el proyecto será el objeto de un acuerdo entre todas las partes.

d. Avance del proyecto: Inicial (etapa de preparación). Se estima que la duración del proyecto será de tres años.

e. Contacto (organismo/empresa):

Lic. Aldo Fabris
Director de Investigación y Desarrollo
Subsecretaría de Energía de Argentina
Teléfono: 5 1-331-7927;
FAX: 5 1-3 2-2868
e-mail: afabri@meyosp.mecon.ar

Entidades participantes:
MC Power Corporation de los Estados Unidos-Dr. Elias Camara;
METROGAS (empresa distribuidora de gas natural de Buenos Aires)-Ing. Houssay (Departamento Comercial);
INIFTA (instituto de investigación para la aplicación de la investigación teórica en la química física del Consejo Nacional de Investigación Técnica y Científica);
Comisión Nacional de Energía Atómica, División de Tecnología.

f. Barreras Claves a su ejecución: Ninguna barrera prevista por la gerencia.

g. Descripción de proyecto: Como parte importante de esta demostración, varias cosas

se integrarán con base en la tecnología. Una empresa norteamericana suministrará la celda y el transformador. Un fabricante local proporcionará la ingeniería y el equipo (bombas, intercambiadores de calor, tubería, sistemas de control, etc.), con el propósito de transferir la tecnología a ambiente local que facilitará el futuro uso de esta tecnología a mayor escala. Durante un período inicial en el futuro, habrá un monitoreo detallada de la celda en condiciones de servicio con el propósito de detectar problemas eventuales y realizar los ajustes necesarios.

Paralelamente, se realizará un estudio de mercado de las posibles aplicaciones de celdas combustibles para la generación eléctrica en Argentina, incluyendo aquellas dirigidas a usuarios conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN), que es una red nacional, y aquellas que se encuentran conectadas a una generación eléctrica nuclear aislada. Si bien es cierto que este estudio debe proporcionar información específica para el caso de las celdas combustibles de carbonita fundida, también debe explorar las posibilidades de aplicación de otros tipos de tecnología de celda combustible que se encuentran en el mercado y que están en un estado avanzado de desarrollo.

Las celdas combustibles de carbonita fundida permiten la conversión directa de la energía química en la energía eléctrica a un muy alto nivel de eficiencia, con una muy baja emisión de gases de contaminación y con un nivel sumamente bajo de contaminación de ruido. Esas características las vuelven muy apropiadas para la diversificación de energéticos en instituciones públicas, hospitales, edificios de oficinas y otros parecidos, que usualmente están conectados a las redes de distribución del gas natural y la energía eléctrica. Asimismo, existen otras aplicaciones prometedoras para esta tecnología en áreas rurales o en núcleos aislados de generación que tienen acceso a un suministro de gas natural y donde, debido a los precios finales de energía, pueden competir económicamente y con éxito con los generadores convencionales de diesel.

Por otra parte, ya que esta tecnología de celda combustible está en una etapa precompetitiva (se estima que su introducción al mercado se realizará alrededor del año 1999 o 2000), es razonable pensar que la posibilidad de integrar la ingeniería y repuestos locales, así como capacitar a los recursos humanos relacionados con esta tecnología, permitirá, una vez que todos esos aspectos están asegurados, una rápida incorporación de esta tecnología en nuestros mercados con el sinnúmero de beneficios que implican para los usuarios y las nuevas oportunidades de inversión que se presentarán alrededor de esta tecnología.

Proyecto #7
Planta Eléctrica Seival

a. Ubicación: Ciudad de Candiota, Estado de Río Grande do Sul, Brasil

b. Tipo de tecnología: Combustión de lecho fluidizado circulante

c. Características:

(1) Tamaño (MW): 250 MW
(2) Tipo de combustible: carbón mineral
(3) Costo: US$1.500/kWh (costo instalado)

d. Avance del proyecto:

Prefactibilidad concluida
Acuerdos de compra no logrados todavía
Arreglos de financiamiento no ejecutados

e. Contacto (organismo/empresa): COPELMI MINERACAO, S.A., Brasil: Cesar W. de Faria, Presidente; Ignacio Resende, Asesor

f. Barreras claves a su ejecución: La producción independiente de la energía se ejecutará en Brasil, un país donde, en el pasado, el gobierno federal y los estatales manejaban casi completamente la generación, transmisión y distribución de la energía. Las barreras existentes a esta ejecución son las barreras naturales debido al período de transición de un mercado cautivo de empresas estatales a un mercado más competitivo con productores independientes conscientes de las necesidades de los consumidores.

g. Descripción de proyectos: La Planta Eléctrica Seival se construirá al lado de la mina Seival. La mina Seival tiene reservas de más de 280 millones de toneladas de carbón mineral con una potencia calórica de 3.300 kcal/kg. Se podría producir energía en esa planta eléctrica, con dos máquinas de 125 MW, a un precio promedio de entre US$43 y US$45 por MWh. La planta eléctrica de Seival estará instalada a 10 km del complejo Presidente Medici (446 MW) que pertenece a una concesionaria de energía eléctrica, ubicada en el Estado de Río Grande do Sul. De esta forma se facilita el flujo de energía por medio de un sistema de 230 kW hacia mayores centros de consumo energético a una distancia de aproximadamente 400 km.

Proyecto #8
Mejoramiento de la Eficiencia Energética y la Reducción de Emisiones de CO_2 en el Sector Industrial

a. Ubicación: industrias ubicadas en las principales provincias del Perú

b. Tipo de tecnología: Eficiencia energética

c. Características:

El objetivo de este proyecto es aumentar la eficiencia y productividad energéticas y reducir las emisiones de contaminantes en la atmósfera mediante mejoramientos en el manejo de la energía utilizando tecnologías de punta. Los objetivos específicos de este proyecto son:

- Iniciar la ejecución del sistema M&T (explicado a continuación) en 10 empresas industriales.
- Identificar los estándares de base para el uso de energías y otras técnicas rápida de ahorro energético.
- Reducir el consumo específico (kWh, galones por unidad de producto).
- Optimizar las prácticas operativas para los requerimientos de las producciones variables, minimizando el consumo energético.
- Ejecutar nuevas tecnologías y equipo más eficiente.
- Aumentar el nivel general de interés entre todo el personal acerca de los costos energéticos y métodos para controlarlos.
- Proporcionar información adecuada acerca del uso de la energía.
- Reducir los niveles de emisiones de contaminantes.

La lista de resultados/beneficios proyectados de la ejecución del proyecto es como sigue:

- Ahorrar la energía y reducir los costos debido a la energía.
- Mejorar la eficiencia de la planta.
- Controlar mejor las condiciones ambientales.
- Categorizar, por medio de centros de costos, la energía que se entrega dentro de la planta.
- Mejorar el factor del costo energético en la planta.
- Mejorar la calidad del producto y los servicios.
- Mejorar la competitividad de la planta a nivel nacional e internacional.
- Proporcionar una información precisa y oportuna para la toma de decisiones.
- Obtener un estándar específico de consumo y la fijación de mejores metas.

El ahorro potencial que se puede obtener en las 10 empresas es, como mínimo, 10% de la energía consumida anualmente. La cuantificación de los ahorros dependerá del tipo de empresa, variables energéticas, volumen de energía, características del sistema para ejecutarlo, etc. De acuerdo con la experiencia alcanzada y la ejecución de algunos de

esos proyectos, esos ahorros podrían ser de hasta 30% del costo de la energía.

Se estima que los ahorros energéticos podrían alcanzar 3.000 TOE por año cuando el proyecto está ejecutado en dos plantas de demostración. Posteriormente, cuando las 10 empresas están involucradas, los ahorros aumentarán a 12.000 TOE por año. Respecto a esos ahorros, la reducción de las emisiones será respectivamente 9.600 toneladas de CO_2 por año y 38.000 toneladas de CO_2 por año. En términos financieros, se puede estimar que el ahorro total para los dos proyectos demostrativos es US$500.000 por año.

Las siguientes actividades se llevarán a cabo para realizar 10 estudios de factibilidad:

1. Selección del tipo de empresa y de las 10 empresas que participarán en el programa del estudio.

2. La elaboración del estudio de factibilidad:

- Evaluación del consumo histórico de la energía, electricidad, agua, combustibles, aire comprimido, etc. relacionado con el consumo energético mensual y su efecto sobre la elaboración del producto final.
- Identificación de los centros de costo relacionados al mayor consumo de energía, la selección del tipo y la cantidad de equipo a ejecutarse y la evaluación del potencial de ahorros.
- Evaluación de los resultados de las auditorías y los estudios energéticos que se han llevado a cabo.
- Análisis de la factibilidad técnica y económica del proyecto.
- Formación de un comité para el ahorro energético.
- Preparación de un presupuesto para el proyecto.
- Diseño del esquema de financiamiento

3. Ejecución de los proyectos eléctricos

- Desarrollo de dos proyectos pilotos.
- Capacitación del personal de planta

4. Difusión

Presentación y difusión de los resultados obtenidos en un seminario organizada específicamente para ese propósito.

5. Recursos humanos: Para el desarrollo de este proyecto, se necesita un total de 72.9 meses-hombre, como indicado en cuadro a continuación:

Actividad	Expertos internacionales Meses-hombre	Expertos nacionales Meses-hombre
Estudio de factibilidad	4.7	59.0
Ejecución del proyecto eléctrico	1.9	5.6
Capacitación y difusión	0.8	0.9
Total	7.4	65.5

Costo: Se estima que el costo total será de US$601.300.

d. Avance del proyecto: Existen planes para realizar 10 estudios de factibilidad. Se busca actualmente asistencia técnica para efectuar este trabajo.

e. Contactos:
Anibal Tomecich, Gerente General
Carlota Huaroto, Gerente de Cooperación Técnica

CENERGIA
Av. César Vallejo 272
Lince-Lima
Perú
Teléfono: (511) 70-6550 / 70-0929 / 70-7788
Fax: (511) 70-6786

Entidades participantes:
CENERGIA como el ejecutor principal y ente de coordinación
Empresas en el sector industrial manufacturero
Empresas en el sector de la industria pesquera
Empresas en el sector de la minería y metalurgia
Empresas de distribución de energía eléctrica
Consultores locales e internacionales
Consultores profesionales nacionales e internacionales

f. Barreras claves para la ejecución: El proyecto todavía no encuentra el financiamiento.

g. Descripción del proyecto: El proceso de cambio estructural en el cual se encuentra inmerso el Perú actualmente y que ha permitido la reactivación de la economía está impulsando diferentes sectores industriales a ejecutar programas de eficiencia energética que permitirán los ahorros energéticos y reducciones de costos mediante la aplicación de técnicas de conservación energética, el monitoreo y control de la energía y/o la modernización de los procesos productivos así como la reducción de las emisiones de CO_2. El Centro para la Conservación Energética y el Medio Ambiente (CENERGIA), con la cooperación del Banco Mundial, por medio del Programa de Asistencia para el Manejo del Sector Energético (ESMAP) ha estado ejecutando un proyecto piloto denominado monitoreo y fijación de metas, que ha sido aplicado inicialmente al sector

de la gran industria en la cual cuatro empresas han sido involucradas. Esas empresas eran bebidas, textiles, cerámica y vidrio. El objetivo de este proyecto era promover la aplicación de innovaciones tecnológicas, mediante el monitoreo y manejo energético para obtener ahorros energéticos y económicos para el beneficio de las industrias así como la reducción de las emisiones de CO_2.

Las empresas implicadas han decidido ejecutar los proyectos de M&T en sus planes, a la luz de los beneficios mostrados en los estudios de factibilidad. La información obtenida y la experiencia alcanzada en la ejecución del proyecto piloto confirma la necesidad de seguir trabajando en este campo con la meta de involucrar a un mayor número de empresas y número más diverso de industrias.

Monitoreo del Sistema de Fijación de Metas: El M&T es una técnica de manejo para el control de costos en la energía. Reduce las ineficiencias energéticas por medio de una organización enérgica que es parte de la estructura general de la planta. Los gerentes son responsables del uso de la energía en las áreas bajo su administración, también son responsables de la administración de otros recursos.

No se utiliza este tipo de técnica en las empresas productivas peruanas en vista de la falta de información con respecto a ese tipo de tecnología.

- Falta información a nivel gerencial acerca de las nuevas técnicas de manejo energético y su aplicación.

- Falta una disponibilidad financiera para la adquisición del equipo de medición.

- Faltan políticas y planes de mejoramiento de la eficiencia energética y la reducción de emisiones en las empresas.

- La poco importancia prestada a la idea de un gerente energético en la estructura técnica y la organización administrativa de las empresas.

Proyecto #9
Relleno Sanitario Prados de la Montaña

a. Ubicación del proyecto: México D.F., Delegación Alvaro Obregón

b. Tipo de generación eléctrica: motor a combustión interna (recíproca)

c. Características:

(1) Tamaño de la instalación de generación eléctrica: 2-5 MWe
(2) Tipo de combustible: Biogas

d. Avance actual: Concepto
Fecha de inicio del proyecto: 1996

e. Contactos: Participantes de proyecto: Comisión Nacional de Ahorro Energético (CONAE) y el Gobierno de México, D.F.

f. Descripción de proyecto:

Capacidad de cogeneración: Agua caliente
Subtipo de combustible: No aplicable
Eficiencia de generación eléctrica: 36%
Control de emisiones a la atmósfera: Las emisiones cumplen con normas nacionales
Control de emisiones al agua: No aplicable.
Control de emisiones al suelo: No aplicable

Proyecto #10
Eólico Bahía Tortugas

a. Ubicación del proyecto: Bahía Tortugas, Pacífico del Norte, Baja California Sur, México

b. Tipo de generación eléctrica: Aerogenerador

c. Características:

(1) Tamaño de la instalación de generación eléctrica: 0.3 MWe
(2) Tipo de combustible: Eólica

d. Avance actual del proyecto: Concepto
Fecha de inicio del proyecto: 1996

e. Contactos: Participantes del proyecto: Comisión Nacional de Ahorro Energético (CONAE), Gobierno del Estado de Baja California Sur y el Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos (BANOBRAS)

f. Descripción de proyecto:

Capacidad de cogeneración: No aplicable
Subtipo de combustible: No aplicable
Subtipo de generación eléctrica: No aplicable
Eficiencia de generación eléctrica: No aplicable
Control de emisiones a la atmósfera: No aplicable
Control de emisiones al agua: No aplicable.
Control de emisiones al suelo: No aplicable

Proyecto #11
Minihidráulico Ixtaczoquitlan

a. Ubicación del proyecto: Ixtaczoquitlan, Veracruz, México

b. Tipo de generación eléctrica: turbina hidráulica

c. Características:

(1) Tamaño de la instalación de generación eléctrica: 2 MWe
(2) Tipo de combustible: Agua

d. Avance actual del proyecto: Diseño
Fecha de inicio del proyecto: 1996

e. Contactos: Participantes del proyecto: Comisión Nacional de Ahorro Energético (CONAE), Gobierno del Estado de Veracruz, las Municipalidades de Ixtaczoquitlan y Orizaba, y el Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos (BANOBRAS)

f. Descripción del proyecto:

Capacidad de cogeneración: Ninguna
Subtipo de combustible: Ninguno
Subtipo de generación eléctrica: Ninguno
Eficiencia de generación eléctrica: 90%
Control de emisiones a la atmósfera: No aplicable
Control de emisiones al agua: No aplicable.
Control de emisiones al suelo: No aplicable

Proyecto #12
Conversión de Unidades Existentes a Petróleo a Unidades de Orimulsión Utilizando Avanzadas Tecnologías de Energías Limpias

a. Ubicación: Florida Power & Light (FP&L) Central de Generación Manatee, Parrish, Florida, U.S.A.

b. Tipo de Tecnología: Para asegurar una energía limpia, este proyecto incorporará varias tecnologías avanzadas. Primero, el proyecto reducirá, en aproximadamente 50%, las emisiones totales de SO_2 que se han emitido históricamente, de 26.659 toneladas por año a 13.643 toneladas por año; a pesar que se utilizará la planta tres veces más que su capacidad histórica. Se realizará por medio de la instalación de dos grandes absorbedores avanzados de desulfurización de gases de chimenea de anillo único de 800 MW con oxidación en situ y una tasa efectiva de eliminación de SO_2 de 95%. Esas unidades generarán cerca de 650.000 toneladas de yeso por año que se utilizarán comercialmente como materia prima en las industrias locales de tablas de construcción y cemento.

Adicionalmente, los precipitadores electrostáticos de alta eficiencia se utilizarán para eliminar y recoger aproximadamente 94% de las emisiones de partículas de la planta como ceniza volátil de combustión y, al mismo tiempo, reducir significativamente las emisiones de tóxicos atmosféricos y partículas finas. Otro programa aprovechará las casi 20.000 toneladas por año de ceniza volátil producidos en aplicaciones industriales novedosas. Tercero, para sostener el uso de agua fresca a niveles actuales de utilización, el proyecto utilizará agua gris o tratada de las varias instalaciones de tratamiento de agua, eliminando su descarga al medio ambiente. También incorporará un Sistema de Evaporación de Aguas Servidas para eliminar la descarga de aguas servidas en quemadores de bajo NO_x y tecnología de requema para reducir las emisiones de NO_x a niveles de 0,23 libras por mmBTU o inferior. El proyecto demostrará que no solamente se puede producir una energía limpia con el combustible de orimulsión como un recurso energético sustentable de largo plazo sino que los derivados que provienen de la generación energética pueden utilizarse como recursos comerciales de valor.

c. Características:

(1) Tamaño (MW): 1.600 MW
(2) Tipo de combustible: Orimulsión
(3) Costo estimado de instalación: US$250 millones-US$275 millones

d. Avance del Proyecto

(1) Prefactibilidad o factibilidad concluida? Sí
(2) Acuerdos de compara logrados? Sí
(3) Arreglos de financiamiento asegurados? Los arreglos de financiamiento de proyecto iniciaron con la selección de un grupo de bancos y el inicio de

negociaciones de crédito pero el proyecto está actualmente en espera de recibir el permiso de certificación del sitio del proyecto.

e. Contactos: Don Vymazal, Pure Air, 7540 Windsor Av., Allentown, Pennsylvania 18195, fax: (610) 481-2762. Otras entidades participantes: Florida Power & Light Company, Bitor American Corporation.

f. Barreras claves a su ejecución: Una barrera clave a la ejecución del proyecto es el riesgo de desarrollo debido al tiempo y los gastos requeridos para el desarrollo exitoso de un gran proyecto que es único en su género. El proyecto Manatee representa la primera utilización a largo plazo de la orimulsión como un combustible de generación por une empresa eléctrica de los Estados Unidos. El otorgamiento del permiso de certificación del sitio del proyecto ha sido la principal incertidumbre, aunque se ha logrado la aprobación por los organismos regulatorios necesarios. Una vez que se tenga una experiencia comprobada en la utilización exitosa de la orimulsión, mucha de esa incertidumbre desaparecerá para proyectos que replican la utilización de la orimulsión como una opción energética limpia y sustentable. Si bien existen datos científicos y operativos para respaldar la factibilidad económica-ambiental de la utilización de la orimulsión con las avanzadas tecnologías de energías limpias que se utilizan, existe una fuerte resistencia a la adopción de esta opción hasta que se haya comprobado que se pueden utilizar esas tecnologías comercialmente y exitosamente en los Estados Unidos. Debido a los recursos de desarrollo y el tiempo requerido para un proyecto de este tamaño, hay mucho capital de riesgo implicado en estos esfuerzos. El requerimiento y el nivel de capital de riesgo pueden resultar en acciones que no sólo postergan y minimizan ese riesgo sino resultan en costos de proyecto y de energía finalmente mayores.

g. Descripción/Justificación de Proyecto: En el mercado cada vez más competitivo para la generación eléctrica en los Estados Unidos y otros países del hemisferio, la utilización de la orimulsión está llamando cada vez más atención como una alternativa competitiva de combustible para la generación eléctrica. Es especialmente interesante y provechoso económicamente donde existe la oportunidad de convertir una unidad existente a petróleo a la orimulsión para satisfacer la creciente demanda de carga eléctrica de base. En los Estados Unidos, esas unidades a petróleo representan casi 45.000 MW de capacidad eléctrica. Tales unidades a menudo funcionan como unidades de pico debido a los altos costos operativos de generación a petróleo. La economía que implica la conversión de esos activos a la orimulsión puede ser enorme, con el resultado que la instalación se utiliza más como un generador de base para generar una energía limpia y económica, mientras que minimiza el potencial para un inversión desperdiciada de la instalación. En un mercado eléctrico reestructurado, la capacidad de utilizar la orimulsión económicamente y satisfacer estrictos estándares ambientales por medio de tecnologías avanzadas proporciona una alternativa que mejora la eficiencia y la limpieza de la generación existente a petróleo, mientras que ofrece una opción limpia y eficiente para los requerimientos de las generaciones futuras.

El Proyecto Manatee utilizará una tecnología avanzada de tratamiento de gas de chimenea que el Departamento de Energía de los Estados Unidos contribuyó a auspiciar con su Programa de Tecnología de Carbón Mineral Limpio. En el proyecto se utilizarán muchas de las características demostradas comercialmente por primera vez en el Proyecto de Carbón Limpio de Pure Air en la central de Bailly, incluyendo un módulo absorbedor único FGD de alta eficiencia, eliminando así la necesidad de capacidad de respaldo y la utilización de un sistema de evaporación de aguas servidas para eliminar la descarga de agua del proceso FGD. Además, se utilizarán precipitadores electrostáticos de alta eficiencia para minimizar las emisiones de partículas y FP&L utilizará tecnologías avanzadas de NO_x para minimizar el nivel de emisiones de NO_x. La estrategia global ambiental logrará una reducción neta de las emisiones totales de planta al convertirse de petróleo de bajo azufre a la orimulsión, incluyendo el SO2, el NO_x, partículas finas y tóxicos atmosféricos nocivos recientemente identificados por la EPA para plantas a petróleo, aunque el factor anticipado de capacidad de la planta será casi el triple de los niveles históricos (de 33% a un 87% proyectado).

ANEXO B:
Opciones Tecnológicas para la Generación Eléctrica

A medida que aumentan las necesidades de energía eléctrica en el hemisferio, la identificación y ejecución de soluciones ambientalmente favorables y de menor costo presentan desafíos cada vez más grandes. La tecnología puede proporcionar un impulso significativo, especialmente a medida que las empresas eléctricas realizan la transición de empresas centralizadas hacia entes de servicios energéticos.

Existe un amplio espectro de opciones de tecnologías de energías limpias comercialmente disponibles hoy día, al mismo tiempo que otras se encuentran en diversas etapas de investigación y desarrollo. Las opciones se han clasificado por el lado de la demanda, por el lado de la oferta y tecnologías relacionadas con el medio ambiente, agrupadas de la siguiente manera: tecnologías de eficiencia energética para el lado de la demanda; (1) generación por energías renovables y (2) basadas en combustibles fósiles para el lado de la oferta; y (1) tecnologías de control y (2) tecnologías de limpieza de combustibles. Las tecnologías nucleares, si bien son importantes, no están incluidas en el presente estudio.

Finalmente, la identificación de tecnologías óptimas requiere una compatibilización con la información específica de cada país; por ejemplo, la estructura actual de la generación de electricidad, los requerimientos de energía eléctrica, los recursos disponibles de una región y del país, los requerimientos ambientales, el marco del sector energético incluyendo los aspectos legales e institucionales, y la estructura eléctrica y su costo.

I. Opciones del Lado de la Demanda

Existe un recurso que no sido aprovechado para satisfacer la creciente demanda eléctrica en el hemisferio, así como en otras partes del mundo. Ese recurso tiene efectos de gran alcance y es manejable económicamente, representando un beneficio para aquellos países donde no se puede llevar a cabo una rehabilitación radical y costosa de sus tecnologías eléctricas en el corto plazo o donde esa rehabilitación se puede realizar solamente en sectores específicos. Ese recurso es el mejoramiento que se puede obtener en la eficiencia de los usos finales, existentes y futuros, de la electricidad.

La lista de áreas potenciales para la ejecución de medidas de eficiencia energética es amplia. Se las puede clasificar en aplicaciones residenciales y comerciales (tales como avances realizados en la producción de lámparas fluorescentes compactas o programas de conservación, auditorías energéticas y el establecimiento de patrones de utilización energética y el mantenimiento adecuado del equipo de consumo energético).

Estudios han mostrado que las tecnologías de eficiencia energética logran reducir la energía eléctrica y potencia de pico a costos (con base en unidades de energía y potencia) que están muy por debajo de los costos de un nuevo suministro para satisfacer esta demanda. Si bien esta actividad logra reducir el consumo, no es en sí misma la respuesta para disminuir la creciente curva de la demanda eléctrica en los países del hemisferio. Una mezcla de opciones del lado de la oferta (tecnologías de generación eléctrica) y opciones de eficiencia energética contribuirá a cerrar esta brecha.

II. Opciones del Lado de la Oferta

A. Tecnologías de Generación con Renovables

1. **Hidroelectricidad** -- La hidroelectricidad puede dividirse en almacenamiento convencional; estación de bombeo; y filo de agua. Generalmente, las plantas hidroeléctricas captan la energía cinética en el agua que fluye o cae para generar la electricidad. La energía del agua se convierte en energía mecánica y energía eléctrica mediante el uso de una turbina y un generador. Las plantas convencionales utilizan el agua que está disponible en un río, arroyo, canal o embalse para producir la electricidad. Las plantas de bombeo funciona de igual manera pero, en vez de aprovechar el agua que fluye libremente, la planta utiliza agua reciclada; después de fluir a través de una turbina, se bombea el agua durante períodos fuera de pico a un embalse localizado aguas arriba y se la libera durante las horas pico.

2. **Energía Eólica** -- La energía eólica es una fuente energética renovable disponible comercialmente donde las turbinas eólicas convierten el viento en electricidad. El viento impulsa el rotor, que está conectado a un generador mediante una caja de cambios o controles eléctricos. Se puede clasificar la energía eólica como: pequeña (< 50 kW) y grande (> 50 kW). Las turbinas eólicas típicamente consisten en un rotor con dos o tres álabes o paletas, un tren de impulsión (incluyendo una caja de cambios y un generador), una torre y los cimientos para sostener el sistema entero. Un subsistema "balance de estación" en una granja eólica incluye controles y equipo de monitoreo, equipo eléctrico y otros equipos de apoyo. Las aplicaciones fuera de red con una sola o varias turbinas puede servir a una sola instalación. Típicamente, las aplicaciones fuera de la red incluyen sistemas de almacenamiento tales como pilas.

   Los objetivos de la ingeniería en energía eólica son reducir los costos del equipamiento, mejorar la captación de energía del viento, reducir el mantenimiento, aumentar la vida útil de los sistemas y componentes, y mejorar la confiabilidad al mismo tiempo que abordan los efectos estéticos y ambientales. Las empresas eléctricas no consideran que la energía eólica sea una fuente firme de electricidad debido a la variabilidad del recurso. La utilización de múltiples sitios de plantas eólicas en una región, especialmente donde se conoce la correlación entre la potencia del viento en los sitios, puede resultar potencialmente en una situación donde la producción de una planta eólica puede aumentar mientras que la producción de otra disminuye debido a fluctuaciones del viento.

3. **Energía Solar** -- Las aparatos fotovoltaicos convierten la radiación solar directamente en electricidad sin la utilización de componentes móviles y sin producir desechos de combustibles o contaminantes atmosféricos durante su operación. Las celdas fotovoltaicas individuales están conectadas en series o en paralelo para formar módulos con el voltaje y corriente deseados. Las aplicaciones actuales ,eficaces en términos de costos, se encuentran principalmente fuera de una red eléctrica. Los módulos están basados en radiación solar global (placas planas) o radiación solar concentrada (concentradores). Los módulos están ensamblados en forma estacionaria o sobre plataformas de búsqueda de rayos de eje único o doble. La producción de corriente directa (DC) de los sistemas fotovoltaicos puede condicionarse en corriente alterna mediante un equipo de conversión de estado sólido o utilizarse para cargar baterías.

   Los sistemas eléctricos termosolares recogen la radiación solar y la concentran en una energía térmica de alta intensidad, lo que a su vez se convierte en electricidad por medio de un motor de calor y un generador eléctrico. Se puede utilizar almacenamiento de energía térmica o utilizar combustible para generar electricidad cuando la energía solar no está disponible. Los sistemas típicos tienen una amplia gama de tamaños, desde pocos kW hasta centenares de MW. Las superficies reflectoras que buscan el sol para interceptar la radiación solar pueden ser: bateas parabólicas, platillos parabólicos o helióstatos (espejos de alta reflectividad). Las superficies

reflexivas concentran la energía solar en un receptor, donde es absorbida por un fluido intercambiador de calor. Se selecciona el motor y/o la turbina convencional para maximizar la eficiencia de la producción eléctrica para las condiciones térmicas específicas producidas por el sistema concentración/recepción.

4. **Electricidad con Biomasa** -- La biomasa se define como el conjunto de materiales orgánicos producidos por las plantas o animales y que pueden ser destinados para usos industriales o energéticos. Se produce energía eléctrica a partir de productos biomásicos tales como desechos forestales, bagazo de caña y otros desechos agroindustriales y residuos sólidos municipales.

   Por otro lado, también se puede utilizar biomasa para cogeneración. Se define a la cogeneración como la producción simultánea de dos o mas formas de energía utilizando un mismo combustible. Hornos, calderas o motores operados, por ejemplo por biogas u otros combustibles biomásicos, pueden generar electricidad para venderla a la red o para utilizarse en sus mismas instalaciones.

   Biomasa puede ser utilizada a través de combustión o de gasificación. Existe una combustión directa cuando el material se quema al ser expuesto a calor directo. La biomasa, como la madera, basura orgánica, estiércol, paja y biogás pueden ser quemados directamente y producir energía, sin necesidad de pasar por la producción de gases calientes para obtener vapor o calor. El proceso abarca aplicaciones tan sencillas como quemar leña en chimeneas hasta quemar productos orgánicos en lechos fluidizados para producir calor o vapor para generar electricidad.

   Gasificación -- la biomasa también puede ser utilizada para producir gases a través de calor o por medio de digestión anaeróbica; este gas puede ser usado para generación eléctrica. También se puede producir syngas, una mezcla de monóxido de carbón e hidrógeno a partir de biomasa; el hidrogeno, que se espera sea uno de los combustibles mas importantes del siglo XXI se obtiene de una forma parecida.

5. **Energía Geotérmica** -- Los sistemas geotermia-eléctricos producen electricidad utilizando el calor natural de la tierra. Se perforan pozos para permitir que el vapor o el agua caliente natural de la tierra suba el calor a la superficie. Los recursos geotérmicos comerciales están disponibles en muchas partes del mundo. Los costos dependen altamente de las características del recurso, tales como temperatura, profundidad, química del fluido y la facilidad de perforación. Los campos hidrotérmicos comerciales se utilizan actualmente para producir vapor o salmuera caliente presurizada. Existen sistemas que inyectan agua para recuperar el calor geotérmico de la piedra caliente y seca. Según la temperatura y la composición del fluido geotérmico, se puede convertir la energía geotérmica en electricidad directamente mediante un turbogenerador o por medio de un sistema binario con un fluido operativo secundario en un anillo cerrado. Alternativamente, se puede utilizar el calor directo para procesamiento industrial, agrícola o para calefacción. Las tecnologías de aprovechamiento geotérmico incluyen 1) plantas eléctricas que utilizan vapor natural o agua caliente flasheada para producir vapor; 2) campos de roca caliente y seca profundamente fracturados con inyección de agua; y 3) sistemas de conversión binaria para producir potencia eléctrica a partir de un agua que no es suficientemente caliente para el flasheo.

   Se han utilizado sistemas que utilizan recursos hidrotérmicos de alto grado y producen vapor seco natural o vapor flasheado desde 1904 en Italia y desde 1960 en los Estados Unidos. También existen plantas geotérmicas en México, El Salvador y Nicaragua. Las plantas

individuales pueden alcanzar tamaños de hasta 135 MW y pueden existir varias plantas en un solo campo geotérmico. Los sistemas de vapor seco son competitivos en términos de costos y los sistemas de flasheo están acercándose a la competitividad. Los sistemas binarios son competitivos donde el precio de la electricidad es relativamente alto. Las aplicaciones directas son comerciales cuando se localizan cerca de los recursos geotérmicos.

B. Tecnologías Basadas en Combustibles Fósiles

La planta convencional a vapor es una tecnología madura utilizada ampliamente en todo el mundo. Consta del siguiente equipo: un generador a vapor (caldera), una turbina a vapor, equipo de balance de planta (BOP-balance of plant), equipo para eliminar partículas, típicamente un precipitador electrostático (ESP). Las plantas a vapor queman todo tipo de carbón mineral (bituminoso, subbituminoso, lignitos y otros carbones), petróleo, gas natural y biomasa en forma independiente o combinados. Sin embargo, se debe diseñar la planta eléctrica para los combustibles disponibles. Las tecnologías avanzadas de sistemas eléctricos están caracterizadas por una alta eficiencia térmica, bajas emisiones de contaminantes, emisiones reducidas de CO_2, menos problemas de desechos sólidos y costos (economía) mejorados. Se pueden utilizar esas tecnologías para repotenciar plantas existentes de generación eléctrica o en nuevas instalaciones.

1. **A Base de Gas/Petróleo** -- El petróleo o el gas natural pueden hacer funcionar las turbinas de gas. En un turbina de gas, la quema de combustible en un cámara de combustión de alta presión produce gases calientes que pasan directamente por la turbina, que hacen girar un generador para producir electricidad. La turbina también hace girar un compresor para proporcionar aire a alta presión hacia la cámara de combustión. Este ciclo es diferente de la turbina de vapor, donde el calor de la combustión transforma el agua a vapor que impulsa la turbina.

   En la última década, se han realizado importantes avances en la investigación y desarrollo de las turbinas. La meta de los Sistemas Avanzados de Turbinas (ATS) es desarrollar sistemas más eficientes de turbinas para la generación de las empresas eléctricas y de la industria (incluyendo cogeneración). Si bien el combustible objetivo es el gas natural, el ATS también se adapta a la combustión de carbón mineral y de biomasa. Todos los sistemas desarrollados en la línea de producto ATS tendrán ultra alta eficiencia: sistemas para empresas eléctricas, más del 60% con base en un valor inferior de calentamiento y para los sistemas industriales, un aumento del 15% de la eficiencia en comparación con sistemas actuales de turbina de gas.

   Las celdas combustibles son una aplicación específica para el gas, ya sea gas natural, gas del carbón mineral (u orimulsión), gas de biomasa, etc. Las celdas combustibles han surgido en la última década como una de las nuevas tecnologías más prometedoras. Básicamente limpias y sumamente eficientes, se ha comprobado que reducen las emisiones de bióxido de carbono entre un 40 a 60 %; producen una cantidad insignificante de emisiones tóxicas y operan tan silenciosamente que se las pueden utilizar en barrios residenciales. Las celdas combustibles son limpias desde el punto de vista ambiental y altamente eficientes como sistemas para generar electricidad y calor a partir de gas natural y otros combustibles. Son muy diferentes a los otros equipos utilizados para generar electricidad. Una celda combustible es un aparato electroquímico que convierte la energía química de un combustible directamente a energía, ya sea electricidad o calor, sin el paso intermedio de la combustión. Celdas combustibles se parecen a las pilas en el sentido que ambas producen una corriente DC utilizando un proceso electroquímico. Dos electrodos, un ánodo y un cátodo están separados por un electrólito. Las celdas combustibles están combinadas en grupos, llamadas pilas, para obtener una producción

utilizable de voltaje y energía eléctrica. A diferencia de las pilas, sin embargo, las celdas combustibles no liberan la energía almacenada en la celda y no se agotan cuando se ha utilizado la energía. Las celdas combustibles convierten la energía de un combustible rico en hidrógeno directamente en electricidad y funcionan mientras que reciben combustible. Emiten casi ningún compuesto de azufre y nitrógeno, como los liberados por los métodos convencionales de generación, y pueden utilizar una amplia gama de combustibles: gas natural, gas derivado del carbón mineral, gas de relleno sanitario, biogas y alcoholes.

Se contemplan tres tecnologías diferentes de celdas combustibles para la generación eléctrica que difieren en la composición del electrólito y que están en diferentes etapas de desarrollo: celdas combustibles de ácido fosfórico (Phosporic Acid Fuel Cells-PAFC) son la tecnología de celda combustible más madura y ya están en sus primeras fases de comercialización. Plantas de 200 KW llave en mano están ahora disponible y han sido instaladas en más de 70 sitios en los Estados Unidos, Europa y Japón. Las plantas PAFC funcionan a 200°C (400° F) y también producen calor para agua caliente doméstica y calefacción de espacios; su eficiencia eléctrica excede el 40%. Las celdas combustibles de carbonato fundido (Molten Carbonate Fuel Cells-MCFC) actualmente comprobadas en grandes plantas de demostración, ofrecen eficiencias combustible-electricidad que se aproximan al 60%. Los MCFC operan a temperaturas más altas, alrededor de 650°C (1.200°F), lo que les vuelve aplicables para los ciclo combinado, donde el calor de escape se utiliza para generar energía eléctrica adicional. Cuando se utiliza el calor de desecho, las eficiencias térmicas totales pueden alcanzar hasta 85%. Celdas combustibles de óxido sólido (Solid Oxide Fuel Cells-SOFC) son una tecnología de punta para la celda combustible y ofrecen la estabilidad y confiabilidad de una construcción de cerámica de estado sólido. La operación de altas temperaturas, hasta 1.000 °C (1.800 °F), permite más flexibilidad en la selección de combustibles y pueden llevar a un mejor rendimiento en las aplicaciones de ciclo combinado. El ajuste de flujos de aire y combustible permite que el SOFC siga con facilidad los requerimientos cambiantes de carga. Como las MCFC, las SOFC alcanzan una eficiencia eléctrica de 60% y una eficiencia térmica total de 85%.

2. **Carbón Mineral**

a. **Combustión de Lecho Fluidizado** (FBC-Fluized Bed Combustión) -- Una caldera de combustión de lecho fluidizado es una cámara de combustión para convertir el carbón o sus desechos en energía térmica para calor de proceso, vapor o electricidad. La fluidización, o agitación vigorosa, se lleva a cabo dentro de la caldera. En un lecho fluidizado, combustibles sólidos, líquidos y/o gaseosos, conjuntamente con un absorbente (caliza o dolomita) se mantienen suspendidos en una cámara de combustión mediante la acción del aire fluidizado distribuido por debajo del lecho. El movimiento fluido de los sólidos en la cámara de combustión promueve una mezcla turbulenta que mejora la eficiencia de la combustión. La combustión ocurre a una temperatura que mejora la captación del azufre por el absorbente y que se encuentra por debajo del umbral de formulación de NOx térmico. No se necesita ningún manejo especial del carbón mineral, aparte de la adición de caliza u otro absorbente al alimentador del carbón. Se puede utilizar todo tipo de carbón mineral o desechos de carbón, incluyendo carbones de alto contenido de ceniza, ya que la combustión de lecho fluidizado es relativamente insensible al insumo de combustible.

Las calderas de combustión de lecho fluidizado pueden operar a presiones atmosféricas normales (Combustión Atmosférica de Lecho Fluidizado (AFBC)) o a presiones elevadas (Combustión Presurizada de Lecho Fluidizado (PFBC)). Las calderas AFBC pueden eliminar hasta el 90-95%

del SO_2 mientras que generan emisiones de NOx entre 100 y 300 ppm. Las calderas AFBC pueden quemar carbones minerales de baja calidad (por ejemplo, lignitos de bajo poder calorífico, desechos de la limpieza de carbón mineral, coque de petróleo y otros materiales de desechos). Las AFBC tienen un buen potencial para su aplicación en las empresas eléctricas, ya sea para repotenciar las plantas existentes o para nuevas instalaciones. La AFBC es atractiva tanto para carga de base como para carga variable de electricidad ya que puede bajar su generación eficientemente hasta 25% de su carga total.

La PFBC opera a presiones de 6 a 16 veces más altas que la presión atmosférica normal (5 a 20 bar). La caldera PFBC ofrece potencialmente una mayor eficiencia, costos reducidos de operación y menos productos de desechos que una caldera AFBC. En una planta PFBC, el gas caliente de escape tiene suficiente presión para expandirse por medio de una turbina de gas para generar energía eléctrica adicional, ya sea como ciclo combinado o individualmente. El sistema avanzado de PFBC utiliza una cámara de combustión circulante o carbonizador para alimentar un ciclo de turbina a gas topping y un ciclo de turbina bottoming. La integración del carbonizador y de ciclo turbina topping mejora la eficiencia en comparación con sistemas PFB anteriores. Un sistema PFBC tiene un diseño compacto apropiada para fabricación en taller y construcción modular, posibilidades para ampliaciones, rehabilitaciones o repotenciaciones más sencilla que las AFBC en las plantas eléctricas existentes, debido a menores requerimientos de espacio. Las calderas PFBC pueden lograr una mayor eficiencia de planta (45%) que el carbón convencional pulverizado o AFBC (36,5%) y menores costos de capital que IGCC o carbones pulverizados con depuradores húmedos.

b. **Ciclo Combinado de Gasificación Integrada** (IGCC-Integrated Gasification Combined Cycle) -- Los IGCCs se encuentran entre las tecnologías nuevas más limpias y eficientes para carbón limpio. Los sistemas IGCC representan la unión de dos tecnologías establecidas: las gasificación de carbón mineral y la generación eléctrica de ciclo combinado. La gasificación del carbón mineral es un proceso que convierte el carbón sólido en un gas sintético, integrado principalmente de monóxido de carbono y oxígeno. El proceso ciclo combinado-gasificación de carbón mineral básicamente comprende cuatro pasos: 1) el gas combustible se genera cuando el carbón mineral reacciona con el vapor de alta temperatura y un oxidante (oxígeno o aire) en una atmósfera de reducción; 2) se enfría el gas, produciendo vapor y luego se purifica para remover aún más las partículas y los compuestos de azufre y nitrógeno; 3) el gas de combustible limpio se quema en un generador de turbina a gas para producir electricidad; y 4) el calor residual en los gases calientes de escape de la turbina se recupera en un recuperador de vapor y para producir electricidad adicional en un generador de turbina a vapor.

Se debe limpiar el gas combustible que sale del gasificador (con muy altos niveles de eficiencia en la remoción) para que no contenga compuestos de azufre y partículas. La limpieza se realiza después de que se haya enfriado el gas, lo que reduce la eficiencia global de la planta y aumenta los costos de capital. También se puede limpiar a alta presión y temperatura (limpieza a gas caliente) lo que tiene una mayor eficiencia. La limpieza de gas implica la eliminación de contaminantes del gas combustible antes de que puedan dañar la turbina de gas o de su liberación a la atmósfera. Los contaminantes de mayor preocupación son los compuestos de azufre, el amoníaco (un precursor del NOx), metales alcalinos y partículas. Las turbinas de gas proporcionan energía para impulsar los generadores eléctricos. El escape de la turbina de gas fluye dentro del generador de vapor de recuperación de calor y produce el vapor para producir la electricidad por medio de una turbina convencional de vapor. Aproximadamente un tercio de la producción eléctrica total se genera en este ciclo de fondo.

c. **Carbón Mineral Pulverizado** (PC Pulverized Coal) -- La planta de carbón mineral es una planta de vapor convencional que quema carbón pulverizado. Se requiere equipo adicional para: manejo del carbón mineral (usualmente un sistema de quema directa para el carbón pulverizado), preparación del carbón, incluyendo pulverizadores, equipo para la eliminación de partículas, típicamente el precipitador electrostático (ESP),y manejo y eliminación de los desechos sólidos. La calidad del carbón mineral afecta significativamente el tamaño del horno. Los carbones más utilizados son los bituminosos, los subbituminosos, y los lignitos con bajo, mediano y alto contenido de sodio. Por ejemplo, para un lignito de alto contenido de sodio se requiere un horno que es 45% más alto que para el carbón bituminoso.

Para presentar una imagen equilibrada de la generación eléctrica a carbón y tecnologías de control ambiental, es esencial indicar que existen grandes adelantos en la tecnología convencional de carbón pulverizado ampliamente utilizados en todo el hemisferio. También se presentan mejoramientos en el rendimiento ambiental de la tecnología de carbón pulverizado. Otros adelantos están orientados a mejorar la efectividad en términos de costos y eficiencia global. Se destacan los siguientes mejoramientos en el diseño de las plantas eléctricas para su aplicación: Clasificador dinámico del pulverizador para un carbón más fino y una mejor eficiencia de combustión; Nuevos tipos de calentadores de aire; Aleaciones o capas resistentes a la corrosión que aseguran una mayor confiabilidad de las plantas eléctricas. Los avances en instrumentación y controles incluyen: Monitoreo de rendimiento y sistemas de optimización; Controles digitales; Instrumentación para flujo de carbón y medición de la distribución del tamaño, pirometría acústica para mediciones de la temperatura del horno, monitoreo de la pérdida de carbón no quemado, y monitoreo en línea de la calidad del carbón.; y Equipo de monitoreo de emisiones continuas. Se utilizan ampliamente técnicas de mantenimiento sistemático en los países industrializados para minimizar paros forzosos y maximizar la producción en las plantas eléctricas. Con el rápido aumento de la electricidad y los costos decrecientes de los computadores personales, se ha desarrollado una variedad de software que la industria eléctrica puede disponer a un costo razonable. Se han desarrollado varias tecnologías que proporcionan un diagnóstico temprano del deterioro del equipo y una proyección de la vida remanente (próximo fallo). Equipo de monitoreo y diagnóstico para la maquinaria rotativa y componentes de presión están disponible comercialmente y pueden ayudar al operador de la planta eléctrica para proyectar cuando fallarán esos componentes y adoptar las medidas preventivas para evitar paros forzosos de la unidad. Los recientes mejoramientos del ciclo termodinámico incluyen la utilización de los ciclos supercríticos de vapor de doble recalentamiento y calderas de circulación abierta/presión variable con paredes de agua en espiral que han aumentado la eficiencia de planta a nivel del 41-43% (LHV). Asimismo, se ha iniciado una investigación para integrar la tecnología de carbón pulverizado a las turbinas de gas en un ciclo combinado para una mayor eficiencia global de planta.

d. **Mejoramientos de las Plantas Eléctricas** -- La utilización de equipos de monitoreo-diagnóstico para la ampliación o rehabilitación de una planta eléctrica es frecuentemente la opción más efectiva en términos de costos. La confiabilidad de la planta eléctrica y por lo tanto su producción disminuyen con el tiempo, inclusive en las unidades bien mantenidas. Según el EPRI, la disponibilidad puede decrecer desde casi un 80% en su vigésimo año de operación a aproximadamente 50% después de su trigésimo año y hasta menos de 30% después de su cuadragésimo año. Malas prácticas de mantenimiento disminuyen confiabilidad y producción.

Los métodos para extender la vida útil y rehabilitar una planta han avanzado significativamente durante las dos últimas décadas. Estos métodos se aplican a todos los componentes críticos de

las plantas eléctricas (pulverizadores, calderas, turbinas y equipo de BOP) e incluyen el reemplazo de los repuestos o componentes enteros, el revestimiento con nuevos materiales y la instalación de componentes adicionales, tales como clasificadores dinámicos en los pulverizadores.

Los fabricantes de turbinas de vapor y generadores han confirmado que existe una cantidad grande de viejas turbinas (antes de 1965) que se pueden rehabilitar para aumentar su producción a un costo relativamente reducido. Se puede lograr ese aumento en la producción con mejoramientos en el diseño, tales como: Mejoramiento en la geometría del diseño de la entrada de vapor y de la trayectoria del flujo; El reemplazo de álabes o paletas de última etapa con álabes o paletas con un diseño más avanzado (antes de los primeros años de los sesenta, las paletas se diseñaban utilizando un teoría de flujo bidimensional; actualmente análisis más avanzados de flujo han mejorado el diseño de las paletas); Un mejor aislamiento para el generador; Controles avanzados.

III. Tecnologías Relacionadas con el Medio Ambiente

A. Controles

1. **Control de Partículas** -- Las principales tecnologías de control de partículas utilizadas en la industria eléctrica son los precipitadores electrostáticos (ESP) y los filtros de tela (Fabric Filters) o mangas. Asimismo, se han utilizado depuradores venturi para la eliminación del bióxido de azufre del gas de chimenea y para controlar las emisiones de partículas; estos dispositivos representan solamente una pequeña cantidad (menos de 5%) del equipo de control de partículas actualmente en operación. En años recientes se ha hecho más énfasis en eliminar partículas finas, aquellas que tienen diámetros aerodinámicos menores a diez micrones y que provienen de los gases de chimenea, ya que ese tamaño puede penetrar los pulmones y provocar efectos en la salud que son más adversos que las partículas grandes. Por lo tanto, los avances en tecnologías ESP y FF se enfocan en la eliminación de partículas finas. Esas tecnologías avanzadas se describen a continuación.

El acondicionamiento dual de gases de chimenea (Dual Flue Gas Conditioning-Dual FGC) es un método para mejorar la eficiencia de los ESPs utilizados para recoger la ceniza volátil mediante la inyección simultánea e independiente de trióxido de azufre y amoniaco en el flujo del gas. Específicamente esta tecnología minimiza las pérdidas de la eficiencia en la recolección de las cenizas de alta resistividad, el arrastre de las partículas y las altas cantidades de carbón no quemado en la ceniza.

Las emisiones de neblina ácida son problemas comunes en la plantas eléctricas que queman un combustible de alto contenido de azufre, especialmente aquellas equipadas con sistemas de desulfurización húmeda de gases de chimenea. Se forma una neblina ácida cuando el gas de chimenea se enfría al punto de rocío ácido, provocando la formación de aerosoles de gotas ácidas submicrónicas. La neblina ácida puede constituir un aporte importante a las emisiones totales de partículas, así como una fuente de obstrucción visual. Los precipitadores electrostáticos húmedos (Wet Electrostatic Precipitators-WESPS) son las mejores opciones para controlar las emisiones de neblina ácida ya que el gas de chimenea que sale del depurador ya está saturado de agua.

Filtros de Manga de Pulsación Jet (Pulse Jet Fabric Filter-PJFF) se utilizan extensivamente en

las calderas industriales y en algunas aplicaciones de las empresas eléctricas. Los PJFFs tienen la ventaja de tener un tamaño reducido debido a las mejores relaciones aire-tela que los filtros de aire reversos. Debido a su menor tamaño y menor costo de capital con relación a los filtros más convencionales, los PJFFs podrían presentar una opción atractiva de control de partículas tanto en plantas nuevas casos como en casos de rehabilitación. En muchos lugares se han experimentado emisiones de menos de 0.01 libras por mbtu.

COHPAC es un concepto recientemente desarrollado y patentado por el EPRI que coloca un filtro de manga después del precipitador para utilizarse como una unidad pulidora o mejoradora de eficiencia. Ya que el ESP carga las partículas y elimina una buena parte de las existentes en el flujo de gas, el gas de chimenea que llega al filtro tiene una carga de polvo muy reducida y aquellos partículas que permanecen pueden llevar una carga electrostática residual. Como resultado, la manga puede operar a relaciones aire-tela (16-20 pies por minuto) sin un aumento en la caída de presión o de emisiones comparada con un PJFF convencional funcionando con una relación aire-tela de 4 pies por minuto. Por lo tanto, una manga COHPAC de pulsación jet puede tener la cuarta parte del tamaño de una PJFF normal.

La inyección de carbón activado combinada con un aerosol absorbedor seco (Spray Dryer Absorber-SDA) seguido por un FF es una tecnología efectiva de control del mercurio en el gas de chimenea que proviene de cámaras de combustión utilizadas para la quema de residuos sólidos municipales. La eliminación de mercurio oscila entre menos de 10% hasta casi 100%, según el tipo de combustible quemado. Se necesita mayor investigación par optimizar el tipo de carbón activado, así como mayor información sobre los costos de la inyección de carbón activado para controlar el mercurio.

2. **Control de SO_x** -- Las tecnologías de control de óxidos de azufre SO_2 para la limpieza de gases de chimenea involucran el control de SO_x liberados durante la combustión del carbón mineral. Para el caso de los óxidos de azufre (principalmente el bióxido de azufre con un pequeño porcentaje de trióxido de azufre) se han propuesto muchos procesos para reducir sus concentraciones en los gases de combustión. En general, esos procesos pueden eliminar hasta un 95% de los óxidos de azufre de los gases de chimenea que contienen 0,2% a 0,3% de esos óxidos.

Se pueden clasificar los procesos de tratamiento de los gases de chimenea en tres categorías principales: húmedos, semihúmedos y secos. En los procesos húmedos, se eliminan los óxidos de azufre del gas de chimenea mediante un depurador con una solución excedente de agua o lechada. Generalmente, los depuradores húmedos se caracterizan por su alta eficacia para eliminar los SO_2 así como por su alta utilización de absorbentes. Para evitar la vaporización del agua y problemas asociados, el gas debe enfriarse antes de que entre en el depurador. Se han diseñado varios tipos diferentes de depuradores para lograr el contacto íntimo entre el gas y el líquido depurador (absorbente). Se pueden clasificar esos procesos de depuración húmeda en dos grupos: los que se pueden regenerar y que no se pueden regenerar. Los procesos que se pueden regenerar, reciclan el absorbente y no producen ningún desecho de descarga; salvo un elemento que se puede vender (por ejemplo, azufre elemental). Los procesos regenerables típicamente utilizan dos veces más energía ya que tienen un 50% mayor de pasos de proceso y un costo mayor del 30% que los procesos no regenerables.

La gran mayoría de los sistemas de depuración húmeda son procesos no regenerables que utilizan caliza o piedra caliza como absorbente. Los procesos de depuración basados en piedra

caliza húmeda son los más comúnmente utilizados ya que la caliza es menos costosa que los reactivos alternativos, el costo diferencial se vuelve mayor a medida que aumenta el contenido de azufre del carbón mineral. La utilización cada vez mayor de oxidación forzada conjuntamente con la depuración con piedra caliza genera un producto de yeso que es fácilmente desaguado y resuelve muchos de los problemas relacionados con el manejo y disposición de un lodo de sulfita tixotrópica.

En los procesos semi secos se eliminan los óxidos de azufre mediante una lechada alcalina absorbente secada por el gas de chimenea y luego recogida en un aparato de control de partículas. Generalmente, los procesos de depuración semi seca requieren altas tasas de inyección de absorbente y tienen menores eficiencias de eliminación de SO_2 que los procesos de depuración húmeda. El secado con aerosol puede ofrecer ventajas sobre los depuradores de caliza disponibles en el mercado, especialmente para instalaciones rehabilitadas donde los requerimientos de espacio y la disponibilidad de terreno para la eliminación de desechos pueden reducir la aplicación de depuradores húmedos o donde la vida remanente de la caldera es baja. Los secadores con aerosol generalmente tienen costos de capital inferiores a los depuradores. Los sistemas de limpieza de secado con aerosol captan el bióxido de azufre mediante el contacto del gas caliente de chimenea con una lechada de caliza finamente atomizada en un secador. El agua en la lechada se evapora por el calor del gas de chimenea y el SO_2 reacciona con la caliza para formar un producto seco de sulfita/sulfato de calcio. El producto sólido más la ceniza se recoge en un precipitador electrostático (ESP) o en un filtro de manga. Los sólidos secos resultantes son más manejables que los lodos producidos en muchos procesos de depuración húmeda. El secador con aerosol es compacto y menos complejo que los depuradores de caliza húmedos; sus ventajas sobre los depuradores de caliza disminuyen a medida que aumenta el contenido de azufre de carbón debido a los altos costos de los reactivos.

En los procesos de depuración seca, se eliminan los óxidos de azufre por medio de un absorbente alcalino seco y luego se recolectan en un aparato de control de partículas. En general, los procesos de depuración seca se desarrollaron como tecnologías de rehabilitación de bajo costo para calderas más viejas. Los procesos de depuración seca tienen bajas eficiencias de eliminación de SO_2 y mas bajas utilizaciones de absorbentes que los procesos de depuración semi seca. Los procesos de depuración seca se caracterizan por la ubicación de la inyección del absorbente. Si se inyecta el absorbente en la caldera, la eliminación se realiza en el rango de temperatura de 1600° a 2300° F y no se requiere el humedecimiento del gas de chimenea para quitar el SO_2. Una eliminación adicional puede lograrse mediante el enfriamiento del gas de chimenea entre el precalentador y el aparato de control de partículas. La mayoría de los procesos secos inyectan el absorbente en el gas de chimenea entre el precalentador de aire y el aparato de control de partículas. Las eficiencias de eliminación de SO_2 y la utilización de absorbentes están directamente relacionadas con el alcance del humedecimiento del gas de chimenea y el tiempo de estadía del absorbente en el mismo. Generalmente, existen trueques entre los aumentos de eficiencia para la eliminación de SO_2 y la utilización de absorbentes y, el tamaño y costo del equipo de proceso. Los procesos de depuración cubren un amplio rango entre eficiencias de eliminación de SO_2 y utilizaciones de absorbente.

3. **Control de NO_x** -- A temperaturas entre 1600 y 2000° F, el amoniaco reaccionará selectivamente con el NO en la presencia del oxígeno para reducir el NOx sin necesidad de un catalizador (Reducción Selectiva No Catalítica (Selective Non Catalytic Reduction-SNCR)). Se puede también utilizar la urea como reactivo SNCR. Los niveles de eliminación de NO_x son muy específicos para las unidades eléctricas ya que la eficiencia es muy sensible a la

distribución de reactivos en los gases de escape, a la temperatura, al tiempo de residencia disponible para que ocurra la reacción NO_x y, al nivel no controlado de NO_x. Sin embargo, se han logrado reducciones de NO_x de hasta 75%.

El proceso de recombustión del carbón mineral reduce el NO_x mediante el uso de múltiples zonas de combustión. Se reducen el carbón mineral y el aire de combustión a la zona principal de combustión (20-30%). Se inyecta el resto del carbón por encima de la zona del quemador en una cantidad subestoiquiométrica de aire de combustión que lleva a una condición deficiente de oxígeno (zona de reducción). El NOx formado en la zona de combustión primaria reacciona con el gas reducido de la chimenea y forma nitrógeno. Se inyecta el saldo del aire de combustión por encima de la zona de reducción, permitiendo así que se termine el proceso de combustión del carbón. El proceso de recombustión de carbón reduce las emisiones de NO_x en un 50%.

El proceso de recombustión de gas reduce el NO_x mediante la sustitución de un 15-20% del carbón mineral con gas natural y utilizando zonas múltiples de combustión. En la recombustión de gas, se suministra 80-85% del combustible primario a la zona de combustión primaria con el aire de combustión (80-85% del total). Se suministra el 15-20% remanente del combustible, gas natural, por encima de la zona de combustión primaria en una cantidad subestoiquiométrica de aire de combustión, creando así una condición deficiente de oxígeno (zona de reducción). El NO_x formado en la zona de combustión primaria reacciona con el gas de reducción de chimenea y forma nitrógeno. Se inyecta el saldo del aire de combustión por encima de la zona de reducción, permitiendo así que se termine el proceso de combustión del carbón. El proceso de recombustión de carbón reduce las emisiones de NO_x en un 60%.

La recombustión avanzada, utilizando carbón mineral o gas natural, genera una cantidad óptima de monóxido de carbón para promover reacciones SNCR. Usualmente, se requieren menores niveles de recombustión que en la tradicional. Cuando se ha combinado con la inyección de urea, el proceso de recombustión avanzada ha eliminado más del 80% del NO_x en pruebas de normalización sobre el gas de chimenea en una cámara de combustión de carbón mineral de 10 mmBTU por hora. Se necesitan pruebas más amplias para abordar los temas de escala, tales como los impactos sobre la operación de las calderas, la altas tasas de supresión y la heterogeneidad del gas de chimenea. Esta tecnología es especialmente atractiva ya que puede aplicarse a un amplia gama de calderas.

La reducción selectiva catalítica es una tecnología de postcombustión que es capaz de lograr reducciones de NO_x del 80-90%. En el proceso SCR se inyecta el amoniaco en el gas de chimenea y se lo pasa por un reactor catalítico donde el amoniaco reacciona con el NO_x produciendo nitrógeno y agua. El proceso SCR se está utilizando en calderas que queman gas natural, petróleo y carbones de bajo contenido de azufre. Se ha empezado a utilizarse en calderas que queman carbón de alto contenido de azufre.

B. Limpieza del Carbón Mineral

La preparación del carbón mineral involucra la eliminación de los minerales que producen las cenizas, el azufre y los elementos menores del carbón mineral. La reducción de humedad también es una preocupación con los carbones de menor rango. Esas impurezas o componentes no deseados fluctúan mucho de veta a veta y de carbón a carbón. Como resultado, la tecnología y la economía de la limpieza están estrechamente vinculados al carbón específico de insumo. Conjuntamente con la eliminación del azufre, las cenizas y los elementos menores, el proceso

de preparación incluye trituración y molienda del carbón para proporcionar al cliente un producto mejor en términos de calidad y consistencia en comparación con el carbón bruto de la mina. Las técnicas avanzadas de limpieza de carbón mineral tienen el potencial de proporcionar un carbón mineral más limpio que podría utilizarse en los nuevos mercados, con importantes aplicaciones para las empresas eléctricas y la gran industria.

Se pueden clasificar los procesos de preparación o aprovechamiento del carbón mineral en dos categorías principales: 1) preparación física y limpieza y 2) limpieza química/biológica. La práctica comercial de la limpieza del carbón mineral se limita actualmente a la separación física de las impurezas con base en diferencias en la gravedad específica de los componentes del carbón mineral (por ejemplo, procesos de separación de gravedad tales como cribas de lavado, ciclones de densidad mediana, etc.) y las diferencias en las propiedades de superficie del carbón y su contenido de materia mineral (por ejemplo, flotación de espuma).

La tecnología de limpieza física de carbón puede eliminar hasta aproximadamente un 50% del azufre total con recuperaciones térmicas (de energía) por encima del 90%, según las características del carbón que se procesa. Los métodos de limpieza física del carbón pueden ser muy eficaces para eliminar el azufre pirítico y la materia mineral del carbón. Mientras más fina es la molienda del carbón, mayor es la liberación de impurezas que no son químicamente vinculadas a la matriz del carbón. Sin embargo, cuando se muele el carbón a tamaños muy finos (malla entre 28 y 325) y tamaños ultrafinos (más fino que malla 325), las técnicas de limpieza física convencionales se vuelven progresivamente menos efectivas. Asimismo, los métodos de limpieza física no pueden quitar el azufre orgánico vinculado químicamente. Nuevos enfoques para la limpieza física del carbón mineral finamente molido utilizan aditivos especiales y diseños únicos de celda de flotación para eliminar aún más materia mineral y azufre pirítico. Las técnicas electrostáticas para limpiar el carbón seco también están en proceso de desarrollo. Esta tecnología consiste en inducir cargas de polaridad opuesta en las partículas de carbón y en las partículas minerales para lograr su separación.

Cuando se quema el carbón mineral, tanto el azufre pirítico como el azufre orgánico vinculado químicamente se convierten en un contaminante gaseoso, el bióxido de azufre (SO_2). Ya que la tecnología actual de limpieza física elimina solamente el azufre pirítico contenido en el mineral, la investigación continua sobre técnicas químicas y biológicas avanzadas para quitar el azufre vinculado químicamente. El tratamiento químico tiene el potencial de eliminar: 1) virtualmente todo el azufre pirítico, incluyendo el azufre pirítico finamente desagregado y disperso que se puede quitar mediante tratamiento físico, 2) una parte importante del azufre vinculado orgánicamente; y 3) virtualmente toda la materia mineral. La eliminación del azufre orgánico es de especial importancia ya que representa, en promedio, un tercio o una mitad del azufre total en los carbones minerales. La investigación sobre métodos de limpieza química y la modificación de los carbones muestra un gran potencial técnico para eliminar casi todas las cenizas y ambas formas de azufre. En esta etapa de desarrollo, sin embargo, el costo de limpiar el carbón por medios químicos es mucho mayor por tonelada que el costo asociado a la tecnología convencional de limpieza

El tratamiento biológico del carbón mineral está orientado principalmente a eliminar completamente el azufre orgánico. Es posible que un pre-tratamiento biológico podría contribuir a que el carbón mineral sea más sensible a otras tecnologías de limpieza. El tratamiento biológico tiene la importante ventaja de exigir condiciones operativas menos estrictas que los métodos de limpieza química ya conocidos.