

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA.

**PLANIFICACION INTEGRADA DE RECURSOS
PARA ABASTECER LA DEMANDA DE ENERGIA
ELECTRICA**

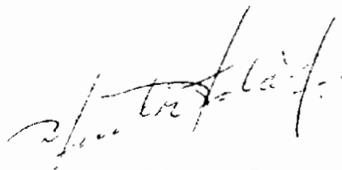
**TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO
DE INGENIERO ELECTRICO EN LA
ESPECIALIZACION DE SISTEMAS ELECTRICOS
DE POTENCIA.**

JULIO MIGUEL RIVADENEIRA HERRERA.

Quito - Julio - 1999.

CERTIFICADO

Certifico que la presente Tesis ha sido desarrollada en su totalidad por el Sr. Julio Miguel Rivadeneira Herrera.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Ing. Mentor Poveda', is written over a light gray rectangular background.

Ing. Mentor Poveda

DIRECTOR DE TESIS.

AGRADECIMIENTO.

- Debo hacer mención especial al Ing. Mentor Poveda director de tesis, quien ha sabido ser una verdadera luz en la entrega de conocimientos hacia la juventud y el país.
- A mi hermana Mireya y mi cuñado Milton por sus sabios consejos y apoyo brindado.

DEDICATORIA

- **El éxito logrado para culminar la carrera se la debo de manera incondicional a mis padres Victoria y Ricardo, quienes fueron el pilar fundamental para culminar mi carrera, que Dios los bendiga siempre.**
- **A mis hermanos quienes con sus sabios consejo me supieron estimular durante mi carrera.**
- **A mi esposa Anita y mi hija Victoria.**

INDICE

CAPITULO I

GENERALIDADES

1.1	Introducción	1
1.2	Objetivos	2
1.3	Definiciones	2
1.4	Presentación caso de Aplicación	4

CAPITULO II

PROYECCION DE LA DEMANDA

2.1	Métodos de Proyección de la Demanda	9
2.2	Métodos de usos Finales de Electricidad	11
2.3	Proyección de la Demanda para caso Ecuatoriano	15

CAPITULO III

RECURSOS DE OFERTA NO TRADICIONALES E IMPACTOS AMBIENTALES

3.1	Energía Solar	27
3.2	Energía Fotovoltaica	29
3.3	Energía Eólica	31
3.4	Energía Geotérmica	34
3.5	Cogeneración	35
3.6	Manejo de la Demanda	38
3.7	Potencial de estos Recursos para el Ecuador	39

CAPITULO IV

INTEGRACION DE RECURSOS NO TRADICIONALES

4.1	Criterios de Selección de Recursos	54
4.2	Desarrollo de Alternativas y diseño de Objetivos	73
4.3	Métodos de Integración de Recursos	74
4.3.1	Criterios para seleccionar portafolio de Recursos	75
4.3.2	Métodos de Integración	75
4.3.3	Consistencia Interna	78
4.3.4	Costos Evitados	79
4.3.5	Confiabilidad y margen de Reserva	79
4.3.6	Período de análisis	80
4.3.7	Costos Medio Ambientales	80
4.4	Aplicación del sistema Eléctrico Ecuatoriano	81

CAPITULO V

PARTICIPACION DE CLIENTES

5.1	Presentación del Marco Legal	83
5.2	Comentario	93
5.3	Ejercicio de Participación de clientes	94
5.4	Resultados	96

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1	Conclusiones	97
6.2	Recomendaciones	98

BIBLIOGRAFIA	100
---------------------	------------

ANEXOS.

2.1 PROYECCIONES DE CONSUMO Y DEMANDA DEL CONSEJO. NACIONAL DE ELECTRICIDAD

3.1 SISTEMAS SOLARES DOMESTICOS, LA EXPERIENCIA DE BOLIVIA SOBRE EL SYSTEM MANAGEMENT.

4.1 ESTRATOS DE CONSUMO PARA EL ESTUDIO DE AD&UREE.

4.2 RESULTADOS DEL AD&UREE POR REGIONES DEL PAIS.

4.3 POTENCIAL DE ENERGIA FOTOVOLTAICA CONSIDERADO PARA LAS ZONAS RURALES DEL ECUADOR.

4.4 METODOLOGIA DE IMPLEMENTACION DE UN PROGRAMA DE COGENERACION

4.5 POTENCIAL CONSIDERADO PARA RECUPERACION DE PERDIDAS TECNICAS.

4.6 RESULTADOS DE LA INTRODUCCION DE LOS RECURSOS NO TRADICIONALES EN EL SISTEMA ELECTRICO ECUATORIANO

CAPITULO I.

GENERALIDADES.

1.1.Introducción.

La metodología más moderna de planificación de sistemas eléctricos integra recursos de oferta no tradicionales, como fuentes alternas, manejo de la demanda y cogeneración, a las centrales convencionales para lograr bajar costos de suministro y reducir impactos ambientales.

La situación deficitaria del servicio eléctrico en el Ecuador que presenta un grado de deterioro debido a los bajos niveles de eficiencia en el uso de la energía eléctrica en todos los sectores de consumo (residencial, comercial, industrial, alumbrado público, etc.). El empleo de equipos poco eficientes, los malos hábitos de consumo de los usuarios del servicio, la obsolescencia del parque industrial, la falta de información e incentivos que permitan la adopción de nuevas tecnologías, y las prácticas tarifarias, que en general han dado señales incorrectas a los clientes del servicio de electricidad, explican los bajos niveles de eficiencia en el uso de energía eléctrica.

En la introducción de este estudio se define el concepto de Planificación Integrada de Recursos (PIR), se determinan objetivos, lineamientos generales, actividades a emprender y se realiza la presentación del caso de aplicación (Sistema Eléctrico Ecuatoriano).

En el capítulo 2 se presenta los conceptos e importancia del pronóstico por usos finales de energía en un PIR, y se determinan los escenarios de crecimiento de la demanda de energía para el caso ecuatoriano.

En el capítulo 3 se presenta los conceptos sobre recursos no tradicionales, y se realiza una evaluación del potencial que tiene el Ecuador para poder desarrollar este tipo de suministro.

En el capítulo 4 se determina la metodología de integración de recursos, tanto de oferta como demanda, criterios de selección de recursos y se determinan medidas sobre administración de la demanda y uso racional de la energía, y en la aplicación al sistema eléctrico ecuatoriano se evalúa los efectos de introducir este tipo de recursos en los escenarios de demanda desarrollados anteriormente.

En el capítulo 5 se presenta las partes más importantes acerca del marco legal del Sistema Eléctrico Ecuatoriano, se realiza sugerencias a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, y se presenta los resultados de la aplicación de la Planificación Integrada de Recursos a nuestro país.

Finalmente en el capítulo 6 se presenta las conclusiones y recomendaciones de la presente tesis.

1.2. Objetivos.

Establecer lineamientos generales que permitan aplicar la metodología de la Planificación Integrada de Recursos para la generación de Energía Eléctrica.

Integrar recursos de oferta no tradicionales en la planificación, como fuentes alternas, manejo de demanda y cogeneración, a las centrales convencionales para lograr bajar costos del suministro y reducir impactos ambientales.

Presentar el marco legal en el que puede desarrollarse la planificación integrada de recursos.

1.3. Definiciones.

La Planificación Integrada de Recursos posibilita a las empresas concesionarias de energía y a los órganos reguladores del respectivo servicio público una evaluación consistente en una amplia gama de recursos tanto del lado de la oferta como de lado de la demanda capaz de satisfacer las necesidades energéticas de los consumidores de una forma eficiente.

Este tipo de planeamiento analiza de una forma explícita e equitativa un gran número de acciones sobre la demanda, intenta disminuir los costos sociales y ambientales asociados a las diferentes formas de generación, incentiva la participación del público interesado en desarrollar un plan de recursos disponibles y efectúa una evaluación de riesgos.

La Planificación Integrada de Recursos (PIR) busca de esta forma un consenso en la preparación y evaluación de los planes de expansión de las empresas concesionarias de energía eléctrica.

Las principales actividades envueltas en la Planificación Integrada de Recursos se encuentran descritas brevemente en la figura 1.1 descrito por Hirst [1].

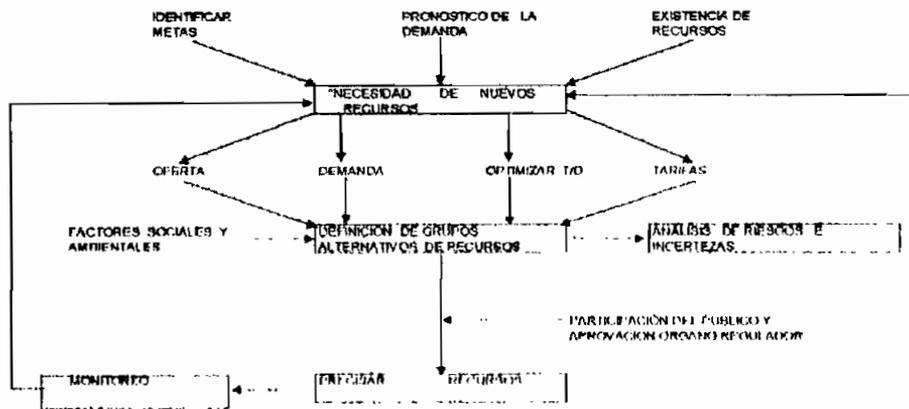


Fig. 1.1. Flujograma simplificado de las principales actividades que envuelven a un Planeamiento Integrado de Recursos.

La identificación de los objetivos estratégicos, económicos, financieros, sociales y ambientales a ser perseguidos por la empresa concesionaria de energía eléctrica constituye el primer paso de cualquier ejercicio de Planeación Integrada de Recursos.

Es importante destacar que frecuentemente algunos de estos objetivos son conflictivos entre sí, debiéndose definir herramientas metodológicas que permitan encontrar soluciones de compromiso satisfactorias para estos objetivos.

La empresa concesionaria elabora proyecciones de la demanda de electricidad basadas en escenarios alternativos de desenvolvimiento. Estas proyecciones, junto con las disponibilidades, vida útil y costos unitarios de los recursos existentes, permiten estimar las necesidades de recursos adicionales. El término recurso a que se refiere es la inversión o cualquier actividad que realice la concesionaria para atender las necesidades energéticas de los consumidores incluyendo centrales de energía eléctrica, contratos para compra de electricidad a otras organizaciones o concesionarias, programas de gestión del lado de la demanda etc. Las categorías de usos finales de energía empleadas en las proyecciones de la demanda deben concordar con los programas de gestión de lado de la demanda [1].

La concesionaria debe entonces analizar una amplia gama de alternativas para atender las proyecciones de la demanda energética, incluyendo opciones de oferta, acciones sobre la demanda, destacándose las tarifas como una alternativa, optimización de redes de transmisión y distribución etc.

1.4. Presentación del Caso de Aplicación.

El Ecuador tiene una superficie aproximada de 270.000 Km², una población estimada, a diciembre de 1997, de 11'937.000 habitantes; la inflación en ese año fue de 30,6 %, medida con base al índice de precios al consumidor urbano; y, la tasa de incremento del producto interno bruto con relación al año 3,1 %[2].

El sistema eléctrico ecuatoriano tiene actualmente un modo de operación basado en la ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) que fue aprobada por el Congreso Nacional el 18 de septiembre de 1998 y que es analizada en forma detallada en el capítulo cinco, pero que en esencia dispone.

Separar las funciones normativas y reguladoras de las operativas y mercantiles. Las primeras serán ejecutadas por el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) dependiente de la Presidencia de la República, y las operativas y mercantiles con criterio empresarial en la cual la expansión del sector correría a cargo del sector privado. El estado no estaría impedido de participar de estas actividades pero solo en circunstancias donde el sector privado no pueda o no quiera.

Las normas legales, reglamentos y otros procedimientos técnico administrativos que deba emplear el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) para llevar a cabo sus actividades reguladoras y normativas serán transparentes y de amplio conocimiento de todos los protagonistas del sector.

No se garantizará para los generadores actuales y futuros ni mercado ni precio para el suministro de potencia y energía que produzcan, sino que tendrán toda la libertad para negociar con empresas eléctricas y grandes usuarios los montos de suministro y los precios correspondientes. Lo que no sea negociado de esta manera será colocado a disposición del Centro Nacional de Despacho de Carga que se encargara de la administración de un mercado mayorista de electricidad.

Las actividades de generación, transmisión y distribución serán concedidas por el Consejo Nacional de Electricidad mediante los procedimientos establecidos en la Nueva Ley y sus reglamentos.

Las tarifas a nivel de cliente final serán aprobadas por el CONELEC y comprenderá la suma de los costos de generación, transmisión y distribución. Si algún tipo de trato preferencial o subsidio amerite, este será manejado y financiado directamente por el Estado. Los precios que se fijen para las diferentes etapas funcionales no contendrán ningún tipo de trato preferencial o subsidio.

“En el Ecuador se considera que el 79.7% de la población dispone de servicio de energía eléctrica, es decir 9'513.800 habitantes.

El Índice de cobertura de las viviendas que tienen servicio de energía eléctrica en el ámbito urbano alcanza el 95,7 % y en el sector rural el 54,3 %, aproximadamente.

La distribución y comercialización de la energía eléctrica se realiza actualmente por medio de 19 empresas y los sistemas menores de la región Oriental y Galápagos. . De estas empresas, una de ellas, la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc. -EMELEC- es 100 % privada y atiende la ciudad de Guayaquil, que representa alrededor del 32 % de la energía total facturada en el país.

Las demás empresas están constituidas como sociedades anónimas, siendo los accionistas el Fondo de Solidaridad (de conformidad con la LRSF, las acciones que tenía el INECEI, en las empresas de distribución fueron transferidas a esta institución), algunos Municipios, Entidades Públicas y los Consejos Provinciales. En algunas de estas empresas existen accionistas particulares. En la mayoría de estas empresas de distribución, el principal accionista es el Fondo de Solidaridad.

“En 1997, la demanda máxima del Sistema Nacional Interconectado (Sin considerar los sistemas no incorporados), en bornes de generación, ocurrió el miércoles 3 de diciembre y fue de 1.951 MW. En las subestaciones de entrega a las Empresas Eléctricas, esta demanda fue de 1.848 MW. Por tanto, las pérdidas de potencia en el sistema de transmisión y los consumos propios de las plantas generadoras de INECEI, suman 103 MW que representan el 5,3 % .

La energía bruta producida en 1997, también medida en bornes de generación del S.N.I., fue de 10.349 GWh. Durante los meses de enero, febrero, octubre y noviembre de ese año, la demanda de energía eléctrica superó a la oferta, produciéndose racionamientos de energía a escala nacional, estimados en 125 GWh; en consecuencia, la demanda de energía en 1997 se ubica en alrededor de 10.474 GWh. La energía en las subestaciones principales de entrega, fue de 9.768 GWh; por lo tanto, las pérdidas de energía en el Sistema Nacional de Transmisión, más los consumos propios de las centrales del INECEI, suman 581 GWh, es decir el 5,6 % .

La estructura del consumo nacional, durante 1997, fue de 41,5 % para el sector residencial; 15,7 % para el comercial; 25,9 % para el sector industrial; 7,0 % para el alumbrado público; y, 9,7 % para otros suministros.

Se estima que existieron alrededor de 1'871.200 (87,1 %) clientes residenciales, 222.000 (10,3 %) comerciales; 25.700 (1,2 %) industriales; y, 29.100 (1,4 %) en otros sectores.

El total de clientes registrados consumieron 7.804 GWh, por lo cual, el consumo promedio mensual por abonado, se ubica en 303 kWh. Los abonados residenciales tuvieron un consumo promedio unitario de 145 kWh/mes, los comerciales 461 kWh/mes, los

industriales 6.566 kWh/mes; y, los otros abonados, incluyendo el alumbrado público, 3.733 kWh/mes.

El consumo anual por habitante alcanza 655 kWh, cifra que ubica al Ecuador entre los de menor consumo por habitante de América Latina, lo que refleja el bajo grado de industrialización del país.

La potencia efectiva disponible en el país a fines de 1997, en escenario de disponibilidad crítica, fue de 2.873 MW, de los cuales 2.575 MW están interconectados y la diferencia corresponde a autogeneradores, sistemas no incorporados o menores como aquellos de Galápagos, Sucumbíos y otras provincias del nor-oriental ecuatoriano. Conviene recalcar que la máxima demanda de potencia en el sistema interconectado, en el año 1997 fue de 1.951 MW.

De la capacidad de generación efectiva disponible, en el escenario de disponibilidad crítica, a escala nacional, 1.481 MW (52 %) son hidráulicos y 1.392 MW (48 %) térmicos.

La generación bruta en 1997, en bornes de generación, en el S.N.I., alcanzó los 10.296 GWh, de los cuales 6.533 GWh (63%) fueron generados por las plantas hidroeléctricas y 3.763 GWh (37 %) con plantas termoeléctricas. No se cuenta con información sobre la producción de autogeneradores.

Las plantas hidráulicas mayores se encuentran ubicadas en la vertiente amazónica, donde la época lluviosa ocurre generalmente de abril a septiembre y el período seco de octubre a marzo. Por esta razón, los mantenimientos de las plantas térmicas se los programa para la estación lluviosa y los de las unidades hidráulicas para la estación seca.

En las Empresas Eléctricas y en los sistemas menores de propiedad de INECEL, existen varias unidades de generación pequeñas, que no están actualmente operables. Algunas de estas pueden ser rehabilitadas, para lo cual existe un plan que ha venido siendo manejado por INECEL, el mismo que a futuro puede ser concluido por las concesionarias de generación que nazcan de las actuales empresas eléctricas.

El Sistema Nacional de Transmisión –SNT- se encuentra conformado por un anillo a 230 kV, con líneas de doble circuito que unen las subestaciones de Paute, Milagro, Pascuales (Guayaquil), Quevedo, Sto. Domingo, Sta. Rosa (Quito), Totoras (Ambato) y Riobamba. Vincula fundamentalmente el principal centro de generación del país (Paute), con los dos grandes centros de consumo: Quito y Guayaquil. Además, se dispone desde mediados de 1997 de una línea adicional de 230 kV, doble circuito, entre Paute, Pascuales y Trinitaria (Guayaquil), la misma que, junto con las existentes a esa fecha, permiten evacuar sin restricciones, la generación disponible de la central hidroeléctrica Paute.

Del anillo troncal de transmisión de 230 kV se derivan líneas radiales de 138 kV y 69 kV, para enlazar los principales centros de generación y de consumo del país, excepto algunas zonas del oriente y las islas Galápagos, que tienen sistemas aislados.

A diciembre de 1997 el sistema nacional de transmisión estaba conformado por: 1.243 km de líneas de 230 kV, 1.395 km aislados para 138 kV; y, 2.354 MVA de capacidad de transformación OA, en subestaciones de entrega para distribución. Además, las subestaciones de elevación acopladas a las centrales generadoras de INECEL, tienen una capacidad nominal (OA) de 2.479 MVA.

Casi en su totalidad, las líneas de 230 kV y las de 138 kV, han sido construidas en torres de acero galvanizado y conductores ACSR.

La configuración predominante en las subestaciones de 230 kV, es la de doble barra y un disyuntor. En cambio, en 138 kV predomina el esquema de barra principal y transferencia, con algunas excepciones, donde existe doble barra y un disyuntor. El equipamiento de las subestaciones del SNT es de tipo convencional, excepto el de la S/E Policentro y los patios de maniobra de las centrales Paute, Agoyán y Trinitaria, que son de tipo compacto en SF6 “[2].

CAPITULO II

PROYECCION DE LA DEMANDA

Introducción.

El proceso de planificación de la industria Eléctrica inicia con el pronóstico del consumo y la demanda de electricidad. En base del pronóstico de la demanda de electricidad se pueden realizar acciones como retirar o aumentar la generación eléctrica, la capacidad de transmisión y la capacidad de distribución.

Estas decisiones son importantes puesto que la construcción de nuevos equipos e instalaciones, deben ser hechas con dos a diez años de anticipación de las necesidades de una nueva instalación.

El cuadro 2.1 indica los tiempos de anticipación típicos de la anterioridad con la que debe planificarse para la compra e instalación de un nuevo equipo.

EQUIPO	ANTICIPACION
Planta de Carbón	6-10 años
Planta de turbina de combustión.	2-3 años
Línea de transmisión.	2-4 años
Expansión de la distribución.	1-2 años

Cuadro 2.1. Tiempos típicos de anticipación.

Fuente: [3]

Al respecto el pronóstico anual de electricidad y la demanda pico son el punto de partida de un plan de recursos. Cuando este pronóstico es comparado o discutido en un comité de recursos, se determina la cantidad, tiempo, y tipo de recursos que serán necesarios en el futuro para el tiempo que dure el período de planeación.

Un plan eléctrico útil requiere de un horizonte de al menos 10 años en la presente tesis se va a planificar en un período de 14 años. Estas decisiones útiles envuelven un análisis económico de la operación y costo de inversión, para constituirse en el punto de partida de la Planificación Integrada de Recursos.

2.1. Métodos de Proyección de la demanda.

“Los métodos de la proyección de la demanda generalmente tiene un procedimiento difícil y combinan arte con ciencia. Mientras el pronóstico sea una herramienta confiable, la contribución del pronóstico está en el conocimiento del consumo de electricidad y en la comprensión de las vías de uso de electricidad y otras formas de energía.

El mayor problema de los consumidores es respecto a la decisión de compra de electricidad. Los consumidores (clientes) evalúan la electricidad en relación de muchas facetas de necesidades de energía, incluyendo precios, disponibilidad, confiabilidad, conveniencia etc. La precisión del pronóstico requiere que estos y futuros factores sean cuantificados y comprendidos”[3].

Típicamente un pronóstico consta de dos pasos: Primero un pronóstico económico y demográfico, para luego desarrollar un pronóstico del uso de electricidad.

La demanda de electricidad es dependiente en su magnitud y producción de la economía, un crecimiento económico fuerte crea mas trabajo, lo que crea necesidad de mayor uso de energía para las industrias y el comercio en los países, produciendo un incremento del servicio eléctrico ocasionando en los consumidores el uso de mayores cantidades de electricidad.

La segmentación de la figura 2.1 ayuda a comprender el pronóstico de carga. Si el pronóstico económico tiene un error, entonces el pronóstico futuro de carga puede tener un error, es decir un pronóstico preciso requiere una precisión en él pronóstico económico y en el uso de electricidad.

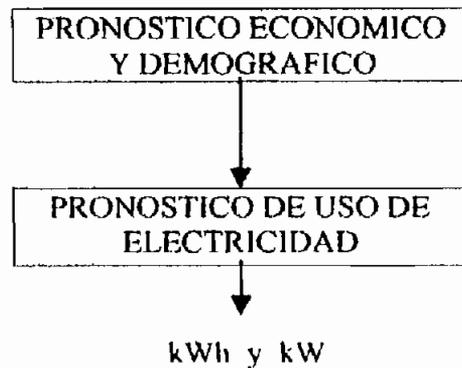


Fig. 2.1. Segmentación del pronóstico de carga

Generalmente los pronósticos de demanda de carga incluye un pronóstico anual de energía (kWh) y la demanda pico anual (kW).

El consumo anual de energía (en kWh) se obtiene integrando la curva de carga durante todo el año.

El pronóstico del pico de la demanda (en kilovatios) se obtiene típicamente por un análisis del factor de carga.

Existen tres métodos usados en el pronóstico de carga (energía):

1. Método de regresión econométrica
2. Método de saturación de aparatos.
3. Métodos de usos finales de energía.

El uso de cada método depende de la confiabilidad de los datos, segmentación de clientes y del grado de detalle requerido.

El análisis de regresión econométrica usa el consumo histórico de energía y los datos económicos para determinar la elasticidad con respecto al consumo. La elasticidad es una medida de como un cliente puede cambiar en el futuro en cuanto a su patrón de compra en respuesta a un cambio en precios, conveniencia, confiabilidad y otros factores.

Basados en la elasticidad de los clientes, y asumiendo que estas actividades no cambien a través del tiempo, el pronóstico de energía se realiza. Este método es ampliamente utilizado en el pronóstico del consumo de energía.

El método de saturación utiliza una metodología de "ingeniería". La investigación de la carga esta realizada para determinar el consumo de clientes con una cierta aplicación (ejemplo: Central de aire acondicionado) y la energía anual típica usada en esa aplicación.

Entonces en base del pronóstico del número de aplicaciones esperadas en el futuro y de los posibles cambios que pueda sufrir en los patrones de uso de la energía eléctrica en el futuro se realiza el pronóstico. Este método es comúnmente usado en el pronóstico del sector residencial.

El método de usos finales de energía es similar al método de saturación excepto que en lugar de usar como base el pronóstico de aparatos, usa como base el uso final del proceso. Por ejemplo este método puede ser usado en el pronóstico del sector comercial. El espacio de piso y los kWh consumidos de los principales aparatos eléctricos por metro cuadrado (espacio de calentadores, cocina luces y auxiliares) es determinado en base de la investigación de carga, luego al realizar el pronóstico del espacio de piso se puede realizar el pronóstico de la venta de energía.

Cada uno de estos métodos tiene su aplicación final muy amplia, cuando los datos de diez a quince años son confiables el método de regresión econométrica es confiable. Cuando la aplicación de uso final es detallada y confiable, entonces este método es práctico. En

algunos casos es aconsejable utilizar un modelo híbrido. Por ejemplo el modelo de regresión puede ser usado para pronosticar el porcentaje de nuevas casas con centrales de aire acondicionado basado en el ingreso disponible por familia. Entonces debería ser usado el modelo de saturación.

2.2. Métodos de Usos Finales de Electricidad.

Introducción.

Los métodos de usos finales de electricidad son métodos basados en la física y la ingeniería y usados en el pronóstico de carga del sector residencial, en algunos casos el sector comercial e industrial.

El concepto básico de la metodología de usos finales es pronosticar el número anual de aparatos consumidores de electricidad y la energía eléctrica consumida por aparato. Empleando estas dos magnitudes se obtiene la cantidad anual de venta de energía.

La metodología de usos finales se aplica para todos los aparatos consumidores de electricidad y el consumo de energía de estos para desarrollar el pronóstico de venta de energía para cada clase de servicio.

Para el sector residencial esta referido a la aplicación del método de saturación. Este método es ampliamente usado y provee conclusiones alrededor de como la electricidad será usada en el futuro por aparato y sector.

Por la importancia que tiene se va a explicar el método de saturación y el método del pronóstico del pico de carga.

Para la planificación integrada de recursos es necesario realizar la proyección del consumo y la demanda utilizando métodos de usos finales sin embargo por no existir estudios concretos sobre la composición por usos finales de la carga que nos permita desarrollar con éxito esta metodología se va a proceder a desarrollar dos escenarios de crecimiento de la demanda, el escenario optimista y pesimista descritos más adelante, para luego utilizar la desagregación de la carga basado en un estudio previo realizado por INECEL [4].

a Método de Saturación.

La Figura. 2.2. presenta un diagrama de flujo de la aplicación del método de saturación.



Fig. 2.2. principales elementos considerados en la proyección de la población por grupo de años.

Cambios en el tamaño y composición de la población produce cambios en el número de hogares. Un incremento en el número de hogares produce la necesidad de nuevas casas y nuevas construcciones. Nuevas casas produce un incremento o saturación (número) de aire acondicionado, lavadoras, secadoras y otros aparatos consumidores de electricidad.

Una simulación del modelo de una casa se usa algunas veces cuando se considera como la electricidad se usa en una residencia.

Procedimiento para el método de saturación.

Se tiene los siguientes pasos:

1. Pronóstico del futuro número de hogares con servicio eléctrico en el territorio
2. Determinar el número común de aplicaciones (niveles de saturación) usando un reporte de censo del departamento de comercio del país o un estudio de mercado independiente. Es tradicionalmente útil conducir aplicaciones de saturación, incluyendo cuestionarios con estratos con una factura mensual.
3. Pronóstico del potencial de nuevos aparatos eléctricos. Al desarrollar un pronóstico es importante tener una visión del consumo de los aparatos en forma confiable y como
4. estos cambiarán en el futuro. Entre los nuevos aparatos consumidores de electricidad tendremos vehículos eléctricos, computadores personales, control y automatización de residencias, etc.
5. La futura penetración de nuevos aparatos es pronosticada con base a una extrapolación del modelo econométrico de aparatos. Por ejemplo, los datos históricos de la central de aire acondicionado con servicio en el territorio puede ser examinado y un análisis de regresión del porcentaje de nuevas casas con centrales de aire acondicionado es una función del ingreso por familia y precio de la electricidad. El retiro de aparatos puede ser pronosticado por que ellos pueden tener un alto (o bajo) consumo de energía con respecto a los nuevos reemplazos.
6. Determinar los kWh usados por aparatos que se encuentran en stock. En Estados Unidos existen instituciones especializadas en investigar y monitorear el consumo y demanda de los equipos eléctricos (Electric Power Research Institute-EPRI), con el fin de crear programas de investigación.
7. Comprende el pronóstico acerca del mejoramiento de eficiencia de los aparatos eléctricos. Esto puede ser desarrollado a través de charlas con los fabricantes de aparatos o a través de análisis de regresión basados en datos históricos sobre 10 a 15 años.
8. El total de venta de energía es pronosticada usando los pasos anteriores.
9. Validación del pronóstico que viene acompañado por la validación sobre cinco o diez años de datos.

El método de saturación para el sector residencial (uso final) es un método muy práctico para el pronóstico de carga. El método es especialmente conducido por análisis de sensibilidad en la construcción de programas de manejo de usos finales” [3].

b. Pronóstico del pico de carga.

El pico de carga se pronostica a partir de la estimación de la venta de energía. El pico de carga es difícil pronosticar directamente de las variables macroeconómicas. Los datos históricos del pico de carga tiene variaciones considerables año a año debido a la sensibilidad del tiempo.

El pico de carga es generalmente obtenido a partir del factor de carga y los kWh de energía total anual pronosticada, o al multiplicar individualmente el factor de carga por cada componente de venta de energía.

el pico de demanda es importante por la utilidad que tiene en la capacidad de planificación, ya que es resultado de la coincidencia eléctrica de todos los aparatos consumidores de

energía eléctrica en los usos finales. El procedimiento general es pronosticar la venta anual de electricidad y entonces calcular el pico de demanda usando el factor de carga o la síntesis de la forma de carga.

La forma simple del pronóstico del pico de carga es usando el factor de carga del sistema que esta definido por:

Factor de carga = demanda de carga promedio/ demanda de carga pico.

$F_c = D/D_{max}$.

factor de carga = kWh anuales de energía / (demanda de carga pico * 8760 h/año)



Fig. 2.3. Procedimiento para estimar el pico de carga.

Demanda de carga pico = kWh anuales de energía/ (8760 h/ año * proyección del factor de carga)

2.3. Proyección de la demanda para el caso ecuatoriano.

Se desarrollan dos escenarios de consumo y demanda de energía, denominados optimista y pesimista, que toman de referencia los escenarios de mayor y menor consumo del documento Plan de Electrificación 1998-2007 [5], y que utilizan la metodología desarrollada por INECEL y presentada a continuación.

La metodología utilizada por INECEL, para la obtención de la demanda se denomina Global Sectorial y considera que el crecimiento de la demanda nacional tiene una componente debido al crecimiento del consumo de los diferentes sectores o tipos de clientes (residencial, comercial, industrial, alumbrado público y otros), y una componente por el ingreso de cargas especiales.

El crecimiento del sector residencial considera como variables para estimación las siguientes: el crecimiento de la población, el número de viviendas existentes, el número de viviendas con servicio eléctrico, el número de abonados residenciales y el consumo final de hogares.

El sector comercial toma como variables explicativas de su crecimiento las siguientes: el crecimiento de los abonados residenciales, el crecimiento del valor agregado comercial y el crecimiento de los abonados comerciales respecto de los residenciales.

El crecimiento del sector industrial se lo estima con la proyección de las denominadas intensidades eléctricas, que relacionan la energía típica requerida para producir una unidad económica, en cada rama de actividad contemplada en el Clasificador Internacional Industrial Uniforme (CIIU).

El crecimiento del alumbrado público considera como variables explicativas de su crecimiento el consumo específico del alumbrado público en relación con el número de abonados residenciales y comerciales. Su proyección se la obtiene como el producto del consumo específico por la proyección del número de abonados.

Para los "otros consumos", su crecimiento se lo determina con base en la elasticidad determinada por la relación del crecimiento de este consumo respecto al crecimiento de los consumos de los sectores residencial, comercial e industrial.

Demanda de energía

La proyección de la demanda nacional de energía al nivel de subestación principal de entrega, que se muestra en el anexo 2.1 (cuadro 1), se la obtiene añadiendo a los consumos anteriormente definidos, las pérdidas de los sistemas de distribución. Para la determinación de los porcentajes de pérdidas se consideran las reducciones de pérdidas técnicas y no técnicas que se esperan obtener en el período de análisis y en consecuencia la incorporación al consumo de un buen porcentaje de las pérdidas no técnicas.

Demanda de potencia

La demanda máxima nacional de potencia, en bornes de generación, se la obtiene aplicando los factores de carga anuales a la demanda de energía prevista en el período de análisis.

INECEL ha efectuado una revisión de la demanda del sistema Nacional Interconectado al nivel de subestación principal de entrega, la cual se presenta en el cuadro 1.

En la proyección de la demanda existen tres escenarios de crecimiento: menor, medio y mayor, en función del crecimiento del producto interno bruto y las metas del nivel de cobertura que se desea alcanzar, adicionalmente en la presente tesis se desarrollan dos escenarios denominados optimista y pesimista que se explican más adelante.

ESCENARIOS DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA

EXPECTATIVA	CRECIMIENTO MENOR (%)	CRECIMIENTO MEDIO (%)	CRECIMIENTO MAYOR (%)
Cobertura Urbana Año 2000	95.5	96.2	96.2
Cobertura Rural Año 2000	53.0	56.6	59.0
Cobertura Nacional Año 2000	80.1	81.8	83.0
PIB Total. Años 1997-2000	3.0	5.0	5.0
Cobertura Urbana Año 2010	96.5	98.0	98.1
Cobertura Rural Año 2010	53.6	65.0	74.8
Cobertura Nacional Año 2010	82.4	87.8	91.2
PIB Total. Años 2000-2010	4.0	6.0	6.0

Las proyecciones contemplan también una disminución gradual de las pérdidas en distribución para llegar al año horizonte del estudio (2020) con pérdidas totales del 10 %.

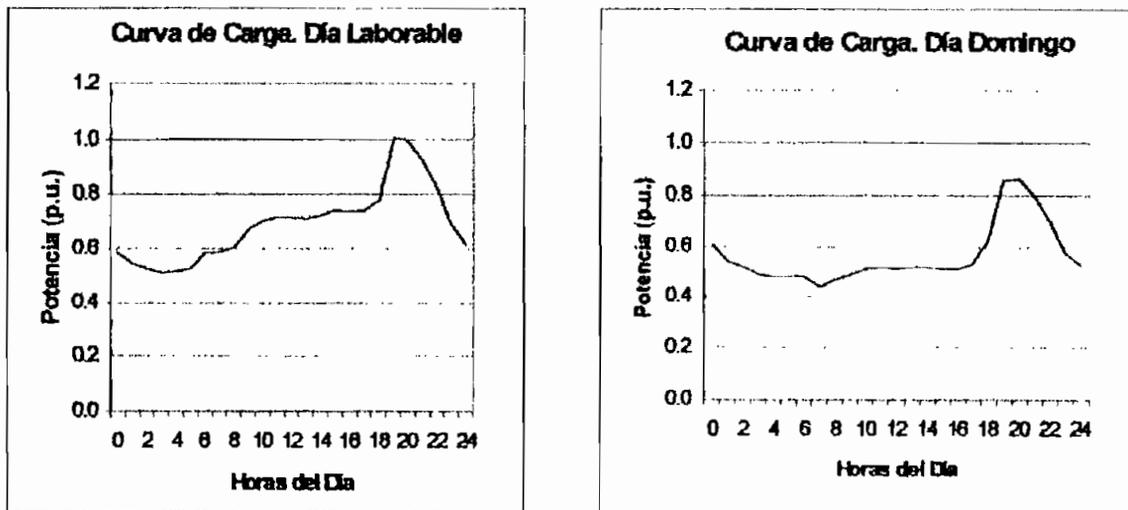
Pronóstico de la Demanda en bornes de Generación

Para encontrar la demanda en bornes de generación se suma a los valores del cuadro 1, los consumos propios de las plantas generadoras y las pérdidas del sistema de transmisión (Se han tomado los porcentajes del año 1997). En los Cuadros 2. y 3 (anexo 2.1) se muestran las proyecciones de energía en bornes de generación y la demanda de potencia.

Curvas de carga diaria y anual

A continuación se muestra la figura 2.4 donde se indican las curvas de carga del SNI para un día laborable (miércoles) y para un día festivo (domingo). La potencia se expresa en por unidad (p.u.) de la máxima del día laborable.

Figura 2.4. Curvas de carga del Sistema Nacional Interconectado.



A continuación presentamos los dos escenarios que van a ser utilizados en la presente tesis, y que sirven de referencia para realizar la planificación integrada de recursos.

Escenario optimista.

Utiliza de referencia el escenario de mayor consumo eléctrico del plan de Electrificación 1998-2007, considera que las pérdidas a nivel de distribución se mantiene al igual que 1997 esto es 20% [5], debido a que no se ha realizado programas que permitan solucionar el problema de pérdidas a nivel de distribución, razón por la cual este escenario no considera una recuperación de las pérdidas y el factor de carga no se presenta muy afectado por la recesión, ver cuadro 2.3.

Escenario Pesimista.

Utiliza de referencia el escenario de menor consumo eléctrico del plan de Electrificación 1998-2007, considera que las pérdidas a nivel de distribución sigue la tendencia que ha presentado hasta la actualidad llegando al 22%[5], este escenario tampoco considera recuperación de pérdidas y el factor de carga se ve afectado por la recesión económica que vive el país, ver cuadro 2.3.

En resumen se presentan las siguientes proyecciones de energía y demanda a nivel de bornes de generación.

Cuadro 2.3. Demanda de energía y potencia en bornes de generación

AÑO	DEMANDA DE ENERGÍA (GWh)			DEMANDA DE POTENCIA (MW)		
	ESCENARIOS			ESCENARIOS		
	HISTORICO	PESIMISTA	OPTIMISTA	HISTORICO	PESIMISTA	OPTIMISTA
1990	6.361,00			1.164,40		
1991	6.988,00			1.245,80		
1992	7.339,00			1.251,80		
1993	7.423,00			1.353,20		
1994	8.117,00			1.479,60		
1995	8.937,00			1.541,70		
1996	9.484,80			1.683,90		
1997	10.474,00			1.847,80		
1998		10.703	11.367		2.036	2.173
1999		11.075	12.213		2.180	2.404
2000		11.565	13.113		2.276	2.581
2001		12.220	14.112		2.405	2.731
2002		12.947	15.168		2.548	2.935
2003		13.653	16.273		2.642	3.096
2004		14.364	17.423		2.779	3.315
2005		15.087	18.642		2.919	3.547
2006		15.951	19.951		3.086	3.796
2007		16.823	21.395		3.201	3.927
2008		17.713	22.971		3.370	4.196
2009		18.633	24.671		3.545	4.485
2010		19.607	26.494		3.730	4.793
2011		20.620	28.461		3.904	5.125
2012		21.672	30.562		4.096	5.477
2013		22.746	32.804		4.292	5.860
2014		23.871	35.196		4.504	6.258

Estructura del consumo por usos finales.

Como se mencionó anteriormente en el país no existen estudios concretos que nos permitan llegar a realizar pronósticos del consumo y la demanda utilizando métodos de usos finales descritos en el presente capítulo, esto es (refrigeración, calentamiento de agua, fuerza motriz, etc.), razón por la cual se va a utilizar los estudios del documento realizado por INECEL sobre Administración de la Demanda y Uso Racional de la energía [4], para poder inferir sobre dichas características del consumo.

Consideraciones.

A continuación detallamos una serie de consideraciones que nos permiten inferir las características del consumo y demanda por usos finales de electricidad.

- Considerar el tipo de consumo eléctrico dividido en dos grandes regiones: Costa y Sierra.
- Las características del consumo eléctrico de las empresas eléctricas de distribución agrupadas en la región sierra y costa son de similares características (ver anexo 2.1).
- Existen la Empresa Eléctrica Quito en la Sierra y Emelec en la costa cuyas características de consumo y demanda son representativas de cada una de las regiones.
- Las mencionadas empresas eléctricas tienen los más altos consumos y demandas del país, por lo tanto constituyen los dos grandes centros de carga del sistema eléctrico ecuatoriano.
- La Estructura del consumo y demanda de dicho estudio se mantiene constante hacia el futuro.
- De existir variaciones en el consumo y demanda (por ejemplo por el uso de computadoras y otros aparatos eléctricos), estos no influenciarán en los resultados finales.
- La caracterización de la carga se la realiza por sectores de consumo (Residencial, comercial, industrial y otros), tanto por la Región Sierra como en la Costa.

Estructura del consumo.**Sector Residencial****Sierra.**

El 60% de la energía que se consume en la región Sierra esta destinado principalmente a la refrigeración de alimentos y al calentamiento de agua combinados. Seguido de una quinta parte que esta destinado a la iluminación, y sólo una veintava parte en cocción y preparación de alimentos. Es decir que la refrigeración, el calentamiento de agua y la iluminación en conjunto son los usos finales más importantes de energía eléctrica con el 80% del consumo residencial de la Sierra.

Costa.

Casi el 50% de la energía consumida en la región Costa se destina a la refrigeración de alimentos, la sexta parte se dedica a la iluminación, la séptima parte se dedica al aire acondicionado, y la décima parte se dedica en cocción preparación de alimentos, lo que podemos concluir de la refrigeración, la iluminación, el aire acondicionado y la cocción, representan los usos finales más importantes de la energía eléctrica con el 86% del consumo residencial de la Costa.

Sector Comercial.**Sierra**

Podemos observar en la figura que aproximadamente el 50% de la energía eléctrica del sector comercial con demanda se utiliza en iluminación, constituyéndose en el elemento más importante de consumo, le siguen la refrigeración con el 15% y otros con el 20%.

Costa.

Podemos observar en la figura que la iluminación con el 40%, seguida por la fuerza motriz con el 30% y el aire acondicionado con 15% constituyen los principales elementos de consumo de energía eléctrica del sector comercial con demanda de la Costa.

El uso más importante para los clientes comerciales sin demanda (una tercera parte de su consumo) también es la iluminación. Para estos clientes el segundo uso de refrigeración de alimentos 30% ubicándose en el tercer puesto el aire acondicionado 23%. Es decir que la iluminación representa el uso más importante de la energía eléctrica con 37% del consumo comercial total en la Costa.

Sector Industrial y otros.**Sierra.**

De acuerdo a la figura los usos finales de energía eléctrica más importantes son la fuerza motriz con el 85% y la iluminación con el 10%, siendo estas características propias de los sectores industriales.

Costa.

Al igual que en la Sierra la fuerza motriz con el 75% y la iluminación con el 10%, son los usos finales de energía eléctrica más importantes del sector industrial con demanda de la Costa.

Estructura de la demanda.**Sector Residencial.****Sierra.**

Tenemos que el uso final que produce mayor incidencia en la punta del sistema de la Sierra, es la iluminación con un 55% de incidencia seguido por la refrigeración de alimentos 14% y el uso de radio/TV. Todos ellos constituyen los principales elementos de la demanda residencial de la Sierra

Costa.

Al igual que en la Sierra el principal uso final en la punta del sistema en la región Costa es la iluminación con 43%, seguido por la refrigeración de alimentos con 23%, constituyen los principales elementos de la demanda residencial de la Costa.

Sector Comercial.**Sierra.**

En la Sierra la iluminación con 64%, y los usos finales "otros" tienen la participación más importantes en la punta del sistema para el sector comercial sin demanda de la región.

Para los clientes con demanda se estima que la iluminación con el 55% seguida por la fuerza motriz con el 30% son los principales elementos de la demanda de la región.

Costa.

En la Costa la iluminación con 44%, la refrigeración de alimentos y el aire acondicionado tiene participación importante en la punta del sistema, con una contribución de 21 y 22% cada uno en el sector comercial sin demanda.

Para los clientes con demanda la iluminación con un 50% seguida por la fuerza motriz con el 30% son los principales elementos de la demanda de la región.

Sector Industrial y Otros.**Sierra.**

Con respecto a la demanda máxima de los clientes industriales de la sierra a nivel de usos finales se destaca la mayor participación de la fuerza motriz con 90% y la iluminación con el 10%.

Costa.

Con respecto a la demanda máxima de los clientes industriales de la costa a nivel de usos finales se destaca la mayor participación de la fuerza motriz con 85% y la iluminación con el 10%, y, el aire acondicionado con 5%.

El cuadro 2.5 y las figuras 2.5 a 2.10 se presentan la participación global de los usos finales en el consumo de energía eléctrica nacional siendo los principales usos finales de energía eléctrica en el Ecuador la fuerza motriz y la iluminación que representa el 31% y el 25% de consumo total en la Costa el 27 y el 32% en la Sierra y el 29 % y el 28% en el País, respectivamente; le sigue la refrigeración de alimentos con el 22% en la Costa y el 15% en la Sierra y el 19% en el País. A nivel regional se destaca también el calentamiento de agua con la participación del 13% del consumo total en la Sierra y el aire acondicionado con el 11% del consumo en la Costa.

Con respecto a la responsabilidad en el período de carga pico también se destaca la iluminación con el 34 , el 45 y el 39% de la demanda máxima coincidente en la Costa, Sierra y País respectivamente; le sigue la fuerza motriz con el 35%, el 29% y el 33% de la demanda máxima coincidente en la Costa, Sierra y País respectivamente.

CUADRO 2.4. PARTICIPACION DE LOS USOS FINALES EN EL CONSUMO Y DEMANDA COINCIDENTE, NIVEL PAIS 1993.

USO FINALES	COSTA		SIERRA		PAIS	
	CONSUMO	DEMANDA	CONSUMO	DEMANDA	CONSUMO	DEMANDA
ILUMINACION	25.3	33.9	32.11	44.57	28.2	38.6
REFRIGERACION	21.63	10.29	14.68	7.17	18.7	8.9
AGUA CALIENTE	0.47	(*)	13.17	4.11	5.9	1.8
RADIO/T.V.	2.55	3.42	3.36	5.29	2.9	4.3
PREP. ALIMENTOS	3.67	3.58	2.21	1.4	3.1	2.6
FUERZA MOTRIZ	30.61	35	26.74	29.3	29	32.5
CALOR/PROD. VAPOR	0.47	(*)	0.67	0.53	0.5	0.2
AIRE ACONDICIONADO.	10.83	9.78	0.34	(*)	6.4	5.5
OTROS	4.47	4.03	6.72	7.63	5.3	5.6
TOTAL	100	100	100	100	100	100

Fuente [4]

FIG. 2.5 PARTICIPACION DE LOS USOS FINALES EN EL CONSUMO DE ENERGIA REGION COSTA TODOS LOS SECTORES

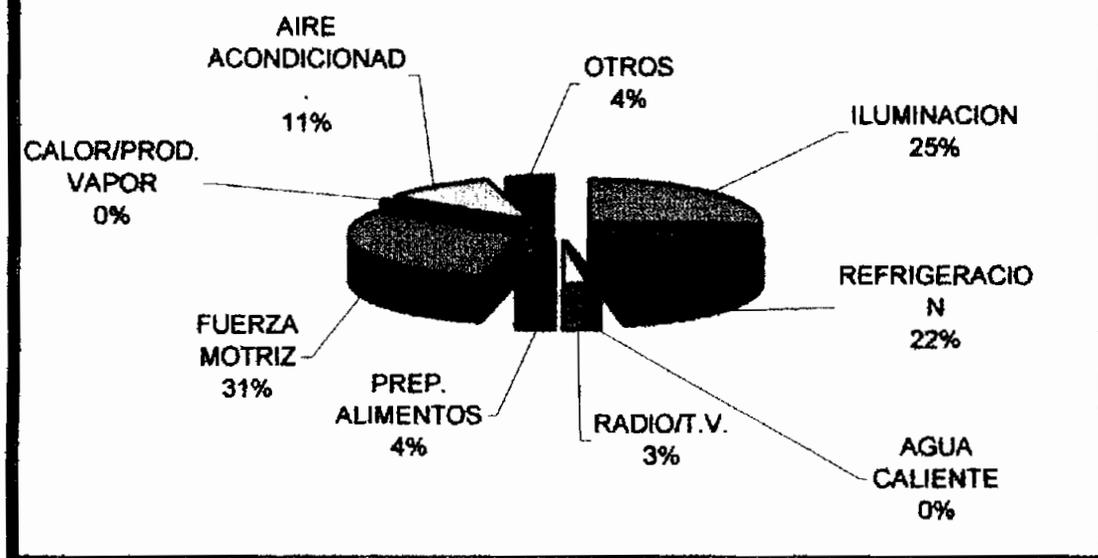


FIG.2.8 PARTICIPACION DE LOS USOS FINALES EN LA DEMANDA DE LA REGION SIERRA TODOS LOS SECTORES

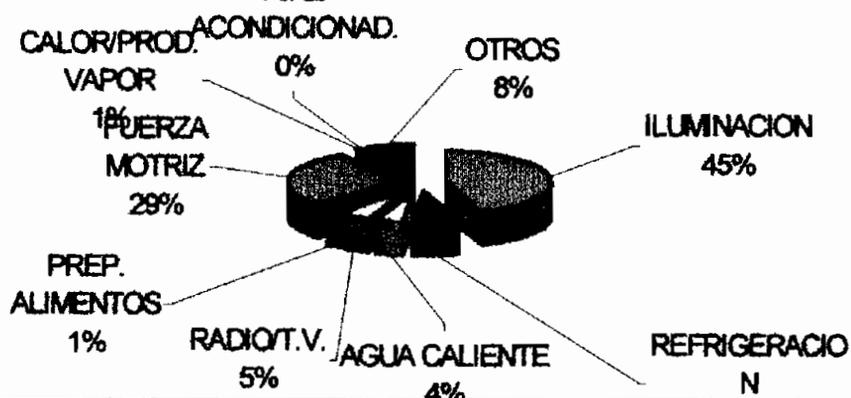


FIG. 2.9 PARTICIPACION DE LOS USO FINALES EN EL CONSUMO DE ENERGIA DEL ECUADOR TODOS LOS SECTORES.

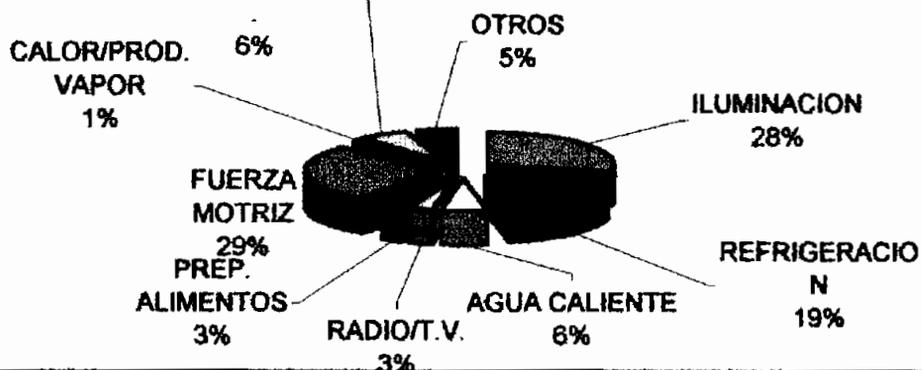
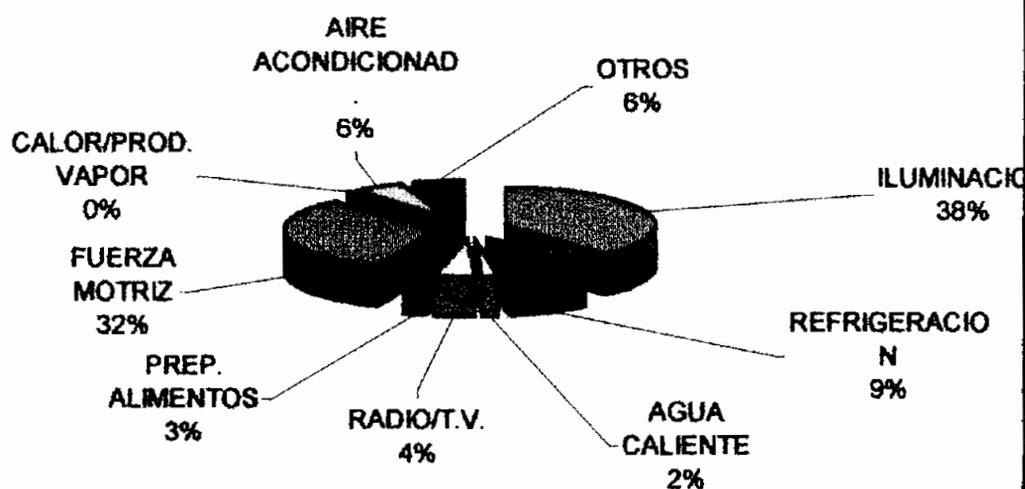


FIG.2,10. PARTICIPACION DE LOS USOS FINALES EN LA DEMANDA DEL ECUADOR TODOS LOS SECTORES



CAPITULO III

RECURSOS DE OFERTA NO TRADICIONALES E IMPACTOS AMBIENTALES.

Introducción.

El capítulo hace un análisis de los conceptos fundamentales en lo que tiene que ver con recursos de oferta no tradicionales para ser usados como fuentes alternas a las centrales convencionales; manejo de la demanda y uso racional de la energía, cogeneración, energía eólica, energía geotérmica para lograr bajar costos de suministro y reducir impactos ambientales, así como el análisis del potencial en el Ecuador.

3.1. Energía Solar.

La energía solar está calificada dentro de los recursos llamados renovables, denominados así porque se recupera y es virtualmente inextinguible en la escala humana y del tiempo.

Dentro de estos recursos se incluyen la biomasa, los recursos hidráulicos, los recursos eólicos, geotérmicos, y la energía de las olas, etc.

Características.

La energía solar como fuente energética presenta como características más peculiares las siguientes:

- Elevada calidad energética
- Pequeño o nulo impacto ecológico
- Inagotable a escala humana.

3.2. Energía Fotovoltáica.

Las células solares fotovoltaicas inicialmente fueron desarrolladas como fuentes de generación eléctrica en satélites artificiales siendo por lo tanto inicialmente un costo elevado, pero a partir de 1973, los costos del sistema se han dividido por 15 en términos constantes.

Igualmente en estos años, el campo de aplicaciones se ha ampliado enormemente, fundamentalmente en instalaciones aisladas dando como resultado un crecimiento del mercado fotovoltaico mundial.

La energía fotovoltaica es una de las formas de captación de la energía solar tal como se observa en la figura 3.1. al utilizarse células solares mediante el efecto fotovoltaico, haciendo posible la transformación de la radiación solar en energía eléctrica.

Según la tecnología actualmente disponible, frente a aplicaciones de elevada potencia de generación que alimenta a la red general de distribución, la energía solar fotovoltaica presenta mayor interés hoy en día para cubrir consumos en lugares aislados especialmente electrificación rural.

Debido a su sencillez, confiabilidad y operatividad la energía fotovoltaica se viene empleando comercialmente para la generación directa en el mismo lugar de la demanda cubriendo pequeños recursos.

Aplicaciones.

Frente a otro tipo de energía la solar fotovoltaica en su aplicación tiene la ventaja de no precisar ningún suministro interior (combustible) y no necesita una presencia especialmente relevante de otro tipo de recursos (agua y viento).

Nuestro país en términos generales cuenta con recursos favorables a nivel general de insolaciones que posibilita llevar a cabo aplicaciones fotovoltaicas.

Las aplicaciones principales de la energía solar fotovoltaica en sistemas autónomos se pueden clasificar en los siguiente grupos:

- Electrificación doméstica y servicios públicos: Viviendas de uso permanente, viviendas de uso temporal, iluminación pública, instalaciones turísticas.
- Aplicaciones agrícolas y ganaderas: Bombeo de aguas, sistemas de riego, iluminación de invernaderos, iluminación de granjas, sistemas de ordeños y refrigeración.

- **Señalización y Comunicaciones**

Durante los últimos años, la tecnología fotovoltaica (FV) para el suministro mínimo de electricidad, para hogares rurales en áreas de población dispersa en el Tercer Mundo, se ha convertido en una alternativa real al suministro tradicional de electricidad. En última instancia, las medidas para introducir esta tecnología tienen que causar una difusión masiva.

Para ello tienen que crearse estructuras para poder cubrir a largo plazo, el requerimiento, sin necesidad de ayuda externa. Para lograr esto se necesita información precisa sobre el producto que se quiere difundir, sobre el grupo meta que se quiere alcanzar, y sobre las estructuras del proceso de implantación que se quiere lograr.

En gran parte, la política anterior de electrificación rural con redes fue un fracaso. Investigaciones recientes del Banco Mundial, sobre 40 proyectos de electrificación rural financiados por el Banco Mundial y por la Usaid (Agencia Estadounidense para el desarrollo Internacional), indican las siguientes características esenciales:

“Los elevados costos de inversión, que crecen continuamente (el costo promedio de conexión es de unos US\$ 552) han aportado significativamente al endeudamiento del sector, o de los países en desarrollo.

Junto con los consumos más bajos (menor a 1 kWh/diario, y factor de carga menor a 0.2) hay elevadas pérdidas técnicas como no-técnicas (15-50%).

Por lo tanto, los ingresos no cubren los costos continuos de operación y mantenimiento de las redes (generalmente solo el 15 al 30% de los costos de suministro), como consecuencia existe un mal mantenimiento de los sistemas”[6].

Incluso en el caso de cobros que cubren los costos, las empresas de electricidad tienen que contar con pérdidas financieras durante los primeros 10 a 15 años.

La escasez de capital resultante provoca apagones caros para otros usuarios, frecuentemente productivos.

Solo en casos excepcionales, se ha comprobado que la electrificación rural ha tenido efectos positivos.

Como resultado de estos descubrimientos, la electrificación con redes en el área rural solo puede ser financiada en forma restrictiva por los bancos de desarrollo, lo que causará un mayor descuido de las condiciones de vida de la población que todavía no está electrificada. Si se quieren considerar alternativas, estas de ninguna manera deben tener efectos similares.

En particular se debe evitar que se produzca un endeudamiento y debilitamiento financiero adicional del sector energético. Una carga extra en los presupuestos estatales solo puede ser aprobada si se puede predecir, con la mayor seguridad, un desarrollo social y económico a largo plazo, garantizando así la rentabilidad de los recursos invertidos. La base argumentativa de las subvenciones estatales, o sea, el fomento de usos productivos de la energía ya no puede tener validez general.

Sin embargo aquella minoría de la población que no puede contar con un suministro energético a través de redes, y que típicamente vive en poblaciones dispersas, tiene necesidad de un suministro mínimo de energía. En parte no satisface este requerimiento del todo (por ejemplo refrigeración), o lo satisface a través del trabajo humano (por ejemplo irrigación), por biomasa disponible localmente (por ejemplo leña), o por velas, kerosene, pilas secas y baterías solares (por ejemplo, iluminación y comunicación). De éstos la electrificación rural de todos modos solo podría cubrir una parte.

En el anexo 3.1 se explica ciertas tecnologías fotovoltaicas entre ellas un diagrama de los Sistemas Solares Domésticos (SSD's), la experiencia de Bolivia sobre el enfoque del "System Management" como estrategia de difusión de los Sistemas Solares Domésticos, y que puede ser utilizada con mucho éxito en nuestro país.

3.3. Energía Eólica.

La energía eólica es el constitutivo de la energía cinética del viento, siendo el viento el desplazamiento horizontal de las capas bajas de la atmósfera, se expresa en velocidad y rumbo, depende directamente de la radiación solar y la diferencia de la respuesta térmica de las superficies que la reciben.

Dentro de las posibilidades energéticas y medio ambientales de las distintas formas de energías renovables, la EOLICA por su carácter limpio e inagotable permite un gran desarrollo como recurso endógeno en aquellas áreas que cuentan con el potencial necesario para su aplicación.

Aplicaciones.

La energía del viento debido a normas meteorológicas se mide en kWh/m², en una superficie virtual perpendicular al flujo y con centro a 10 metros del suelo y es función del peso específico del aire, la velocidad del viento al cubo y el tiempo durante el cual se tiene dicha velocidad.

Se tienen algunas limitaciones técnicas al convertir la energía eólica en energía mecánica como son:

- La posibilidad de extraer toda la energía cinética del viento, la cual implicaría ampliar el flujo, existiendo un coeficiente óptimo del 59.3%, de extracción de energía.
- El hecho de que toda máquina eólica tiene una velocidad de arranque bajo la cual no funciona, y una velocidad máxima de operación, sobre la cual puede destruirse el rotor.
- La frecuencia del motor dentro del rango de velocidades de operación.
- La imposibilidad de utilizar toda la superficie que dispone de vientos adecuados.

Sin embargo de esto el aprovechamiento de la energía eólica se lo realiza mediante el empleo de "aeroturbinas", que pueden ser de diversos tamaños y potencias, instalándose individualmente y en forma colectiva recibiendo en este último caso la denominación de parque eólico.

Una instalación eólica esta constituida por un conjunto de equipos necesarios para transformar la energía disponible, normalmente a eléctrica o mecánica, según se empleen aerogeneradores o aerobombas respectivamente.

Generalmente estas instalaciones cuentan en el caso de los aerogeneradores para producción eléctrica, con un centro de transformación y conexión a la red o al consumo directo.

El tipo de instalación depende fundamentalmente de las necesidades energéticas del usuario del potencial eólico en el emplazamiento y de la disponibilidad de tener para satisfacer las necesidades energéticas.

Dentro de las formas habituales de aprovechamiento de energía eólica se pueden distinguir dos tipos de instalaciones claramente definidas.

- Instalaciones cuyo objetivo es verter energía eléctrica a la red de distribución: se trata de parques eólicos de dimensión variadas conectadas en alta tensión a la red eléctrica de distribución o bien instalaciones menores con un aerogenerador de media potencia (de 100 kW o 125 kW), usualmente conectados a la red de distribución a media tensión.
- Instalaciones no conectadas a la red, normalmente de pequeña potencia, cuyo servicio es el bombeo o electrificación de viviendas aisladas, bien por si misma o acompañadas de otros sistemas: fotovoltaico o diesel.

Instalaciones eólicas conectadas a la red.

Esta aplicación es la mas frecuente por las siguientes razones:

- Permite un mayor aprovechamiento industrial de la energía capturada del viento.
- La red eléctrica a la que se interconectan los aerogeneradores actúa de acumulador y permite el envío de la energía generada a centros de consumo alejados.
- El mercado existente ofrece expectativas de crecimiento importantes mostrando el sector de bienes de equipo gran interés de desarrollo.
- El tamaño de la instalación puede modularse en función de las necesidades energéticas siendo un carácter limitante el suelo disponible.
- Existe una amplia gama de aerogeneradores comerciales en un amplio rango de potencia unitarias en los que se han comprobado su confiabilidad y seguridad.
- En los países en los que se están realizando este tipo de instalaciones existen leyes que garantizan la venta de electricidad a la red de distribución con precios mas o menos estables, lo que estimula la participación de inversiones privadas.

Esta clasificación permite globalmente y a nivel general plantear las diferentes tecnologías de generación eléctrica y de acumulación de la energía, actuación necesaria debido a la variación de frecuencia de aparición o desaparición del viento útil. En la fig. 3.2 se ofrece una síntesis de las aplicaciones más usuales de la energía eólica.

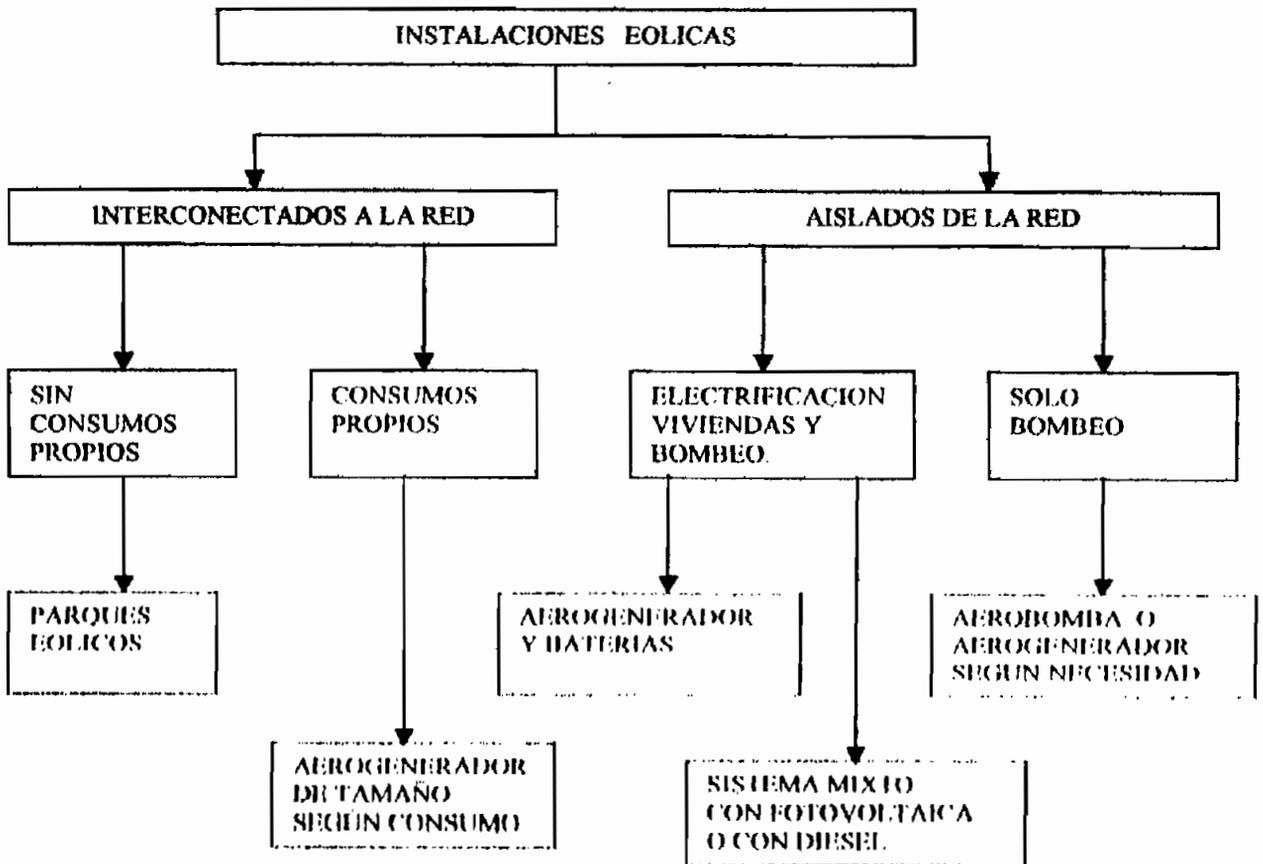


Fig. 3.2 Aplicaciones usuales de la energía eólica.

3.4 Energía Geotérmica.

La energía geotérmica es el calor que hay en el interior de la tierra creado por fuentes de energía resultantes del ardiente magma allí existentes. El calor se despiden por medio de la descomposición radioactiva de los minerales, la fricción interior etc.

Las indicaciones más evidentes que hay en la superficie son los manantiales de aguas termales, los géiseres y las fumarolas. Con las tecnologías de hoy, el calor de la tierra solo se puede utilizar por medio del agua en forma de vapor y de agua caliente a presión y para generar electricidad, con base de turbinas de vapor convencionales.

Aplicaciones.

Las fuentes geotérmicas son especialmente atractivas desde el punto de vista económico, en primer lugar constituyen un suministro de energía del que se puede depender todo el año de día y de noche.

Por esta razón supera a la energía solar y a la fuerza del viento que son intermitente y disponible limitadamente durante el año; comparada con los combustibles, tienen la ventaja de su duración, de una mayor aceptación ambiental y de menores costos de producción.

El primer campo geotérmico todavía produce a plena capacidad 70 años después que empezó a producir.

La perforación geotérmica, aunque más costosa que la perforación petrolera, ya no requiere una profunda perforación y así resulta que un pozo termal cuesta menos por metro, generalmente que un pozo petrolero.

Una estación geotermal no tiene cildera, ni capacidad de almacenaje de combustible, en consecuencia las inversiones por kilovatio de capacidad de una estación de energía geotermal son normalmente mas bajas que toda otra forma de generar electricidad, excepto la turbina de gasolina, sin embargo las turbinas de gasolina consumen combustible costoso.

La única limitación en cuanto a los recursos geotermales radica en su carácter local. A causa de la naturaleza de su funcionamiento la planta de energía geotérmica hay que construirla cerca de un campo geotermal. La electricidad obtenida puede ser transmitida a distancias considerables.

3.5. Cogeneración.

Desde los primeros días de la revolución Industrial, el concepto básico de la generación eléctrica consiste en quemar combustibles en motores diesel/otto, turbinas de gas y calderas de vapor y convertir la potencia en el eje en energía eléctrica mediante un generador o dínamo. A partir del generador eléctrico, la energía generada se suministra a la red para su distribución a los consumidores. Cualquier requerimiento de energía térmica para los consumidores se produce de manera separada en la misma planta. Por décadas, las plantas industriales que requieren vapor han utilizado la energía térmica en las turbinas para producir energía eléctrica en directa proporción a su requerimiento de vapor, este proceso se llama cogeneración.

“La cogeneración es básicamente un concepto que busca la producción secuencial de electricidad y calor o trabajo útil a partir del mismo combustible. En efecto, el sistema requiere de menos energía primaria para cumplir las dos funciones, en comparación con la producción separada de electricidad y energía térmica. Actualmente cada vez más empresas eléctricas y plantas industriales encuentran un concepto económicamente atractivo ya que la inversión en cogeneración puede proporcionar un retorno aceptable y permitirá que el propietario controle con mayor flexibilidad tanto los costos de la energía como su disponibilidad.

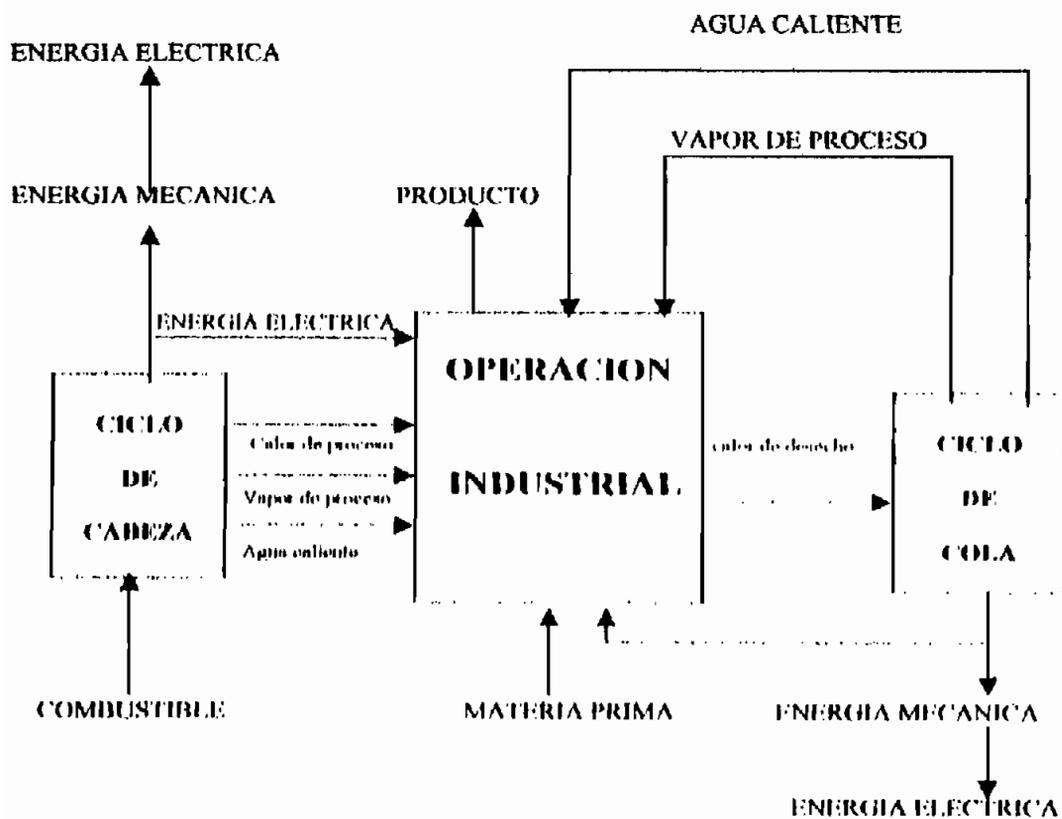
La aplicación del concepto de cogeneración a plantas pequeñas y grandes con una operación que requiere tanto la energía térmica como la eléctrica se considera técnicamente factible y económicamente viable en el corto y largo plazo. Además, se pueden transformar las plantas existentes con un sistema separado para generar calor de proceso y para la generación eléctrica con un costo de inversión modesta en un sistema económico de cogeneración. Esto se puede realizar rehabilitando el sistema actual con un esquema de recuperación de calor de desecho disponible de los gases de escape de una turbina a gas, motor diesel o caldera para producir vapor de baja presión para el calor del proceso.

Los dos conceptos básicos de cogeneración se diferencian según se produce primero la energía eléctrica o la térmica. En sistemas con ciclo de cabeza, la energía eléctrica se genera primero y el calor de escape se utiliza para los procesos industriales, aire acondicionado, calentamiento de agua, y en algunos casos la producción adicional de electricidad.

Por otra, en un sistema de cola, el combustible se quema inicialmente para producir calor de proceso en plantas de fundición de vidrio, altos hornos, etc., con el calor de escape se podrá generar energía eléctrica o mecánica. En la figura 3.3 se presentan los dos tipos fundamentales de sistemas de cogeneración para satisfacer demandas tanto de electricidad así como de calor.

Se puede observar que los sistemas de cabeza frecuentemente se describen en términos del tipo de motor primario, es decir motores diesel, turbinas de gas, ciclo combinado con turbinas a gas y turbinas de vapor. Los dispositivos de conversión energética utilizados en el ciclo de cola son: las calderas de vapor/calor de desecho y motores de ciclo Rankine. Si bien el ciclo de cola tiene la ventaja de proporcionar calor de alta temperatura para los procesos, todas las otras aplicaciones de cogeneración se manejan mejor con los ciclos de cabeza ya que la eficiencia global puede ser mayor”[7].

FIG. 3.3. TIPOS BASICOS DE SISTEMAS DE COGENERACION



Fuente [7].

3.6. Manejo de la Demanda.

El uso eficiente o la conservación de la energía son conceptos ya aplicados por varias décadas en Europa, América del Norte, Japón, Escandinavia, etc, y en varios países en desarrollo. Sin embargo, en los últimos 3 años, el concepto original sufrió transformaciones importantes, principalmente en el sector eléctrico de los Estados Unidos y Canadá.

El nuevo concepto presenta un enfoque distinto, dentro de un mercado más competitivo, al cual debe llegar nuestro país, donde es preponderante alianzas entre los diferentes protagonistas (en especial los clientes, las empresas eléctricas y los proveedores de bienes y servicios) buscando compartir proporcionalmente los beneficios resultantes. Dentro de este nuevo enfoque se creó un inmenso mercado de nuevos productos y servicios con inéditas oportunidades para los sectores público y privado.

Algunas empresas eléctricas de estos países que han logrado reducir el crecimiento previsto en la oferta de energía eléctrica, verificaron que si bien ello conduce a una disminución de las ventas y de sus ingresos brutos en cambio, no produce necesariamente una reducción de los ingresos netos. Mas bien es la oportunidad para un crecimiento seguro y sostenido, con menores impactos ambientales y riesgos financieros, proporcionando una mayor rentabilidad que el simple aumento de ventas, que era la estrategia seguida en el pasado.

Hay diversas denominaciones para este nuevo concepto: gestión por el lado de la demanda, manejo de la demanda (DSM), administración de la carga, etc.

La utilidad de un Manejo de Demanda es principalmente el de reducir el pico de demanda, reducir las necesidades futuras de generación y reducir el alto costo de combustible para servir la demanda pico. Es decir en forma global reducir el pico de carga reduce altamente el costo de la electricidad.

Existen varios métodos útiles para manejar la demanda, como promover programas de conservación de la energía a través de anuncios publicitarios, dar incentivos económicos a los clientes participantes en los distintos programas, etc. Los resultados de estos programas ocasionan un cambio en los patrones de uso de electricidad produciendo de esta manera un beneficio neto a la sociedad.

El manejo de la demanda puede ser dirigido en dos direcciones, el control directo de la carga y el control indirecto de la carga.

El control directo de carga es dirigido directamente a realizar desconexiones, o reconexiones, para modificar la operación en los usos finales de los aparatos eléctricos.

El control indirecto de carga es dirigido vía una estructura eléctrica a animar o realizar cambios en el uso de la carga. Se puede usar tarifas diarias, estacionales (invierno, verano), usar dos o tres rangos o periodos por día, con cantidades dos o tres veces mas caras durante el pico de estación y/o periodos diarios, entonces durante el periodo no pico pueden inducir en el tiempo a desviar el consumo de electricidad.

La implementación de un manejo de demanda requiere de un equipo adicional en el sitio de los clientes para realizar el control directo de carga o sistemas de medida mas detallados en el control indirecto de carga. En el sector residencial el costo de instalar el equipo cuesta de \$ 100 a \$ 300 dólares por cliente [3].

3.7. Potencial de estos Recursos para el Ecuador.

Dentro de la planificación integrada de recursos es, muy importante conocer la evaluación de recursos no tradicionales, lamentablemente en nuestro país no existe un catalogo importante que nos permita determinar con exactitud dichos recursos, sin embargo de estudios realizados podemos sacar las siguientes conclusiones:

La comunidad ecuatoriana en el sentido más amplio posible comprende que la expansión de un sistema productivo, incrementa la contaminación, especialmente la producción de gases de efecto invernadero. La cadena de producción, conversión y distribución de energía, se considera actualmente como un problema y no como un factor de progreso como ocurría en el pasado.

Si bien una planta de energía puede constituir un símbolo de progreso y desarrollo de un país no es menos cierto que estos acarream una serie de problemas entre los que podemos mencionar:

- Necesidad de moneda fuerte para importación de combustibles o repuestos
- Aumento en la deuda externa
- Mayor nivel de contaminantes del aire o de los cursos del agua
- Incremento en el monto de los subsidios.

En definitiva, el aumento de la oferta de energía ha dejado de ser considerado solo como la tradicional fuente de beneficios, es por esta razón que el Ecuador debe buscar en los recursos de oferta no tradicionales, la principal fuente de recursos energéticos a desarrollar.

El uso de Fuentes Alternas de Energía en el Ecuador presenta aspectos importantes como son la sustitución de hidrocarburos y ahorro de divisas, diversificación de fuentes primarias y uso de recursos naturales propios, mayor aportación de recursos humanos, tecnológicos e industriales de nuestro país, apoya el desarrollo rural, elevación del nivel de vida y mejor aprovechamiento de la potencia existente.

Potencial eólico del Ecuador.

En el país existe poca información que permita cuantificar el potencial de este recurso, sin embargo por algunos datos meteorológicos se puede utilizar el viento para bombeo de agua y la generación de electricidad.

Tomando como base la información de las estaciones meteorológicas en el país tenemos regiones muy favorecidas por el recurso eólico, entre las cuales están Las Islas Galápagos, El Angel en la provincia del Carchi, Olmedo y Machachi en la Provincia de Pichincha y Cotopaxi con velocidades superiores a 5 m/s [4].

Para aplicaciones prácticas, es necesario disponer de velocidades mínimas 5 m/s para aprovechamiento de generación de energía eléctrica. Con esta velocidad un sistema eólico de 15 m de diámetro proporcionará una potencia de 10 kW .

En el Ecuador la energía eólica no puede ser importante en términos de energía aportada al sistema nacional interconectado sin embargo son importantes en términos de los usos finales siempre y cuando signifiquen alternativas económicamente atractivas.

A continuación se desarrolla una información acerca del proyecto de generación de energía eólica para las islas Galápagos en el que se puede apreciar ventajas propias de este tipo de generación.

“Las islas Galápagos constituye uno de los recursos naturales más grandes del mundo. Es por esta razón que se debe proveer a los habitantes del archipiélago con electricidad confiable, con energía eficiente y limpia de combustibles fósiles, con oferta de energía renovable que mejore la calidad de vida mientras se protege la frágil flora y fauna de las posibles adversidades de un impacto ambiental.”

Entonces el objetivo de un proyecto es la instalación lo más económicamente viable de generadores eléctricos de viento, de manera que la transformación de la energía del viento en energía eléctrica es particularmente atractiva en las islas Galapagos, especialmente en las islas Santa Cruz, San Cristobal, Isabela y Floreana.

Es de reconocer sin embargo que la energía eólica no puede abastecer toda la base de carga debido a las naturales variaciones del viento y a la incertidumbre. Es por esta razón que se debe pensar en un sistema híbrido en el que se combine en forma confiable una combinación de recursos incluyendo energía eólica con gas llevado de petróleo que es totalmente libre de contaminantes.

Existen algunos eventos relacionados con la transportación de diesel para la provisión de los generadores eléctricos que han ocasionado desastres ecológicos que son negativos para el entorno natural de las islas Galápagos, con la realización de este tipo de proyectos la transportación de diesel para generar electricidad desaparecería.

A continuación vamos a enumerar una serie de beneficios que daría la realización de este proyecto:

- Alta confiabilidad de electricidad en cantidades adecuadas y con provisión para el futuro.
- Una reducción de riesgos de accidentes del medio ambiente.
- Virtual eliminación de la polución del aire.
- Utilización de recursos propios de la isla como el viento y otros recursos renovables.

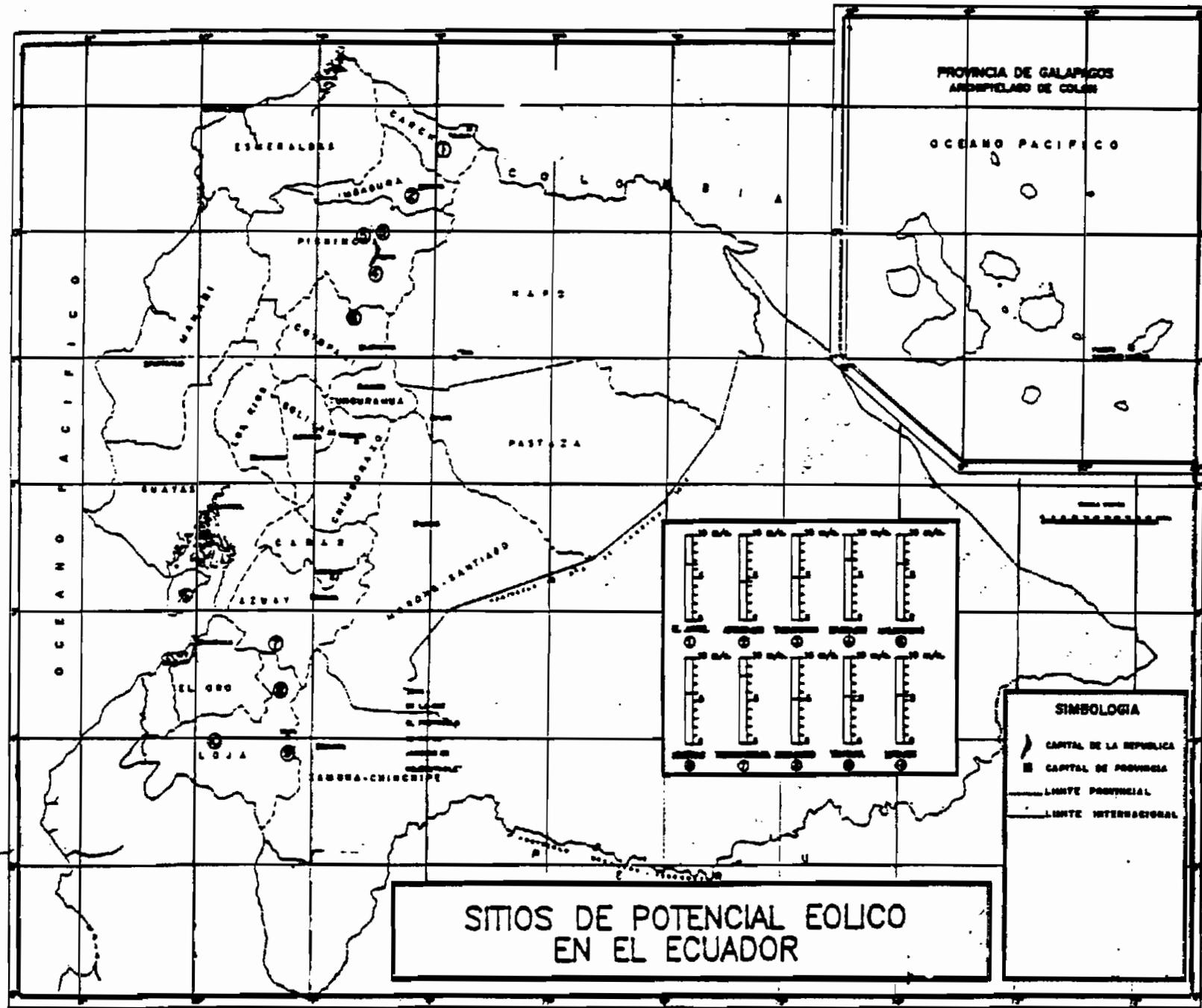
En la pasada década los avances en el uso de la energía eólica han llegado a niveles de confiabilidad de tal manera que abastecen el uno por ciento de la demanda del estado de California. De los estudios se ha podido esperar que aproximadamente el 25% de la demanda de electricidad de las Galápagos puede ser abastecido por el recurso eólico es decir aproximadamente 2.5 Megavatios.

Los parques eólicos tienen varias ventajas medio ambientales respecto a las plantas de tipo convencionales: las plantas eólicas no utilizan ningún tipo de combustible y estos no producen ninguna emisión, no utilizan agua y el uso de la tierra es mínimo, típicamente el 85% al 95% de la tierra ocupada por las turbinas puede ser usada en otras actividades. Los nuevos diseños son virtualmente silenciosos y reciben el apoyo de cualquier órgano regulador y grupos ambientalistas.

Las turbinas de viento pueden traer electricidad desde lugares remotos, donde con vientos moderados se puede generar potencia eléctrica a un mejor costo efectivo que cualquier otra alternativa de recurso.

Desde el establecimiento de plantas eólicas cerca de los años 1980, la tecnología ha avanzado habiendo incrementado la energía de salida, mejora en la disponibilidad, y bajar el costo de instalación”[9].

A continuación se presenta un mapa donde se aprecia los sitios de potencial eólico del Ecuador [8].



Potencial Solar .

Por su ubicación geográfica, el país tiene un gran potencial solar que se puede utilizar en diferentes aplicaciones, como son la climatización de viviendas, secado de productos agrícolas, calentamiento de agua, generación de electricidad a través de sistemas fotovoltaicos entre los más importantes.

Con el fin de calcular el potencial solar del país es necesario recurrir a las mediciones realizadas en las estaciones meteorológicas.

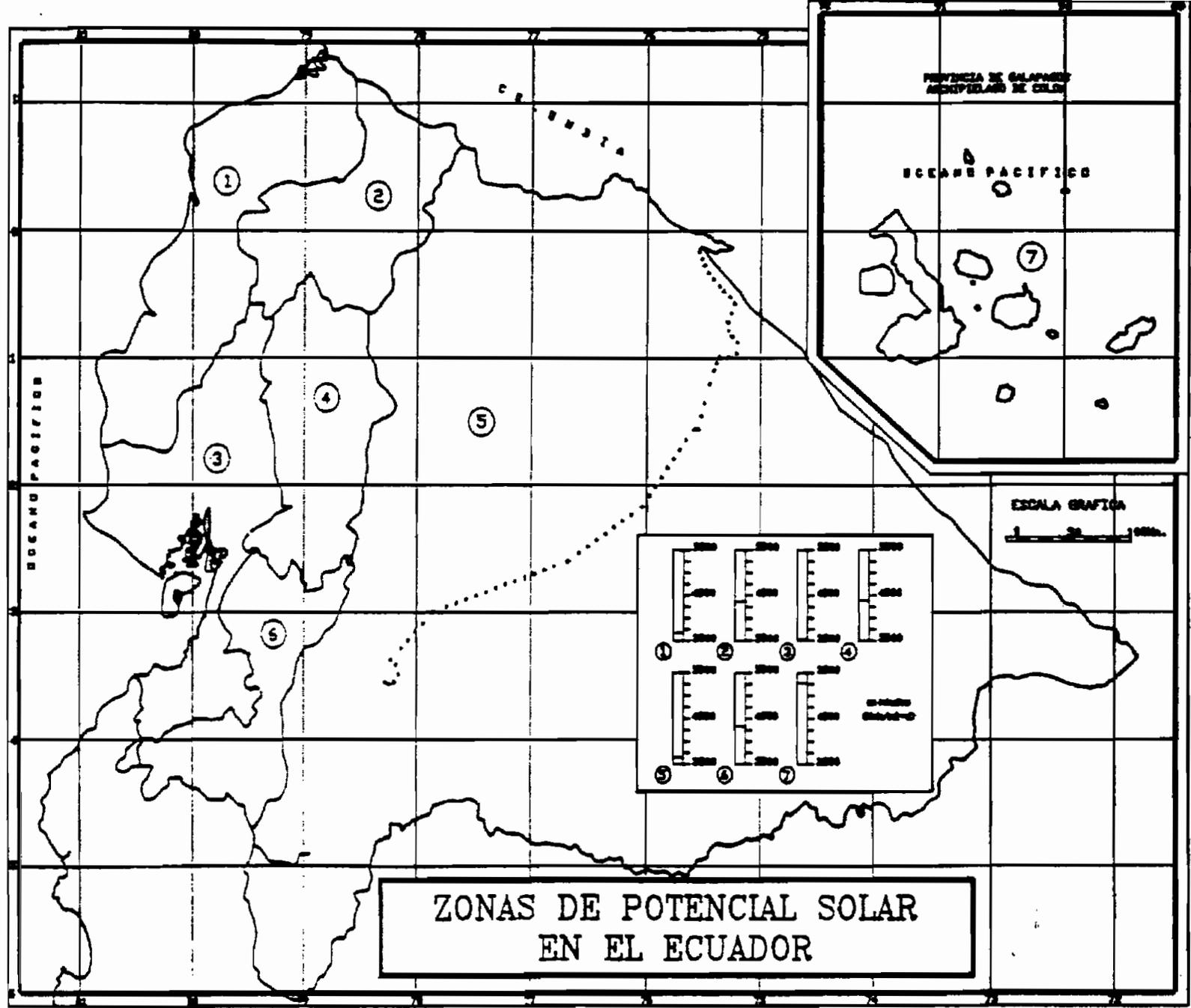
- Radiación solar global diaria a nivel del suelo.
- La duración diaria o mensual de la radiación (radiación directa expresada en horas o en los porcentajes de la duración total del día) heliofania.

De la evaluación de la información de las estaciones de medición, se detecta una falta de datos en algunas zonas del país en las cuales las aplicaciones de la energía solar pueden ser importantes.

Suponiendo un nivel de radiación global de 3 kWh/m² día y la superficie del país en las cuales se tiene 240.000 km², se tendría un potencial de 69.000 millones TEP día. (TEP tonelada equivalente de petróleo = 7.2056 barriles de petróleo BEP).

Analizando los datos de las estaciones meteorológicas se puede determinar que los sitios con mayor nivel de radiación en el país corresponde a la parte norte de la sierra en las provincias de Pichincha e Imbabura, las provincias del Cañar y Chimborazo, provincias de Loja y El Oro, especialmente el sector sur, las Islas Galápagos y la región Occidental de la Provincia de Esmeraldas, Manabí y Guayas, la región menos favorecida por el límite interprovincial entre Pichincha y los Ríos, [8].

A continuación se presenta un mapa de las zonas de mayor incidencia solar del Ecuador. [8]



Potencial de Cogeneración.

En el Ecuador no existe una evaluación del potencial de Cogeneración, sin embargo a nivel regional si bien no existe una evaluación completa del potencial de cogeneración, pero por la información disponible en algunos países se puede concluir que la opción de cogeneración podría aportar de manera significativa a la oferta de energía eléctrica con una demanda de inversión mucho menor a la requerida por los sistemas convencionales.

De los datos disponibles sobre los consumos de combustible en la industria a nivel regional en barriles equivalentes de petróleo, y considerando que dicho combustible se empleará en procesos de cogeneración, con una eficiencia en la generación eléctrica del 30%, el potencial bruto estimado en la Región asciende a un total de 47 000 MW para el año de 1991 [7]. Cabe anotar que haciendo comparaciones con el potencial estimado en forma preliminar obtenido de los países que cuentan con posibilidades de cogeneración, la desviación no es muy grande.

A continuación procedemos a calcular el potencial bruto estimado de cogeneración en el Ecuador utilizando los valores de consumo en la industria de los barriles equivalentes de petróleo (BEP) obtenido de la revista de estadísticas e indicadores económicos de América Latina y el Caribe, considerando que dicho combustible se emplea en procesos de cogeneración con una eficiencia en la generación eléctrica del 30%.

CONSUMO DE ENERGETICOS [MILES DE BEP]	DE INDUSTRIA	TASA DE CRECIMIENTO (%)	DE	CONSUMO DE ENERGETICOS [MILES DE TEP].	DE
• 1995 6916 estadístico[9].		• 1990-1995 2.7 estadístico [9]		• 1995 959.8 estadístico	
• 1999 7693 estimado		• 1995-2000 2.7 estimado.		• 1999 1067.6 estimado.	

Considerando un consumo específico de planta 0.000250 TEP/kWh [10], y un factor de carga del sistema del 60 % procedemos a calcular las posibilidades de energía y potencia.

ENERGIA POR COGENERACION GWh	POTENCIA POR COGENERACION. MW
• 1995 1151.7	• 1995 219.3
• 1999 1251.2 estimado	• 1999 238.1 estimado.

Administración de la Demanda y Uso Racional de la energía (AD&UREE) .

El empleo de equipos poco eficientes, los malos hábitos de consumo de los usuarios de servicio, la obsolescencia del parque industrial, la falta de información e incentivos que permitan la adopción de nuevas tecnologías, y las prácticas tarifarias, que en general han dado señales incorrectas a los clientes del servicio de electricidad, expresan los bajos niveles de eficiencia en el uso de la energía eléctrica.

Esta situación determina la existencia de un importante potencial de ahorro el mismo que se haría efectivo mediante la implantación de programas AD&UREE, con esa alternativa técnica económica las proyecciones de expansión que requieren ingentes capitales para su implementación.

La implantación de medidas AD&UREE permite reducir las necesidades de inversión en la expansión de los sistemas de oferta de energía eléctrica, minimizar los impactos ambientales, y, los riesgos financieros, proporcionando más rentabilidad que con el simple aumento de ventas, incrementar la flexibilidad y la confiabilidad del servicio, proveer beneficios económicos tanto a las empresas eléctricas como a los consumidores y a la sociedad como un conjunto dentro de una estrategia más amplia del sector eléctrico, la cual incluye el efecto combinado de acciones de eficiencia económica y energética que van a ser referidos en el capítulo IV.

Entre las medidas generales de uso eficiente de energía tenemos:

- Cambio de luminarias poco eficientes de usuarios y de alumbrado público.
- Sustitución de refrigeradoras de tecnología obsoleta, por otras más eficientes, al final de su vida útil de las existentes.
- Mejoras en la operación de los tanques para calentamiento de agua, uso de equipos similares más eficientes y calentadores solares.

- Sustitución de equipos de aire acondicionado por otros más eficientes, al final de la vida útil de los existentes.
- Motores eléctricos más eficientes con mejores controles.
- Programa de auditorias energéticas especialmente en grandes industrias.

“De los resultados de este estudio realizado por INECEL, en el caso que todos los programas de AD&UREE fueran implantados se alcanzaría un desplazamiento de 238 MW en los requerimientos de potencia y un ahorro de energía de 422 GWh/año en 15 años de implantación de programas.” [4].

Potencial Geotérmico.

“Uno de los obstáculos que dificulta el desarrollo geotérmico, particularmente dentro del sector eléctrico ecuatoriano, es la ausencia de información sobre el potencial eléctrico que una área geotérmica puede suministrar al sistema. Por esto, los planes de equipamiento del sistema eléctrico ecuatoriano y los inventarios de recursos, no hacen referencia a la geotermia al no haber ningún tipo de estimación del potencial, situación que no sucede con los proyectos hidroeléctricos donde a nivel de inventario se tienen esas estimaciones. Esta situación obligo a reinterpretar la información geocientífica de las áreas que alcanzan el nivel de prefactibilidad, para obtener datos que permitan evaluar su potencial.

Área Útil.

Para el cálculo de la potencia total que puede ser instalada, una vez que ya fue determinada la reserva y la capacidad instalable en cada km² del campo, se realizó una estimación del área en el momento de la evaluación se puede perforar y construir obras civiles al mínimo costo (área topográficamente útil). En este sentido para cada campo se consideraron los siguientes factores:

- Existencia de vías de acceso o posibilidad de construcción de vías a través de terrenos que no presenten dificultades topográficas.
- Presencia de terrenos homogéneos y relativamente planos a cotas inferiores a 4000 m, donde se perfora y se construye la central.

En el caso de Tufiño se identificaron , solamente en el territorio ecuatoriano seis zonas con un área útil total de 4.4 km², comprendidas entre los 3600 y 4000 metros de altura. Para Chachimbiro, el área útil es 3.2 km² distribuidas en cuatro zonas comprendidas entre los 2600 y 3600 metros de altura. Para Chalupas, el área útil es de 12.8 km² distribuidas en siete zonas comprendidas entre los 3620 y 4000 metros de altura.

Resultados.

Los resultados de la evaluación efectuada en Tufiño Chachimbiro y Chalupas respectivamente se pueden agrupar en las siguientes categorías:

Reservas Geotérmicas para uso no eléctrico.

Son las reservas localizadas en la cobertura que pueden ser utilizadas en procesos industriales y agrícolas, (usos directos del calor) No se excluye desde luego la posibilidad de su utilización en la generación eléctrica mediante plantas de ciclo binario, posibilidad no considerada, razón por la cual el factor de conversión de electricidad es cero.

Reservas Geotérmicas para uso eléctrico.

Las reservas calculadas fueron clasificadas en dos grupos, las reservas geotérmicas subeconómicas. El primer grupo corresponde a las reservas que se encuentran en el reservorio (identificadas con técnicas geocientíficas y que pueden ser extraídas a costo competitivo con otras formas de energía).

En el segundo grupo están las Reservas Subeconómicas identificadas en el basamento y profundidades mayores de 200 m. y que por lo tanto sus costos de extracción probablemente no resultarían muy competitivos.

A partir de las reservas económicas se calculó la electricidad que puede ser obtenida convencionalmente, resultados que se presentan en la siguiente tabla. Es necesario aclarar que la energía eléctrica producible fue calculada solamente en los segmentos que tienen temperatura media mayor a 200 °C, lo que conceptualmente corresponde a los recursos de alta entalpia.

En el cuadro 3.1 se puede apreciar los principales datos de potencial geotérmico del Ecuador.

NOMBRE DEL AREA GEOTERMICA	UNID.	TUFIÑO	CHACHIMBIRI	CHALUPAS	TOTAL
SUPERFICIE TOTAL	km ²	38.29	17.28	62.83	
AREA APROVECHABLE	km ²	4.4	3.2	12.8	
PROFUN. MEDIA DEL RESERVORIO	m	1750	1750	1900	
ESPESOR PROMEDIO	m	500	500	400	
TEMPERATURA MEDIA ANUAL	°C	9	14	7	
FUENTES TERMALES PRINCIPALES	°C	53	46	37	
TEMPERATURA MAXIMA ESTIMADA	°C	250	350	300	
TEMPERATURA MEDIA ESTIMADA	°C	207	228	205	
RECURSO GEOTER. BASE ACCESO	J	1.09E+19	5.32E+18	1.43E+19	3.05E+19
RECURSO GEOTER. ECONOMICO	J	8.15E+17	3.99E+17	1.07E+18	2.28E+18
RESERVA GEOTERMICA.	J	1.34E+17	6.55E+16	1.55E+17	3.55E+17
FACTOR DE CONV. A ELECTRICIDAD	%	0.24	0.25	0.24	
ENERGIA PRIMARIA	kWh	8.93E+09	4.55E+09	1.03E+10	2.38E+10
PRODUCTIVIDAD ESPECIFICA.	kWh/km ²	2.33E+08	2.63E+08	1.64E+08	6.60E+08
POTENCIA INSTALABLE.	MW	138	113	283	534

Cuadro 3.1 Potencial Geotérmico del Ecuador.

Fuente [11].

En conclusión se confirma el elevado interés que presentan los recursos geotérmicos para la generación eléctrica, en efecto los resultados de la evaluación del potencial que por primera acción se realiza en las áreas de Tufiño frontera con Colombia (138 MW), Chachimbiro en la provincia de Imbabura (113 MW) y Chalupas en la provincia de Cotopaxi (283MW), indican la posibilidad de contar con un recurso energético que genere una potencia del orden de los 500MW, localizada en los reservorios de las tres áreas mencionadas. Considerando que la disponibilidad de las plantas geotermoelectricas es muy elevada con factores de planta superior al 80%, la potencia neta es siempre disponible por lo que esta energía debe considerarse como primaria " [11].

Repotenciación de Centrales Termoeléctricas.

“Estudios técnico-económicos efectuados desde 1986, determinaron que era conveniente rehabilitar (repotenciar) un paquete de grupos termoeléctricos de los sistemas regionales. A fines de 1992 INECEL inventarió las unidades General Motors y grupos ingleses que ameritaban ser rehabilitados.

El programa de rehabilitación de los grupos termoeléctricos incluye las unidades que operan con combustible Bunker C y que requieren mantenimiento mayor. Los trabajos de las unidades a diesel (General Motors) se emprendieron en octubre de 1992 y se esperaba ejecutarlo durante el año 1993; lamentablemente incumplimientos del contratista adjudicado para proveer los repuestos, no permitieron que se concluya con la rehabilitación total a la fecha prevista, motivo por el cual, INECEL, se vio obligado a suspender los trabajos de rehabilitación hasta adquirir los repuestos adecuados que permitieran garantizar el funcionamiento de estos grupos. Para efectos del presente estudio se considera que están en buen estado de operación, a partir de diciembre de 1996.

A continuación en el cuadro 3.2 se resume el estado del programa de rehabilitación en abril de 1994:

GRUPOS	POTENCIA	
	INSTALADA (kW)	REHABILITADA (kW)
General Motors	86000	76000
Ingleses	50500	17500
Japoneses (Quito)	34230	22900
Otros	234310	
Total	405040	116400

Cuadro 3.2. Repotenciación de Centrales Eléctricas.

Se ha considerado como potencia de rehabilitación, a la de aquellos grupos que estando fuera de servicio, se justifica económicamente su repotenciación. Es importante aclarar que no pertenecen a este concepto los grupos que estando en operación, INECEL, les ha realizado el mantenimiento correctivo programado debido al número de horas de funcionamiento”[12].

Reducción de pérdidas de distribución.

Según el plan de electrificación 1998-2007 del Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) las pérdidas de distribución en 1997 fueron del 20%, coinciden con los estudios realizados en mayo de 1992 por Banco Mundial/Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, Energy Sector Management Assistance Programme (ESMAP) para ayudar al gobierno a mejorar la eficiencia del sector eléctrico en la distribución de electricidad principalmente a través de la reducción de pérdidas.

“La reducción de las pérdidas altas en distribución, tales como las encontradas en el Ecuador es en general totalmente económico cuando se compara con el costo de instalación de nuevas instalaciones de generación y transmisión combinadas con los costos de operación y de combustibles. Las recomendaciones contenidas en este informe señalan las inversiones totales de US\$ 106 millones (US\$94 millones para la reducción de pérdidas técnicas y US\$ 12 millones para la reducción de pérdidas no técnicas). La rentabilidad económica esperada de los proyectos de reducción de pérdidas técnicas generalmente es del orden del 30% y la rentabilidad financiera del 15%. La rentabilidad económica y financiera esperada de los proyectos recomendados para reducción de pérdidas no técnicas es generalmente cercano al 12%.”

Las pérdidas técnicas se presentan principalmente por la resistencia de los cables que transportan electricidad a los consumidores. Estas pueden reducirse invirtiendo en conductores más grandes y reconfigurando el sistema y sus componentes, tales como transformadores y capacitores. Las pérdidas no técnicas se producen por el robo de electricidad y por deficiencias administrativas. Pueden reducirse utilizando un sistema de medición de mejor calidad y seguridad, implementando controles administrativos del personal y los clientes, mejorando el entrenamiento y las políticas del personal, dando servicio a los clientes que no tienen medios legales para obtener electricidad y suministrando vehículos, equipos e instrumentos de prueba.

Mientras que el total de las pérdidas en el sistema de distribución del Ecuador, 20%, se calcula a través de la energía medida, utilizando el balance de energía, es imposible determinar con exactitud la proporción de las pérdidas técnicas y no técnicas. Uno de los objetivos del estudio de ESMAP fue estimar las pérdidas técnicas y no técnicas con mayor precisión e identificar y cuantificar las fuentes que la producen.

Para esto, las cinco empresas de electricidad que participaron en el estudio, INCELT, y ESMAP emprendieron de uno de los más extensos estudios de sistemas de distribución de electricidad. Ciento sesenta y cuatro circuitos de distribución fueron analizados, midiendo el flujo de corriente y simulando su operación en el computador. Sesenta y un transformadores de distribución fueron investigados en campo, realizando mediciones y simulando su operación en el computador. Cerca de quince mil clientes de electricidad fueron investigados y visitados para determinar la incidencia del fraude, errores en medición y problemas administrativos.

Las pérdidas técnicas se calcularon teóricamente utilizando modelos computacionales y las pérdidas no-técnicas se obtuvieron empíricamente usando los resultados de las visitas al campo.

Dado que la suma de las pérdidas técnicas más las pérdidas no-técnicas deben ser igual al total de la medida de las pérdidas para cada empresa, las dos metodologías tienen que coincidir. Por ejemplo si la suma de las pérdidas técnicas calculadas más las pérdidas no-técnicas empíricas es diferente de la total de las pérdidas medidas, hay un error en los cálculos de las pérdidas técnicas o los cálculos de las pérdidas no-técnicas.

Cuadro 3.3. Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

	PERDIDAS MEDIDAS	PERDIDAS NO TECNICAS	PERDIDAS TECNICAS.
GUAYAQUIL	21.3	15.8 (16.7)	5.5
GUAYAS	20.1	11.3 (13.3)	8.8
MANABI	25.6	14.7 (19.2)	10.9
QUITO	18.2	10.6 ()	7.6

La primera columna dando las pérdidas medidas representa las pérdidas actuales en cada sistema, y es calculada como la generación más energía comprada menos ventas de electricidad a clientes. Pérdidas medidas son las cifras más exactas e incluye pérdidas técnicas y no técnicas. No se puede dividir por medición las pérdidas medidas entre las pérdidas técnicas y no-técnicas, como no hay la manera de medir robo e ineficacia administrativa.

La segunda columna dando pérdidas no-técnicas tiene dos cifras: la primera no en paréntesis, es la diferencia entre la columna con las pérdidas medidas menos la última columna con las pérdidas técnicas, y la segunda cifra en paréntesis, es resultado del estudio de los medidores. Como se ve las dos cifras son cercanas, y se decidió que la primera es más representativa que la segunda. No hay dos cifras para Quito, como los resultados de su estudio no eran disponibles al momento de preparar este informe.

Las cifras en la última columna son el resultado de cálculos de ingeniería usando curvas típicas de duración de carga y los parámetros de impedancia de líneas de distribución y transformadores. Los cálculos son exactos y las mediciones de carga y impedancia son exactas, pero como los resultados de los estudios de pérdidas no técnicas, la exactitud de los resultados son dependientes del tamaño de la muestra.

Cuando los resultados estén extendidos al país por completo, se estima que, del total de 20% de pérdidas en la distribución de electricidad, alrededor del 7% son técnicas y 13% no-técnicas.

Por medio del programa recomendado, se espera una reducción en pérdidas técnicas de 2.4 de porcentaje, a un nivel de aproximadamente 4.5% de la energía entregada. Este nivel es típico para redes de distribución de electricidad”[13].

De acuerdo con este estudio podemos evaluar el potencial que se tiene en cuanto a recuperación de pérdidas tanto técnicas como no técnicas, a nivel del Ecuador y son presentadas en los cuadros 3.4. y 3.5.

	%	1997
PERDIDAS TECNICAS RECUPERABLES	2.4	Consumo estadístico 9791.1 GWh Demanda estadística 1847.8 MW. Energía recuperable 234.98 GWh. Potencia recuperable 44.30 MW.
PERDIDAS ADMINISTRATIVAS RECUPERABLES.	11	Energía recuperable 1077.021 GWh.
TOTAL.		1312 GWh

Cuadro 3.4. Recuperación de pérdidas técnicas y no técnicas

	%	2010
PERDIDAS TECNICAS RECUPERABLES	2.4	Consumo estimado 21909 GWh Demanda estimada 3958 MW. Energía recuperable 526 GWh. Potencia recuperable 94 MW.
PERDIDAS ADMINISTRATIVAS RECUPERABLES.	11	Energía recuperable 2410 GWh.
TOTAL		2936 GWh

Cuadro 3.5. Recuperación de pérdidas técnicas y no técnicas estimada al 2010.

De acuerdo al estudio de ESMAP el 2.4 % de las pérdidas técnicas son recuperables y 13% corresponden a errores administrativos sin embargo se asume que el 11% sea recuperable y el 2% se mantenga.

Resumen.

A continuación se presenta el cuadro 3.6. donde se resume el potencial de energía y potencia no tradicional con posibilidades de explotación en nuestro país.

TIPO DE ENERGIA	CANTIDAD	POTENCIA
ENERGIA EOLICA	• Depende del sitio de aplicación	• No determinado
ENERGIA SOLAR	• 3.4 kWh/m ²	
ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	• Depende del sitio de aplicación	
ENERGIA SOLAR TERMICA	• Depende del sitio de aplicación	•
COCGENERACION	• 1241.2 GWh al año 1999.	• 238.1 MW al año 1999
MANEJO DE LA DEMANDA Y USO RACIONAL DE LA ENERGIA	• 606 GWh al año 2010	• 285 MW al año 2010
ENERGIA GEOTERMICA	• 3712 GWh. 85% de disponibilidad	• 534 MW
REPOTENCIACION DE CENTRALES TERMoeLECTRICAS	•	• 116.4 MW
PERDIDAS DE DISTRIBUCION.	• 2936 GWh al año 2010	• 94 MW al año 2010

Cuadro 3.5. Potencial de energía y potencia no tradicional en el Ecuador

CAPITULO IV

INTEGRACION DE RECURSOS NO TRADICIONALES

Introducción

El capítulo hace un análisis del siguiente proceso en la Planificación Integrada de Recursos (PIR) que consiste en considerar de manera conjunta los recursos tanto de la oferta como de la demanda que han superado el proceso de selección. Por lo tanto se da lineamientos generales sobre como usar criterios en la selección del recurso, desarrollo de alternativas del recurso diseñado para cumplir los diferentes objetivos, integración analítica de recursos, como asegurar que los resultados sean internamente consistentes, presentación del ahorro de energía y costos, consideraciones de confiabilidad y margen de reserva, costos medioambientales de producir electricidad y revisión de resultados para luego realizar un modelo de aplicación de recursos no tradicionales al sistema eléctrico ecuatoriano.

4.1. Criterios de Selección de Recursos.

a. Determinación de Recursos de Oferta.

El proceso consiste en examinar todos los rangos de alternativas de oferta, incluyendo el uso de nuevas tecnologías no tradicionales (ejemplo Solar, Fotovoltáica, Eólica, Cogeneración etc.), las categorías tradicionales que incluyen: existencia de generadores propios, los de contrato, extensión de la vida de los generadores, repotenciar o reparar centrales, cambio en el tipo de combustible, construcción de nuevas centrales, compra a otras organizaciones, a productores independientes, mejoramiento en la transmisión y distribución T&D. Estas alternativas incluye diferentes tecnologías, combustibles y recursos propios. Un elemento fundamental en la revisión tanto de las alternativas de oferta como demanda es considerar un número suficientemente amplio de tal manera de que ninguna de estas opciones quede sin haber sido analizada u observada, en la presente tesis se da un enfoque especial a los recursos no tradicionales, puesto que el catalogo de recursos sugerido por INECEL generalmente consideraba otro tipo de alternativas.

Los recursos renovables como la solar-térmica, eólico, geotérmico y fotovoltaico raramente son considerados de una manera que sean solución para el abastecimiento debido a su alto costo, a su tecnología no difundida, a su escaso nivel de estudio a nivel de nuestro país, a la falta de un organismo legal que apoye su difusión, etc., sin embargo en la presente tesis van a ser considerados en los ámbitos más adecuados.

De acuerdo con esta perspectiva, la ejecución de un plan integrado de recursos tiene como requisito necesario la preparación de un adecuado catalogo de ofertas de tal manera de adquirir recursos altamente competitivos. Un plan de recursos tiene que tener una buena información de cuando los nuevos recursos son aplicables, tipo y características de dichos recursos y si estos son compatibles con el sistema existente, así como el máximo precio que se puede pagar por este recurso.

Selección de Recursos.

El análisis de muchas opciones de oferta en la integración de recursos es complicado y lleva un margen de tiempo necesario, por esta razón es necesario realizar una selección previa de tal manera de eliminar ciertas opciones de recursos que son claramente inferiores a otros (menos rentabilidad, menos confiabilidad, más contaminación, etc.).

Las opciones de oferta pueden ser seleccionadas de acuerdo a ciertas características entre las que podemos mencionar: Características de construcción de los generadores (costo y tiempo de instalación, licencia, etc.). Características de operación (costos fijos y variables, costos de mantenimiento, disponibilidad y factor de capacidad, efectos medio ambientales, tiempo de vida del generador) y la transmisión adicional requerida para conectar la fuente con los sistemas de carga.

Estas alternativas de oferta deben ser comparadas con otras curvas características u otros métodos para identificar la manera de proveer capacidad de energía al menor costo en (US\$/kW, o c/kWh). La mayor cantidad de opciones de oferta pueden entonces ponerse a consideración

A continuación se presenta el cuadro 4.1 acerca de los costos de generación para un kWh de energía eléctrica para diferentes tipos de generadores y que nos va a servir para comparar las distintas opciones de generación en el Ecuador.

TIPO DE GENERACION	COSTO [cents/kWh]
Generación fotovoltaica.	30-60
Generación solar térmica.	20-40
Generación mediante olas.	10-20
Generación por Biomasa.	5-15
Generación Eólica.	5-12
Generación por combustibles fósiles.	2-5
Generación Nuclear.	5-12
Generación hidroléctrica.	1-10

Fuente: [3]

Cuadro 4.1. Costos de generación para un kWh.

Nota: Los rangos de pequeñas escalas incluye instalación (ejemplo fotovoltaica) y para grandes centrales (ejemplo nuclear, combustibles fósiles) donde la distribución no esta incluida.

Determinación de Recursos sobre Eficiencia Energética y Manejo de la Demanda.

Es conveniente que, en paralelo con la fijación de recursos de oferta, conducir a través del manejo eficiente de energía, manejo de carga, y el tipo de combustible como una serie de recursos adicionales. Estos programas que se engloban en la denominación Demand-Side Management (DSM), posteriormente son comparados con las opciones de oferta para desarrollar portafolios de recursos para atender las principales necesidades de los clientes. Un requerimiento fundamental en la fijación del DSM es que este debe ser comparable y consistente con cualquier tipo de recurso de oferta tradicional.

Un amplio rango de programas DSM tienen que ser considerados, de tal manera que contengan a todas las clases de clientes (en nuestro país, residencial, comercial, industrial y otros) a todas las clases de usos finales y una variedad de tecnologías tradicionales y emergentes.

Un DSM puede ser ligeramente más costoso bajo condiciones básicas que una oferta tradicional sin embargo hay que tomarlos en cuenta puesto que en análisis posteriores de integración e incertidumbre estos se pueden volver atractivos. Por ejemplo se puede seleccionar un DSM bajo una relación costo beneficio de 0.75

La fijación de un DSM tiene que iniciar con una revisión del rendimiento, si los hubiere, de anteriores DSM. La discusión de cada programa tiene que incluir una descripción del programa, presupuesto anual, la cantidad estimada de ahorro de energía y demanda (y la base de esta estimación), costo efectivo de los programas. La estimación de los efectos en el uso de electricidad se tiene que distinguir entre el ahorro neto y el total*.

Es conveniente presentar como se ha realizado la evaluación y la investigación de mercado que sirvan como soporte acerca del proceso de conocimiento y conducta de los programas existentes, en el presente caso se van a presentar los resultados del estudio realizado por INECEL sobre Administración de la Demanda y Uso Racional de la energía (AD&UREE) [4].

Aplicación al sistema eléctrico ecuatoriano.

En el Ecuador se realizó el estudio sobre AD&UREE mediante un contrato de asesoría firmado entre el INECEL y el Ing. Arnaldo Vieira de Carvalho el 11 de noviembre de 1993 con la participación del equipo responsable de los estudios de la demanda de la Superintendencia de Estudios Económicos Financieros y de Mercado de la Dirección de Planificación y Tarifas de INECEL (DIPLAT), este estudio es considerado en la presente tesis en vista de ser el único documento que considera el abastecimiento de energía desde el punto de vista de la demanda y no necesariamente incrementando la oferta de recursos.

Para la utilización de este trabajo en la presente tesis se va a utilizar como premisa las siguientes consideraciones:

- Que la estructura porcentual del consumo sectorial de energía eléctrica por usos finales se mantiene constante hacia el futuro (analizada en el capítulo 2).
- Que los costos de las distintas medidas por ser evaluadas en dólares (US\$) se mantienen relativamente constantes.

Tomando como marco general la situación del sector eléctrico en los países en desarrollo y las nuevas restricciones ambientales, la opción AD&UREE aparece como el medio más eficaz, desde el punto de vista técnico, social y económico, para contribuir grandemente a la solución de los problemas del sector eléctrico en el futuro cercano, si se quiere mejorar o al menos mantener el nivel de calidad del servicio eléctrico y la vida de la población.

El nuevo concepto presenta una propuesta distinta, dentro de un mercado más competitivo donde es preponderante la alianza entre los diferentes protagonistas (los clientes, las empresas eléctricas, los órganos reguladores, los proveedores de bienes y servicios) buscando una efectiva sinergia y compartir proporcionalmente los beneficios resultantes. Las empresas ya no se limitan a implantar campañas de información sobre conservación de energía, sus acciones ahora también son dirigidas a apoyar técnica y financieramente a sus clientes y a los proveedores de bienes y servicios a fin de que estos efectivamente hagan inversiones para el desarrollo y el empleo de tecnologías de AD&UREE.

A continuación presentamos las medidas sobre Administración de la Demanda y Uso Racional de la Energía tanto en los sectores residencial, comercial, industrial y otros que van a ser consideradas dentro del contexto de DSM.

Sector Residencial.

Refrigeración de Alimentos.

Sustitución por refrigeradores más eficientes.

Esta medida prevee la sustitución de refrigeradores existentes, al final de su vida útil, por otros de mayor eficiencia disponibles en el mercado internacional y los que serán fabricados en el país. Se supone que aquellos que serán desplazados deben ser destruidos o reformado con un aumento sustancial de la eficiencia, a fin de evitar que el esfuerzo de la medida sea inútil.

La evolución de la tecnología de refrigeradores eficientes ha permitido alcanzar importantes reducciones en el consumo de energía tal como se indica en el cuadro 4.2, en donde se presenta los mejoramientos de la eficiencia y reducción del consumo de energía de los artefactos del sector residencial de los Estados Unidos (kWh/año). Dichas mejoras han sido posible gracias a una serie de innovaciones introducidas en los últimos años, aunque todavía existe un gran potencial de opciones de diseño para mejorar su eficiencia como se indica en el cuadro 4.3.

PRODUCTO	STOCK 1986	STOCK 1991	NUEVOS 1991	MAS EFICIENTES 1991	AVANCE TECNOLOGIA
REFRIGERADOR	1450	1200	900	710	200-500
CONGELADOR	1050	810	600	430	200-300
CENTRAL AC	3500	3000	2750	1600	1200-1400
CALEN. ELECTRICOS	4000	3800	3300	1200	800-1000
COCINAS ELECTRICAS	800	770	740	700	400-500
LAVADORAS	1120	1090	1060	920	250-500

Fuente: [14]

Cuadro 4.2. Eficiencia energética electrodomesticos en Estados Unidos (kWh/año)

Los costos de dichas opciones de diseño a nivel del fabricante están indicados en el cuadro 4.4, para el caso de un refrigerador de 18 pies cúbicos (2 puertas, una sobre la otra). Las ventas de este tipo de refrigerador cubren el 70% del mercado de los Estados Unidos. En este cuadro se observa también que para lograr reducir el consumo de este

modelo de refrigerador a la mitad sería necesario un incremento en el costo de fabricación de casi el 60%. Sin embargo solo serían necesarios 2-4% de incremento en el costo de fabricación para lograr una reducción del 18-20% en el consumo de energía eléctrica, o de 11-13% para una reducción de 26-28%.

Los datos básicos considerados para la evaluación económica para este grupo de medidas corresponden a una reducción de 4 W y 220 kWh/cliente-año en la demanda coincidente y en el consumo de refrigeración de alimentos respectivamente para aquellos clientes participantes del estrato 2 (de acuerdo a los resultados de los estudios de AD&UREE los clientes están divididos por estratos los mismos que se presentan en el Anexo 4.1). Ello equivale al 5% de la demanda coincidente y al 25 % del consumo promedio previsto para el uso final de refrigeración de este estrato en la costa. El costo inicial adicional para cada cliente participante es de US\$ 60/participante. El incentivo a los clientes que adopten la medida es de US\$50/participante. Se ha considerado un costo inicial de implantación de la medida (basado en tres medidas simultáneas) de US \$ 5000,00 a un costo anual de US\$ 13750 y un costo adicional de ingreso de US \$1/participante. Los otros casos similares se refieren a variaciones del caso base en términos del estrato de consumo y Región.

Sustitución de Espuma de aislamiento en gabinetes y puertas.
 Mayor grosor de aislamiento de gabinetes y puertas.
 Menor carga de calor de aditamentos a través de la puerta.
 Armazón de doble puerta.
 Aislamiento de espuma mejorada.
 Paneles de aislamiento al vacío.
 Sustitución por compresores de alta eficiencia.
 Descongelador adaptable.
 Mejoras en la eficiencia del ventilador y el motor del ventilador.
 Interruptor para el calentador anti-condensante.
 Calefacción del condensador de gas.
 Mayor área de superficie del evaporador.
 Evaporador híbrido.
 Superficies mejoradas de transferencia de calor.
 Refrigerantes mixtos.
 Válvula de expansión mejorada.
 Válvula de control de fluido.
 Sistema de dos compresores.
 Compresor de velocidad variada.
 Sistema de dos evaporadores de dos fases.
 Uso de corrientes naturales de convección.

Fuente: [15]

Cuadro 4.3. Opciones de diseño para refrigeradores congeladores "Top-Mount auto defrost"

DISEÑO	OPCION DISEÑO	CONSUMO kWh/año	REDUC. ACUM. EN CONSUMO (%)	COSTO US\$	AUM. ACUM. DEL COSTO (%)
0	BASE	955	-	-	-
1	0 + TRANSFERENCIA CALOR DEL EVAPORADOR MEJOR.	936	2	224.1	0.04
2	1+ PUERTA DE "FOAM".	878	8.1	225.55	0.7
3	2+ COMPRESOR 5.05	787	17.6	228.95	2.2
4	3+ PUERTAS 2' DE AISLAM.	763	20.1	232.65	3.9
5	4+ VENTILADOR EFICIENTE.	732	23.4	241.65	7.9
6	5+ AISLAM. LADO 2.6'/2.3' Y POSTERIOR 2.6'	706	26.1	249.1	11.2
7	5+ AISLAM. LADO 3.0'/2.7' Y POSTERIOR 3.0'	690	27.7	253.9	13.1
8	6+ PANELES EVACUADOS	577	39.6	287.65	28.4
9	8+ SIST. DOS COMPRESORES	508	46.8	337.65	50.7
10	9+ DESCONGEL. ADAPTATIVO	490	48.7	353.65	57.9

Fuente: [15]

Cuadro 4.4. Costo para el fabricante y consumo de energía de un refrigerador congelador auto-descongelador "top mount".

Mejoras en la operación de refrigeradores.

Existen alternativas relativas al uso final de refrigeración de alimentos que, en general, no obligaran a ningún cambio de equipos. Están relacionadas al modo de operación de los equipos, incluyendo su mejor ubicación en el hogar, alejado de las influencias de las fuentes de calor o de la radiación solar, observar la limpieza externa e interna y el descarchado con la debida frecuencia, no introducir alimentos calientes, conservar el empaque en buenas condiciones, evitar abrir las puertas excesivamente y ajustar el termostato a 4°C para el refrigerador y -12 °C para los congeladores.

Dichas medidas podrán ser implantadas a través de programas de información y sensibilización, y deberán también involucrar el apoyo de la comunidad. Se ha considerado un costo de ingreso de US\$1.0/participante y un costo inicial de los programas de información de US\$ 10000,00 y un costo anual de US\$ 40000,00 suponiendo que dichos programas sean conducidos simultáneamente con las medidas mencionadas a continuación (Mejoras en los sistemas de iluminación existentes).

El costo adicional de los clientes es de US\$ 8,00 (con excepción del estrato 1) para compra de termómetros para los refrigeradores y congeladores, por ejemplo, sin considerar ningún incentivo directo a los clientes. Este conjunto de medidas tendrá como resultado promedio una reducción de 85 kWh/cliente-año en el consumo de refrigeración de alimentos para aquellos clientes participantes del estrato 2 costa, equivalente al 10% de su consumo en refrigeración.

Iluminación.

a) Sustitución por sistemas de iluminación más adecuados.

Se trata de sustitución de luminarias o bombillos por otros que sean más eficientes, tales como los bombillos halógenos, lamparas incandescentes más eficientes (filmes infrarojos reflectores-IFR), tubos fluorescentes más eficientes o bombillos fluorescentes compactos, reflectores de plata o aluminio de alta reflexión, balasto electrónico de estado sólido de alta frecuencia, etc. En el cuadro 4.5 se presentan algunos tipos de lamparas eficientes y su costo efectivo.

En este conjunto de medidas también esta incluida la sustitución de los sistemas existentes de iluminación por otros, que si bien no están necesariamente compuestos por bombillos o luminarias más eficientes, disminuirán el consumo de energía eléctrica por ser más apropiados para las necesidades que se presentan en el local a ser iluminado. Incluye el cambio por bombillos de menor potencia, de foco concentrado, fluorescentes convencionales, lamparas de alta intensidad, etc.

Los datos básicos considerados para la evaluación económica de este grupo de medidas corresponden al cambio de boquillas incandescentes convencionales por bombillos compactos fluorescentes del estrato 2 de la Costa. Se consideró para el caso básico una reducción de 40 W y 49 kWh/cliente-año en el consumo de iluminación para aquellos clientes participantes. Esto equivale aproximadamente al 30% de la demanda coincidente y al 19% del consumo promedio previsto para el uso final iluminación de este estrato de la Costa.

En el caso alternativo en que se sustituyan bombillos incandescentes convencionales de 100 W por bombillos fluorescentes compactos de 20 W de ahorro el desplazamiento de potencia sería mayor.

El costo inicial adicional para los clientes es de US\$ 15,00/participante. El incentivo a los clientes que adopten la medida es de US\$ 14,00/participante. Se ha considerado el costo inicial de implantación de la medida (basado en tres programas simultáneos) de US\$ 5.000,00 un costo anual de US\$ 13.750,00, y un costo adicional de ingreso de US\$ 0.25/participante. Los otros casos similares se refieren a variaciones del caso base para contemplar otros estratos y los casos de la región Sierra.

TIPO DE LAMP.	LAMP. WATTS	LAMP+BALS WATTS	LUMEN	LUM/W.	VIDA horas	LAMP COS.US\$	BALASTO COS. US\$	CSE US\$/kWh.
INCANDESCENTE SERVICIOS GENERALES								
STANDARD	60	NA	883	14.7	1000	0.52	NA	
AHORRO ENERGIA	52	NA	800	15.4	1000	0.62	NA	0.012
HALOGENO	52	NA	885	17.0	3500	2.41	NA	0.029
FLUORESCENTE COMPACTA	13	16	860	53.8	10000	15	NA	0.027
REFLECTOR INCANDESCENTE								
STANDARD	150	NA	1740	11.6	2000	3.6	NA	
AHORRO ENERGIA	120	NA	1450	12.1	2000	3.89	NA	0.003
HALOGENO	90	NA	1270	14.1	2000	4.98	NA	0.006
REFLECTOR INFRAROJO	60	NA	1200	20.0	2000	6.23	NA	0.008
FLUORESCENTE								
LAMP. STANDARD & BALASTO	40	44	1538	35.0	20000	1.52	5	
LAMP. STAN/BALASTO STAN.	34	39	1399	35.9	20000	2.1	5	0.006
EST. LAMP& BALASTO	34	35	1399	40.0	20000	2.1	7	0.026
LAMP. CATODO RECOR/ST. BAL.	32	32	1333	41.7	20000	2.33	7	0.021
LAMP. 26mm & ST. BALASTO	32	33	1590	48.2	20000	2.45	7.5	0.026
LAMP. 26mm & BALASTO ELEC.	32	28	1590	56.8	20000	2.45	7.5	0.026
LAMP. 26mm&BAL. ELEC+REFLEC.	16	14	1193	85.2	20000	2.45	18.75	0.01
DESCARGAS DE ALTA INTENSIDAD								
MERCURIO CON BALASTO	750	750	15000	20.0	16000	146.73	0	
MERCURIO BALASTO EXTERNO	400	454	17500	38.5	24000	16.16	126.25	0.002
SODIO ALTA PRESION	200	240	19800	82.5	24000	37.83	126.25	0.001
SODIO BAJA PRESION.	135	165	22500	136.4	18000	49.27	126.25	0.003

CSE relativo a lámparas estándar se asume un descuento de 6% del valor real y se asume 2000 horas/año de operación para lámparas incandescentes, 3500 horas/año para fluorescentes y de Alta Intensidad (HID).

Fuente:[14]

Cuadro 4.5. Lámparas eficientes y costo efectivo.

b) Mejoras en la operación de los sistemas de iluminación existentes

Se trata de un conjunto de medidas que, en general, no obligarán a ningún cambio importante de equipos que en su mayoría están relacionadas al modo de utilización de los sistemas existentes de iluminación, incluyendo una mejor ubicación de las luminarias independización de los controles de los circuitos eléctricos, limpieza adecuada, mayor control para desconectar las iluminarias innecesarias, etc. Una variación de este caso podría incluir el uso de los controles horarios automáticos (timers), y sensores de ocupación de bajo costo empleando detectores de sonido y de movimiento.

De forma similar a algunas de las medidas presentadas anteriormente, dicho conjunto de medidas podrá ser implantado a través de programas de información y de sensibilización y deberán involucrar, siempre y cuando sea posible, el apoyo de la comunidad local. Una vez que sus costos de difusión y gestión sean compartidos con otras medidas, su evaluación será considerada conjuntamente con otras medidas similares en el sector residencial.

Se ha considerado un costo inicial de los programas de información y de sensibilización de US\$10.000,00 y un costo anual de US\$ 40.000,00, suponiendo que dichos programas sean conducidos simultáneamente con los similares mencionados anteriormente. Se admite que será necesario inversiones incrementales por parte de los clientes de US \$ 6,00/cliente, un costo adicional de ingreso de US\$ 1,00/participante y no se considera ningún incentivo directo a los clientes (con excepción del estrato 1). Este conjunto de medidas tendrá como resultado una reducción promedio de 25kW/cliente-año en el consumo de iluminación para aquellos clientes participantes del estrato 2, lo que equivale a aproximadamente 10% de su consumo en iluminación.

c) Desarrollar normas de construcción más adecuadas que incluyan aspectos referentes a iluminación.

Se trata de promocionar el desarrollo y la implantación de normas de construcción que tomen en cuenta el tema de la eficiencia de la iluminación. Es necesario involucrar, además del INEN (la institución responsable del desarrollo de normas técnicas en el País), a los demás protagonistas del caso, como por ejemplo a las asociaciones o representantes de los constructores de viviendas, al sector de consultoría en ingeniería, a los usuarios, a los proveedores de equipos etc. Esta medida no fue evaluada a través de la metodología presentada anteriormente por su naturaleza diversa.

Calentamiento de agua

a) Mejoras en la operación de los tanques de acumulación.

De modo similar a las otras medidas presentadas anteriormente, existen alternativas para el uso final del calentamiento de agua residencial que no requieren ningún cambio importante de equipos. Estas se relacionan con la ubicación de los equipos en el hogar, la utilización de programadores tipo "timer", con el mantenimiento de los empaques de los tanques, llaves y grifos, y cuidados tales como el evitar la utilización de agua caliente para fines innecesarios, ajuste del termostato, por ejemplo, a un máximo de 45°C para aquellas aplicaciones donde sea factible. También está incluida en esta clase de medidas el apoyo al uso de cobijas aisladoras (mayor espesor de aislamiento térmico) en los tanques existentes, cuyos resultados han sido importantes en otros países.

Un aspecto importante observado durante las encuestas y mediciones realizadas en el sector residencial fue la importancia de este equipo solamente en la Sierra. Se consideró la instalación de cobijas aisladora y "timer" estimándose una reducción de 94 W y 240 kWh/cliente-año en la demanda coincidente y en el consumo de energía eléctrica para calentamiento de agua para aquellos clientes participantes del estrato 3 en la Sierra. Ello equivale 60% de la demanda coincidente de aquellos clientes que utilizan dicho equipo y al 20% del consumo previsto para el calentamiento de agua en aquel estrato. El costo inicial de implantación de la medida es de US \$10,00/participante. Se ha considerado un costo inicial de implantación de la medida (basado en tres medidas simultáneas) de US\$ 5.000,00, un costo anual de US\$ 13.750,00 y un costo adicional de ingreso de US\$ 1,00/participante.

b) Sustitución por sistemas de calentamiento de agua eléctricos más eficientes

Este conjunto de medidas prevé la sustitución de los tanques de acumulación existentes, al final de su vida útil, por otros sistemas más eficientes disponibles en el mercado, o que permitan mejorar el manejo de la demanda de la potencia, incluyendo el empleo de bombas de calor.

En el cuadro 4.6. están indicados los resultados de una evaluación económica expeditiva comparando sistemas alternativos de calentamiento de agua para condiciones válidas en los Estados Unidos, donde se observa que entre las alternativas eléctricas de calentamiento de agua la bomba de calor presenta los mejores resultados, seguida del sistema de energía solar con respaldo eléctrico. Sin embargo, todas las alternativas no eléctricas (gas/petróleo) presentan costos equivalentes a la mitad de los costos de las alternativas eléctricas, para las condiciones indicadas.

Los datos básicos a ser considerados para la evaluación económica del caso base corresponden a la instalación de una bomba de calor con "timer" lográndose un desplazamiento de 375W y una reducción de 1.200 kWh/cliente-año en la demanda coincidente para aquellos clientes que utilizan tanques de agua caliente y al 30% del consumo previsto para calentamiento de agua para aquellos clientes participantes del estrato 4.

Ello equivale al 100% de la demanda coincidente para aquellos clientes que utilizan agua en aquel estrato de la Sierra. El costo inicial adicional para los clientes es de US 800,00/participante. El incentivo a los clientes que adopten la medida es de US\$ 400,00/participante. Se ha considerado un costo inicial de implantación de la medida (basado en tres medidas simultáneas) de US\$ 5.000,00 un costo anual de US\$ 13.750,00 y un costo adicional de ingreso de US\$ 1,00/participante.

TIPO DE CALENTADOR	EFIC. (%)	COSTO INIC. (US\$)	COSTO DE ENER. (US\$)	VIDA UTIL (AÑOS)	TOTAL (US\$)	VAL. PRE. NETO
ACUMULACION A GAS CONVENCIONAL	55	425	190	13	2895	2107
ACUMULACION A GAS ALTA EFICIENCIA.	60	500	174	13	2762	2040
"FREE STANDING" A PETROLEO	55	1100	228	8	4752	4615
ACUMULACION ELECTRICO CONVENCIONAL	90	425	454	13	6327	4444
ACUMULACION ELECTRICO ALTA EFICIENCIA.	95	500	430	13	6090	4307
DE PASO A GAS	70	650	160	20	2503	1960
DE PASO ELECTRICO (2 UNIDADES)	100	600	404	20	5642	4078
BOMBA DE CALOR ELECTRICA	200	1200	204	13	3852	3006
INDIRECTO CON CALENTADOR EFICIENTE A GAS O PETROLEO	75	700	148	30	2230	1824
SOLAR CON RESPALDO ELECTRICO.		3000	144	20	3822	3783

Fuente: [15]

Cuadro 4.6. Costos del ciclo total del funcionamiento durante 13 años de diferentes clases de calentadores de agua en los EEUU.

c) Sustitución por calentadores solares.

Esta alternativa constituye la aplicación más atractiva de energía solar disponible a la fecha. En general permite ahorrar 50-60% del consumo de energía eléctrica originalmente invertido en calentamiento de agua. Existen barreras en su penetración en el mercado relativas a la falta de información sobre dichos sistemas y su elevado costo de inversión inicial, por lo que se necesitará algún tipo de incentivo por parte de las empresas eléctricas.

También hay que evaluar la disponibilidad de espacio e inexistencia de sombra en el sitio. En el caso que, además, se emplee un controlador automático (timer) es posible desplazar potencia de las horas punta.

Se ha considerado un desplazamiento de 375 W y un ahorro de 1200 kW/cliente-año, por sustitución de un sistema de calentamiento de agua eléctrico por otro solar con apoyo eléctrico y "timer" para el estrato 4 a un costo inicial adicional de US\$ 800,00. El incentivo a los clientes que adopten la medida es de US\$ 400,00/participante. Se ha considerado un costo inicial de implantación de la medida (basado en tres medidas simultáneas) de US\$ 5.000,00 un costo anual US\$ 13.750,00 y un costo adicional de ingreso de US\$ 1,00/participante.

d) Desarrollar normas de construcción más adecuadas que incluyan aspectos referentes a calentamiento de agua.

Se trata de una medida similar a la propuesta para el desarrollo y la implantación de normas de construcción que tomen en cuenta el tema de la eficiencia en la iluminación antes mencionada. En este caso también será necesario involucrar, además del INEN, a los otros protagonistas del caso, como son las asociaciones o representantes de los constructores de viviendas, del sector de consultorías en ingeniería, de los usuarios, de los proveedores de equipos, etc.

Aire acondicionado

a) Sustitución por equipos más eficientes de aire acondicionado.

El uso de aire acondicionado en el sector residencial fue identificado como de importante contribución en el consumo de energía eléctrica solo en la región Costa, conforme lo indicado en el capítulos 2. Se evaluó la medida de apoyar la sustitución de equipos existentes al final de su vida útil por otros de mayor eficiencia

Los datos considerados para el caso base, el cual se refiere al apoyo a la sustitución de equipos de pared convencionales por otros más eficientes corresponden a una reducción de 30W y 250 kWh/cliente-año en la demanda coincidente y en el consumo de energía eléctrica en aire acondicionado para aquellos clientes participantes del estrato 3, lo que corresponden al 30 % de la demanda coincidente y al 60% del consumo debido a este uso final en este estrato. El costo inicial adicional para los clientes es de US\$ 40,00/participante y el incentivo a los clientes que adopten la medida es de US\$ 10,00. Se ha considerado un costo inicial de implantación de la medida (basado en tres medidas simultáneas) de US\$ 5.000,00 un costo anual de US\$ 13.750,00 y un costo adicional de ingreso de US\$ 1,00/participante. Los otros casos similares se refieren a variaciones del caso base para contemplar los estratos 4 y 5.

Sector Comercial

Iluminación

a) Sustitución por sistemas de iluminación más adecuados

Se trata de medidas similares a las indicadas para el sector residencial, adaptables al sector comercial, o sea, considerando la sustitución de luminarias o bombillos halógenos y tubos fluorescentes más eficientes o bombillos fluorescentes compactos.

Los datos básicos considerados para la evaluación económica del caso base corresponden al cambio de bombillos incandescentes convencionales de 60 W por bombillos fluorescentes compactos de 15 W en el estrato 1 sin demanda. En el caso alternativo en que se sustituyan bombillos incandescentes convencionales de 100 W por bombillos fluorescentes compactos de 26 W el ahorro y el desplazamiento de

potencia sería también mayor. Para los demás estratos y para el subsector comercial con demanda, se ha considerado el cambio de tubos fluorescentes convencionales de 40W por otros más eficientes que consumen solo 32 W para producir el mismo flujo luminoso. Se consideró para el caso base una reducción de 18 W y 33 kW/cliente-año en la demanda coincidente y 10% del consumo debido a este uso final en este estrato.

El costo inicial adicional para los clientes del estrato es de US\$ 15,00/participante y se contempló un incentivo a los clientes que adopten la medida de US\$ 13/participante.

Se ha considerado estimar un costo inicial de implantación de la medida (basado en tres medidas simultáneas) de US\$ 5.000,00 un costo anual de US\$ 13.750,00 y un costo adicional de ingreso de US\$ 25/participante. Los otros casos similares se refieren a variaciones del caso base para contemplar otras tarifas de los estratos 2,3,4 sin demanda y la región Sierra.

a) Desarrollar normas de construcción más adecuadas que incluyan aspectos referentes a iluminación.

Se trata de una medida similar a la propuesta para el sector residencial, la cual podría ser desarrollada simultáneamente. Esta medida tampoco fue evaluada a través de la metodología presentada por la naturaleza.

Aire acondicionado

a) Sustitución por equipos más eficientes de aire acondicionado

Se trata de medidas similares a las indicadas para el sector residencial, adaptadas al sector comercial, o sea, considerando la sustitución de equipos existentes de un porte típico comercial, al final de su vida útil por otros de mayor eficiencia.

Los datos considerados para el caso base se refieren al apoyo a la sustitución de equipos de pared convencionales por otros más eficientes. Se ha considerado un desplazamiento de 240 W en la demanda coincidente y una reducción de 2.000 kWh/cliente-año en el consumo de energía eléctrica en aire acondicionado para aquellos clientes participantes del estrato 4 sin demanda, lo que corresponde al 24 % y 22% de la demanda coincidente y del consumo de aire acondicionado en este estrato, respectivamente. El costo inicial adicional para los clientes es de US\$ 75,00/equipo y el incentivo a los clientes que adopten la medida es de US\$ 50,00/equipo para los dos primeros equipos de cada cliente. Se ha considerado un costo inicial de implantación de la medida (basado en tres medidas simultáneas) de US\$ 5.000,00 un costo anual de US\$ 13.750,00 y un costo adicional de ingreso de US\$ 1,00/participante. Los otros casos similares se refieren a variaciones del caso base para contemplar otros estratos del consumo.

Fuerza motriz

a) Sustitución por motores eléctricos más eficientes

De acuerdo con lo indicado en el capítulo 2, el uso final fuerza motriz tiene una contribución importante en todos los sectores de consumo. En el caso del sector comercial con demanda es posible sustituir motores y sus controles directamente. Las medidas pertenecientes a este grupo de medidas incluyen la promoción del uso de motores eléctricos con nuevas tecnologías, promoción del uso de sistemas de control avanzados incluyendo control de velocidad variable en motores, sustitución de motores sobredimensionados, empleo de motores sincrónicos en lugar de asíncrónicos, utilización de motores de dos velocidades para variar el caudal de bombas o ventiladores cuando hay dos regímenes de carga etc.

Los datos considerados para el caso base, el cual se refiere al apoyo a la sustitución de motores existentes por otros más eficientes corresponden a una reducción de 200W y 1.461 kWh/cliente-año en la demanda coincidente y el consumo de energía eléctrica en motores eléctricos para aquellos clientes participantes, lo que equivale al 2% y 5% de la demanda coincidente y del consumo de motores eléctricos, respectivamente.

El costo inicial adicional para los clientes es de US\$ 180,00/participante y se contempló un incentivo de US\$ 40,00 a los clientes que adopten la medida, en base de la experiencia existente en Canadá sobre este uso final se ha estimado un costo inicial de implantación de la medida (basado en tres medidas simultáneas) de US\$ 5.000,00 un costo anual de US\$ 13.750,00 y un costo adicional de ingreso de US\$ 1,00/participante.

Sector Industrial

Fuerza motriz

a) Sustitución por motores eléctricos más eficientes

De acuerdo con lo indicado en los capítulos anteriores, el uso final fuerza motriz contribuye con más de tres cuartas partes del consumo total de energía eléctrica del sector industrial. Las medidas pertenecientes a este grupo son similares a las presentadas para el sector comercial, ampliadas por la mayor importancia que el uso final fuerza motriz tiene en el sector industrial.

Los datos considerados para el caso base se refieren al apoyo a la sustitución de motores existentes por otros más eficientes y sistemas de control variable de velocidad. Se consideró una reducción de 1,4 kW y 16.400 kWh/cliente-año en el consumo de energía eléctrica en motores eléctricos para aquellos clientes participantes del subsector demanda I en la costa, lo que corresponde al 1.5% y 4% de la demanda coincidente y del consumo de aquel uso final, respectivamente.

El costo inicial adicional para los clientes es de US\$ 2.000,00/participante y se contempló un incentivo de US\$ 314,00 a los clientes que adopten la medida. Se ha considerado un costo inicial de implantación de la medida (basado en tres medidas simultáneas) de US\$5.000,00 un costo anual de US\$ 13.750 y un costo adicional de ingreso de US\$ 1,00/participante. Los otros casos similares se refieren a variaciones del caso base para contemplar los clientes del subsector demanda II de la costa y los casos de la sierra.

Iluminación

a) Sustitución por sistemas de iluminación más adecuados

Se trata de medidas similares a las indicadas para el sector comercial, adaptadas al sector industrial. Los datos básicos considerados para la evaluación económica de este grupo de medidas se refieren al cambio de tubos fluorescentes convencionales por otros más eficientes.

Se consideró para el caso base una reducción de 1kW en la demanda coincidente y 6.800 kWh/cliente-año el consumo de iluminación para aquellos clientes participantes del subsector demanda I. Este monto equivale a 9% de la demanda coincidente y 12% del consumo previsto para este uso final en dicho estrato. El costo inicial adicional para los clientes es de US\$ 520,00/participante y se contempló un incentivo a los clientes que adopten la medida de US\$ 134,00/participante. Se ha estimado un costo inicial de implantación de la medida (basado en tres medidas simultáneas) de US\$ 5.000,00 un costo anual de US\$ 13.750 y un costo adicional de ingreso de US\$ 0,25/participante.

Los otros casos similares se refieren a variaciones del caso base para contemplar los clientes del subsector demanda II de la Costa y de los casos de la Sierra.

Desarrollar normas de construcción más adecuadas que incluyan aspectos referentes a iluminación.

Se trata de una medida similar a la propuesta para el sector residencial y comercial, la cual podría ser desarrollada también simultáneamente. Esta medida también no fue evaluada a través de la metodología presentada por su naturaleza.

Otros sectores

Sector Entidades oficiales con demanda

a) Uso de sistemas de iluminación más adecuados

Es una medida similar a la mencionada para el sector comercial, o sea considerando la sustitución de luminarias o bombillos por otros que sean más eficientes o bombillos fluorescentes compactos.

Los datos básicos considerados para la evaluación económica del caso base corresponden al cambio de tubos fluorescentes convencionales de 40W por otros más eficientes que consumen solo 32 W para producir el mismo efecto (en lumen) en los demás estratos.

Se consideró para el caso base una reducción de 2kW en la demanda coincidente y 11.700 kWh/cliente-año en el consumo de iluminación para aquellos clientes participantes. Ello equivale al 7% de la demanda coincidente y 9% del consumo previsto para iluminación en dicho estrato.

El costo inicial adicional para los clientes es de US\$ 1000,00/participante y se contempló un incentivo para los clientes que adopten la medida de US\$ 254,00/participante. Se ha estimado un costo inicial de implantación de la medida (basado en las tres medidas simultáneas) de US\$ 5.000,00, con un costo anual de US\$ 13.750,00 y un costo adicional de ingreso de US\$ 25 /participante.

Sector Bombeo de Agua

a) Uso de motores eléctricos más eficientes

De acuerdo con lo indicado en los capítulos anteriores, el uso final fuerza motriz contribuye con el 100% del consumo total de energía eléctrica del sector de bombeo de agua.

Las medidas pertenecientes a este grupo son similares a las presentadas para el sector comercial e industrial.

Los datos considerados para el caso base se refieren al apoyo a la sustitución de motores existentes, por otros más eficientes. Se consideró una reducción de demanda de 2,6 kW en la punta, y 8.500 kWh/cliente-año en el consumo de energía eléctrica en motores eléctricos para aquellos clientes participantes, lo que corresponde al 12% y al 0,5% de la demanda coincidente y del consumo de aquel uso final en este estrato, respectivamente. El costo inicial adicional para los clientes es de US\$ 1.200,00 /participante y se contemplo un incentivo de US\$ 800,00 a los clientes que adopten la medida. Se ha considerado un costo inicial de implantación de la medida (basado en tres medidas simultáneas) de US\$ 5.000,00 un costo anual de US\$ 13.750,00 y un costo adicional de ingreso de US\$ 1,00/participante.

Medidas de Administración de la Demanda de Energía Eléctrica (AD)

Sector residencial

a) Cambio de tarifas e instalación de limitadores de carga

El control de la potencia máxima demandada se efectuaría mediante la instalación de limitadores de carga (o interruptores de control de potencia ICP).

La instalación de este tipo de equipos demandaría un costo unitario de US\$ 6,00 para la empresa eléctrica y US\$ 0,50 para el cliente. Se ha considerado un costo inicial de implantación de la medida (basado en tres medidas simultáneas) de US\$ 5.000,00 un costo anual de US\$ 13.750,00. Se supone una implantación gradual no necesariamente buscando aplicarla a la totalidad del sector. Utilizando la experiencia acumulada en otros países, se podría estimar una reducción de la demanda máxima del sector, entre 5% y el 10%.

También se deberá considerar el uso de medidores de bajo costo que permitan la implantación de tarifas de tiempo de uso (time of use –TOU), los cuales se encuentran en desarrollo.

b) Interrupción de cargas a distancia.

Otra medida a ser considerada es la instalación de un sistema de control para interrupción de cargas a distancia, a un costo inicial para la empresa distribuidora de US\$ 22.500,00 para el transmisor central y un costo complementario de US\$ 13.750,00 correspondiente a equipos a ser instalados para el caso de interrupción de equipos de aire acondicionado o tanques de acumulación para calentamiento de agua, a cargo de la empresa distribuidora.

Sector Comercial

a) Cambio de tarifas e instalación de limitadores de carga

El control de la potencia máxima demandada se efectuaría mediante la instalación de medidores binomios solo para aquellos clientes de mayor consumo, donde se justifiquen económicamente.

En los demás casos se utilizarían los limitadores de carga mencionados anteriormente para clientes del sector residencial. Se recomienda una implantación gradual no necesariamente a la totalidad del sector. También se contempla el análisis de otros casos similares referentes a la aplicación de tarifa tiempo de uso (TOU), con o sin el empleo de los medidores experimentales antes mencionados.

b) Interrupción de cargas a distancia

Así como en el sector residencial, otra medida a ser considerada es la instalación de un sistema de control para interrupción de carga a distancia, a un costo inicial para la empresa distribuidora US\$ 22.500,00 para el transmisor central y un costo complementario de US\$ 13.750,00 correspondiente a equipos a ser instalados en las subestaciones a lo largo de 10 años.

Además se considera US\$ 400,00 para el costo del receptor /accionador a cargo del cliente, con un incentivo de US\$ 200,00 de la empresa distribuidora.

Sector Industrial

a) Cambio de tarifas, instalación de limitadores de carga e interrupción de cargas a distancia.

Se trata de una medida similar a la propuesta para el sector residencial y comercial, la cual podría ser desarrollada también simultáneamente. El control de la potencia máxima demandada se efectuaría mediante la instalación de medidores binomios solo para aquellos clientes de mayor consumo, donde fuera justificado económicamente. En los demás casos, se utilizarían los limitadores de carga mencionados anteriormente.

También se contempla el análisis de otros casos similares referentes a la aplicación de tarifa tiempo de uso (TOU) con los medidores experimentales antes mencionados. Así como en los sectores residencial y comercial, otra medida a ser considerada es la instalación de un sistema de control para interrupción de cargas a distancia, a un costo inicial para la empresa distribuidora de US\$ 22.500,00 para el transmisor central y un costo complementario de US\$ 13.750,00 correspondiente a equipos a ser instalados en las subestaciones a lo largo de 15 años. Además se consideró US\$ 1.800,00 para el costo receptor /accionador de mayor capacidad a cargo del cliente, con un incentivo de US\$ 1.000,00 de la empresa distribuidora.

Otros Sectores

Sector Entidades Oficiales con demanda.

a) Cambio de tarifas e instalación de limitadores de carga y

b) Interrupción de cargas a distancia

Se trata de medidas similares a las propuestas para los sectores residencial, comercial, e industrial. El control de la potencia máxima demandada se efectuaría mediante la instalación de medidores binomios solo para aquellos clientes de mayor consumo, donde fuera justificado económicamente. En los demás casos, se utilizarían los limitadores de carga mencionados anteriormente.

Se considera la instalación de un sistema de control para interrupción de carga a distancia, a un costo inicial para la empresa distribuidora US\$ 22.500,00 para el transmisor central y un costo complementario de US\$ 13.750,00 correspondiente a equipos a ser instalados en las subestaciones a lo largo de 15 años. Además, se considera US\$ 400,00 para el costo de receptor/accionador a cargo del cliente, con un incentivo US\$ 200,00 de la empresa distribuidora.

Los resultados por regiones se presentan en el anexo 4.2, la evaluación de las medidas AD&UREE se presentan en el capítulo 5 correspondiente a resultados.

4.2. Desarrollo de Alternativas y Diseño de Objetivos.

En el Ecuador existen múltiples alternativas de desarrollo tanto para la oferta de energía eléctrica, como en el DSM, las cuales han sido desarrolladas en los anteriores numerales con el fin de proveer de servicio energético de manera confiable, a menor costo y que produzca el menor daño posible al medio ambiente de nuestro país.

Dentro de la Planificación Integrada de Recursos se puede determinar una serie de objetivos comunes a la mayoría de entidades que se han introducido dentro de este moderno sistema de Planificación y que a continuación se presentan.

- Tener una conducta más ambiciosa iniciando con una adquisición de recursos a bajo costo, incluye en este plan el mejoramiento de la eficiencia en la generación, transmisión, distribución y el uso final de la electricidad. Conservar la energía en todos los sectores, residencial, comercial, industrial y otros.
- Disminuir el tiempo empleado en adquirir y desarrollar un recurso hasta el punto de producción de electricidad. Este acortamiento de tiempo perfecciona en la región la posibilidad de responder ante crecimientos o cambios en los patrones de uso de la energía.

- Promover la diversidad de recursos adicionales en futuros planes confirmando el costo y disponibilidad de estos. Este objetivo no va a limitar la introducción de nuevas tecnologías o alternativas de recursos, por el contrario es una invitación a expandir la investigación en estas nuevas tecnologías como conservación, biomasa, geotérmica, eólica y solar en base de información confiable para poder utilizarlas en un futuro.
- Interesar al Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) , acciones legislativas y de medio ambiente para proveer incentivos para remover barreras usualmente halladas en la implementación de la Planificación Integrada de Recursos.

4.3. Métodos de Integración de Recursos.

El siguiente paso en la Planificación Integrada de Recursos consiste en la integración de los recursos de oferta y demanda que han superado el proceso de selección. Este paso consiste en especificar los criterios usados en la selección del portafolio de recursos, desarrollar las alternativas de portafolios de recursos para cumplir los diferentes objetivos, integración analítica de recursos, tratamiento explícito de incertidumbre, asegurar que los resultados sean internamente consistentes, presentación del ahorro de energía y demanda, costos, consideraciones explícitas de confiabilidad y margen de reserva, tratamiento medio ambiental del costo de producir electricidad y revisión de resultados consistentes.

4.3.1. Criterios para Seleccionar portafolio de Recursos.

La selección del portafolio de recursos (análogo a la selección de opciones individuales) puede estar basado en diferentes criterios (minimizar requerimientos de renta, costo del capital, promedio en los precios de electricidad, asegurar un adecuado margen de reserva y la capacidad alrededor de alto crecimiento de carga, mantener cierto rango financiero, o reducir los efectos medio ambientales de producción de electricidad). Se debe especificar claramente que criterio es usado en la selección individual de recursos y elegir en medio de estas alternativas de recursos mixtos.

- Se puede usar varios factores de tipo económico, financiero, estratégicos y de confiabilidad en para fijar los portafolios de recursos, asignar a cada atributo un peso numérico y usar este peso en rankear las alternativas de planes.
- Se puede usar también figuras de mérito en fijar alternativas de recursos, y recursos mixtos: costo del servicio de energía, beneficios en los requerimientos de renta, precios de electricidad, utilidades en el ingreso neto, y emisiones de dióxido de carbono.

Por otro lado, un beneficios que se debe notar es “cada (recurso) opción tiene diferentes características e implicaciones, por lo tanto todas ellas deben ser evaluadas con respecto a otros criterios (en adición al costo efectivo), tales como disponibilidad, aceptabilidad pública, impactos socioeconómicos, medio ambientales, e impactos de transmisión”.

4.3.2. Método de Integración.

La conveniencia típica es usar uno o dos entradas generales para fijar las alternativas del portafolio de recurso. Un método envuelve optimización matemática, incluyendo un modelo de programación dinámica que selecciona automáticamente las opciones de recursos mixtos alrededor de las condiciones de la función objetivo (típicamente el valor presente más bajo de requerimientos de renta sobre las condiciones del horizonte de planificación). La parte fundamental de estos modelos es la habilidad de identificar los recursos de tipo “mínimo costo”. Sin embargo estos modelos son altamente complicados y ofrecen mucha dificultad al correr la programación. También, las soluciones dependen fuertemente de las restricciones y de lo que se asume en la entrada del modelo.

La otra entrada usa un modelo de simulación, el uso de este modelo puede proveer el recurso mixto mediante pruebas. Esta entrada permite una sustancial interacción entre el analista y el modelo. Por otro lado, se debe estar seguro de identificar el “mínimo costo” de los recursos, sin embargo una sustancial iteración entre pruebas y errores son requeridas en esta entrada para identificar un adecuado portafolio de recursos.

Ambos métodos ofrecen el vínculo entre varios modelos de planificación. En general, la conveniencia de usar modelos de selección para desarrollar una lista corta de recursos esta sometida a realizar un análisis detallado, tanto individual y de varias combinaciones. Estos modelos incluyen capacidad de expansión, costos de producción, análisis financiero así como modelos de pronóstico de carga.

No importa que tipo de modelo de entrada se use, no se debe sustraer los efectos de los programas DSM del pronóstico de carga y entonces analizar las opciones de oferta. Sustrayendo los efectos de los programas de DSM del pronóstico y usando el pronostico neto resultante para la planificación de recursos lo que hacemos es eliminar los programas de DSM de todo el análisis de integración. Esto hace dificultoso fijar alternativas de combinaciones entre programas de DSM y oferta de recursos, incertidumbre, riesgos, reduciendo los beneficios de los programas de DSM.

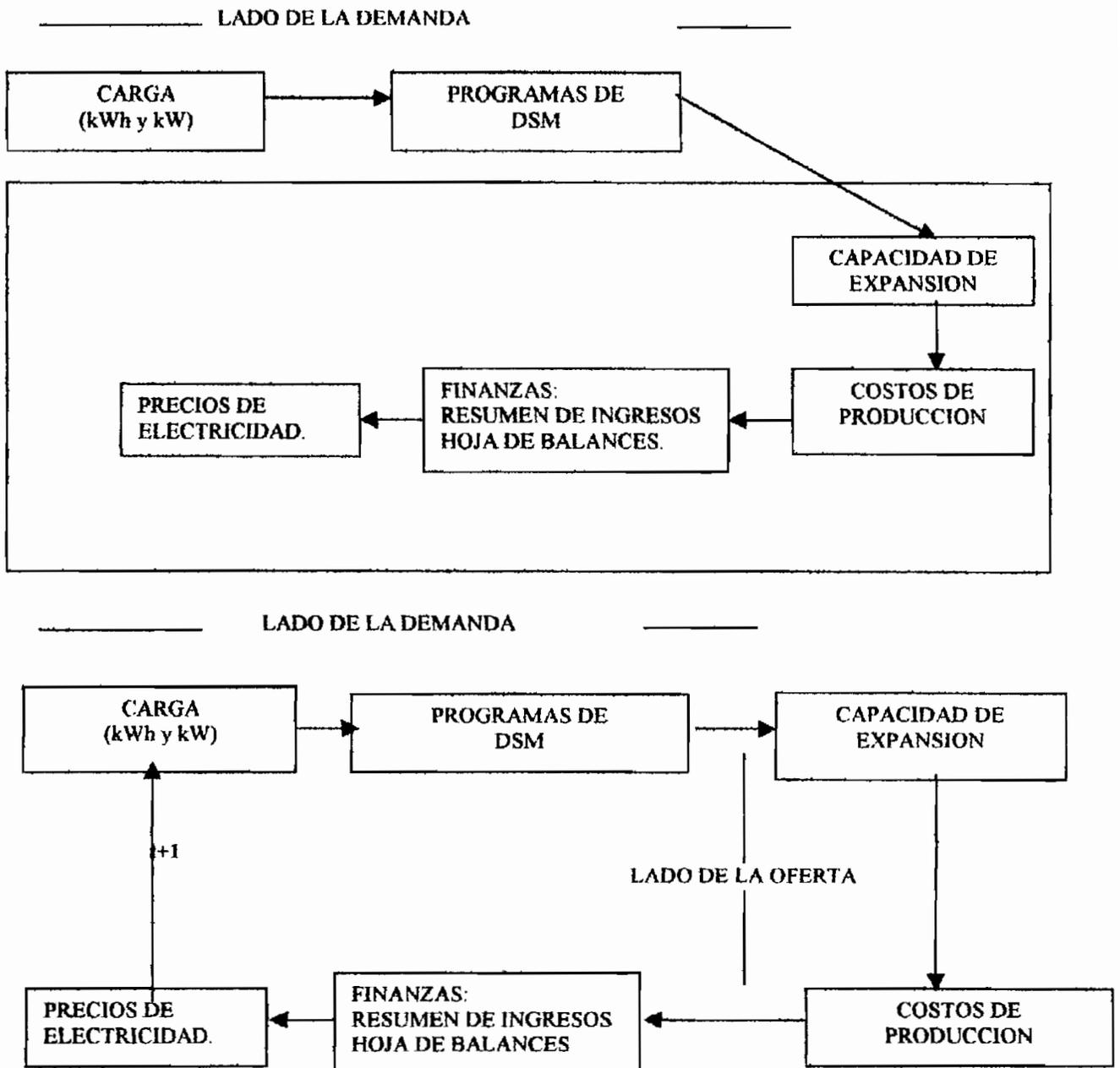
Los recursos de DSM tienen que ser tratados sustantivamente y analíticamente consistentes con el tratamiento de las demás ofertas de recursos. La demanda y oferta de recursos tienen que ser consideradas en igual nivel de importancia. El plan debe mostrar como el proceso integra y coordina con las funciones fundamentales de pronostico de carga, recursos DSM, oferta de recursos, finanzas, tarifas, y la importancia del feedback en medio de estos componentes (especialmente entre la carga futura y las tarifas).

Hill (1991) comparó tres métodos usados para integrar la oferta y la demanda de recursos en base de la experiencia de empresas eléctricas norteamericanas.

- Una alternativa secuencial en donde el recurso DSM fue seleccionado primero.
- Una alternativa secuencial en donde la oferta de recursos fue seleccionada primera
- Una alternativa simultánea en donde la oferta y la demanda de recursos son elegidos a la vez.

Estos resultados sugirieron que la alternativa simultánea de recursos mixtos dieron como resultado el menor costo total. Por lo tanto esta alternativa es teóricamente atractiva y prácticamente importante.

Durante los últimos años han sido desarrollados modelos computacionales que han sido desarrollados para ejecutar la integración de recursos de acuerdo a la parte inferior de la figura 4.2., ejemplos de estos incluyen "Load Managment Strategy Testing Model, Multiobjective Integrated Decisión Análisis, Conservation Policy Analysis Model,y UPLAN. Mientras estos modelos puedan facilitar el proceso de integración de recursos, los potenciales usuarios deben tener en cuenta las limitaciones de estos modelos". En nuestro país no se tiene a la mano este tipo de modelos computacionales sin embargo estos pueden ser desarrollados en base a una investigación más profunda a nivel de equipos de profesionales.



Fuente [1]

Figura. 4.2. Diferentes accesos usados para la integración analítica de oferta y demanda de recursos. La parte superior presenta el acceso tradicional en donde los efectos de los programas DSM en el uso de electricidad y demanda son sustraídos del pronóstico. El resultado neto del pronóstico es entonces usado únicamente el plan de recursos. La parte inferior presenta un acceso integrado, incorporado en varios modelos de planificación integrada; t se refiere al año de análisis.

4.3.3 Consistencia Interna.

En el fin del proceso de integración, conviene comparar las condiciones iniciales usadas en cuanto al futuro precio de electricidad usando esta como entrada del pronóstico de carga con los precios producidos por el proceso de integración. Se puede necesitar interactuar a través del proceso (es decir desarrollar nuevos pronósticos y portafolios de recursos) en dos tipos de precios que difieren sustancialmente. Entonces los precios de la electricidad juegan un rol fundamental en “cerrar el enlace” entre el pronóstico de carga y los resultados en el proceso de planificación. Asegurando consistencia en el ahorro de costos usado para seleccionar el recurso y los resultados del proceso de planificación integrada de recursos, pudiendo requerir iteraciones en este análisis.

“Para asegurar consistencia interna se han desarrollado métodos interactivos llamados lazos completos de integración como el de la figura 4.3. El proceso inicia con un pronóstico de carga que no incluye los programas de DSM. Al fijar los programas DSM se usa el costo marginal basado en el promedio del pronóstico de carga con y sin DSM. Los programas determinan el costo efectivo a través de las estimaciones iniciales de ahorro de costos que son sustraídas del pronóstico inicial de carga para producir el pronóstico neto. La empresa norteamericana Pepco por ejemplo desarrolló un plan de oferta de mínimo costo alrededor del restante entre el crecimiento de carga y la existencia (incluyendo DSM) de recursos. Este proceso (interior de la figura 4.3) fija los programas de DSM y construye un plan de oferta de mínimo costo alrededor del pronóstico neto el mismo que es repetido hasta que el valor final e inicial del costo marginal sea el mismo. En este punto el proceso es expandido hasta incluir un nuevo pronóstico de carga. Este proceso de expansión es repetido hasta que los valores inicial y final del precio de electricidad sea el mismo”[1].

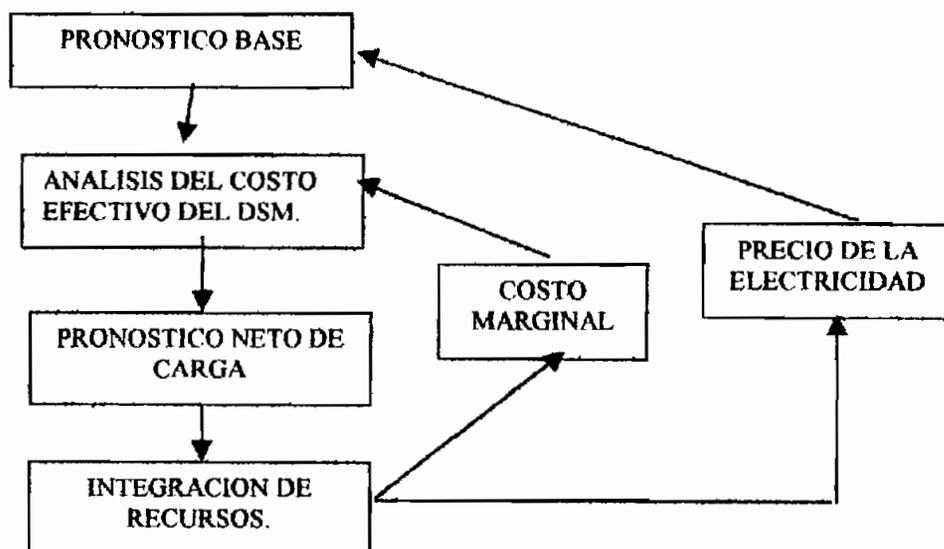


Figura. 4.3. Lazo completo de integración, proceso que asegura que los valores del precio de electricidad y el costo marginal sean internamente consistentes.

Fuente.[1]

4.3.4. Costos evitados.

Debido a que el ahorro de energía y demanda produce un costo (para generación, transmisión y distribución) juegan un rol vital en fijar el costo efectivo de los recursos, es conveniente reportar estas estimaciones de costos en una base anual a lo largo del período de planificación. Mínimo dos tipos de estimaciones tienen que ser presentadas, la una usada en la selección de los recursos y la otra como salida del proceso de integración. Las primeras estimaciones son usadas para seleccionar recursos mientras los segundos se usan para estructurar los requisitos de pedidos de adquisición de oferta y recursos DSM.

4.3.5 Confiabilidad y margen de reserva.

Para asegurar que los clientes tengan un margen de reserva adecuado se puede asegurar que estos mantengan una mínima reserva típica del 15 al 20%. Al asumir un mínimo margen de reserva (equivalente al criterio de confiabilidad) esto tiene un efecto sustancial en medio de la adquisición de recursos, la base del criterio de confiabilidad es raramente considerado en la Planificación Integrada de Recursos PIR.

Es conveniente presentar como mejorar el mantenimiento de los generadores y los sistemas de transmisión y distribución (T&D) para mantener el mínimo margen de reserva. Similarmente la relación entre el margen de reserva y la localización, tipo, y diversidad de nuevos recursos tienen que ser explicados. Esto es especialmente importante para recursos dispersos, los recursos renovables y el manejo de la demanda.

4.3.6. Período de análisis.

La conveniencia de analizar las alternativas de recursos mixtos es lograr hacer un estudio hacia el futuro bastante amplio (por ejemplo menos de 30 años) para capturar los efectos asociados con la larga vida de los recursos, tales como plantas de carbón y programas de DSM, así como dirigir nuevas construcciones. El plan debe reconocer diferentes aspectos de la planificación de recursos: 2 a 3 años para el plan de acción, 20 años para la planificación de recursos, y 30 años o más para el análisis de los efectos finales.

4.3.7. Costos Medioambientales.

Porque la producción de electricidad, transmisión y distribución tiene sustanciales efectos en el medio ambiente, un plan de recursos debe direccionar estos impactos. No es sorprendente usar varios métodos en fijar estos impactos. Esta variedad de métodos es en parte un reflejo de los diferentes órganos reguladores y los requerimientos de estos, en nuestro país el artículo 3 de la LRSE establece que en todos los casos los generadores, los transmisores, los distribuidores deben observar disposiciones legales relativas a la protección de medioambiente. Una simple alternativa es caracterizar y describir cualitativamente los efectos medioambientales de las diferentes opciones de recursos. Una alternativa más complicada es rankear y pesar individualmente los impactos en el aire, agua y tierra de las diferentes opciones individuales. Finalmente, algunos cuantifican y monetarizan las emisiones asociadas con la opción de recursos. Esta alternativa requiere cuantificar las emisiones (ejemplo, X toneladas de dióxido de sulfuro por millones de BTU de carbón) y monetarizar estas emisiones (ejemplo, Y \$ de daños medioambientales por tonelada de dióxido de sulfuro). Estos valores monetarizados (típicamente expresados en c/kWh) reflejan los daños impuestos a la sociedad por la emisión de un particular recurso.

4.4. Aplicación al Sistema Eléctrico Ecuatoriano.

A continuación se presenta la influencia que tendría la introducción de recursos no tradicionales en abastecer la demanda de potencia y energía, principalmente utilizando los recursos tipo DSM y que son parte fundamental de un PIR, ya que utilizando los criterios de selección e integración descritos en la sección 4.3.1., económicamente, financieramente, estratégicamente así como por condiciones de confiabilidad, de impactos ambientales, van a ser superiores a los comúnmente usados en abastecer dicha demanda.

A continuación se presenta una serie de consideraciones necesarias para llevar adelante esta introducción de recursos en un PIR.

- El período de planificación inicia en el año 2000 y termina en el 2014.
- La composición de los usos finales de energía y demanda se mantienen constantes a lo largo del período de análisis.
- Se produce una decisión de parte del CONELEC para tomar el PIR como un modelo indicativo para todos los participantes del mercado eléctrico ecuatoriano esto es las empresas generadoras, la transmisora y los distribuidores así como los usuarios finales del servicio.
- Se van a considerar los escenarios optimista y pesimista descritos en el capítulo dos, abastecidos sobre la base de los criterios del Plan Nacional de Electrificación 1998-2007, para poder medir los resultados de estos recursos no tradicionales.
- Habrá una decisión de parte del CONELEC de reconocer en la tarifa eléctrica del usuario final (técnica y económicamente) el esfuerzo realizado por los actores del mercado eléctrico en llevar adelante un programa DSM.
- Se induce en los clientes finales del sector eléctrico, la manera de participar en los distintos programas de Ad&Uree planteados.

En cuanto tiene que ver con la energía fotovoltaica esta servirá para el abastecimiento eléctrico en zonas rurales caracterizadas por tener viviendas aisladas donde no existen condiciones de abastecimiento de ningún tipo de combustibles fósiles, razón por la cual no contribuye directamente al abastecimiento de las curvas de demanda, sin embargo constituye una de las alternativas para suplir de energía a una inmensa cantidad de ecuatorianos que viven en zonas aisladas de nuestro país y cuyo cálculo se presenta en el anexo 4.3.

Cogeneración, se considera que puede haber un desarrollo interesante por las nuevas condiciones del sector eléctrico de libre mercado, llegando al año horizonte (2014) a poder utilizar un 10% del potencial total de cogeneración (ver anexo 4.4) de dicho año, contribuyendo directamente al abastecimiento de las curvas de demanda.

Geotérmica, se considera la construcción de dos generadores de 15 y 30 MW, que utilizan los recursos geotérmicos de nuestro país, las mismas que poseen un factor de disponibilidad de planta del 85%, con una energía anual disponible de 102 y 207 GWh [6], que empiesan a generar en el año 2005, contribuyendo directamente al abastecimiento de las curvas de demanda.

Recuperación de pérdidas técnicas de distribución, de acuerdo con los estudios de ESMAP se puede recuperar el 2.4% de las pérdidas técnicas de distribución, para la tesis se asume que estas se recuperan a lo largo del período de planificación (15 años) lo que puede considerarse demasiado pesimista ya que con un plan inmediato a lo largo de cinco años se podría cumplir dicho objetivo, contribuyendo directamente al abastecimiento de las curvas de demanda, sin embargo con fines didacticos se considera que al año horizonte 2014 se cumple el objetivo (ver anexo 4.5). En cuanto a la recuperación de las pérdidas no técnicas están deben estar acompañadas con la recuperación de las técnicas, puesto que no pueden ir aisladas una de otra, sin embargo esta pérdidas no contribuyen a disminuir la demanda de potencia y energía razón por la cual no son puestas a consideración.

Repotenciación, se considera una recuperación de potencia de alrededor de 116.3 MW, de acuerdo a la evaluación del potencial indicado en el capítulo 3.

La energía eólica tampoco ha sido considerada como contribución directa a las curvas de demanda, sin embargo pueden ser interesantes en el ámbito de una generación de tipo regional.

De acuerdo a esto vamos a calcular los efectos en conjunto de las energías no tradicionales bajo la premisa que exista un crecimiento de energía bajo el escenario de demanda optimista y pesimista y que se presentan en el anexo 4.6.

CAPITULO V

PARTICIPACIÓN DE CLIENTES

Introducción.

El capítulo hace un resumen de la nueva ley de electrificación que pasa a constituir el marco legal en el que se desenvuelve el sistema eléctrico ecuatoriano y bajo el cual el PIR puede pasar a constituirse en un modelo indicativo de planificación, así como se da las normas generales para la participación activa de los clientes y las dificultades frecuentemente encontradas, y presenta los resultados de la introducción de recursos no tradicionales en un PIR.

5.1 Presentación del Marco Legal que permita la relación entre clientes y empresas eléctricas.

La nueva ley del sector eléctrico fue expedida mediante registro oficial N°43 del 10 de octubre de 1996 del Gobierno del Abogado Abdalá Bucaram Ortiz en la que se expidió la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) que en su parte fundamental expresa.

- Que el suministro de energía eléctrica, es un servicio de utilidad pública de interés nacional; por tanto, es deber del Estado satisfacer directa o indirectamente las necesidades de energía eléctrica del país, mediante el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales, de conformidad con el Plan Nacional de Electrificación; y,
- Que es facultad del Estado delegar al sector privado, las actividades de generación y los servicios públicos de transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, así como las actividades de importación y exportación de esta energía.

Estructura del Sector Eléctrico.- De acuerdo a la LRSE tiene la siguiente estructura:

- El Consejo Nacional de Electricidad –CONELEC-;
- El Centro Nacional de Control de Energía –CENACE-;

- Las empresas eléctricas concesionarias de generación;
- La empresa eléctrica concesionaria de transmisión; y,
- Las empresas eléctricas concesionarias de distribución y comercialización.

Creación del Conelec. el artículo 12 establece la creación del Consejo Nacional de la Electricidad CONELEC, como persona jurídica de derecho público con patrimonio propio, autonomía administrativa, económica, financiera y operativa.

El CONELEC no ejercerá actividades empresariales en el sector eléctrico. Se encargará de elaborar planes para el desarrollo de la energía eléctrica. Ejercerá además todas las actividades de regulación y control definidas en esta ley.

Tendrá su sede en la capital de la República, aprobará su estructura orgánica y los reglamentos internos que se requiera para su funcionamiento. Sus actuaciones se sujetarán a los principios de descentralización, desconcentración, eficiencia, y desregulación administrativa que establece la ley de Modernización.

En cuanto a las funciones del CONELEC el artículo 13 establece:

- Regular el sector eléctrico y velar por el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y además normas técnicas de electrificación del país de acuerdo con la política energética del nacional.
- Elaborar el plan electrificación, basado en el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales, para lo cual mantendrá actualizado el inventario de los recursos energéticos del país, con fines de producción eléctrica. Este plan tendrá el carácter de obligatorio para el sector público y de referencial para el sector privado. El CONELEC se responsabilizará de su cumplimiento obligatorio por parte del sector público, permitiendo el desarrollo de proyectos alternativos por parte del sector privado.
- Preparar y proponer para su aprobación, expedición por parte del Presidente de la República el reglamento General y los reglamentos especiales que se requieran para la aplicación de esta ley.
- Aprobar los pliegos tarifarios para los servicios regulados de transmisión y los consumidores finales de distribución, de conformidad con lo establecido en el capítulo VIII (mercados y tarifas) de la ley.
- Dictar regulaciones a las cuales deberán ajustarse los generadores, transmisor, distribuidores, el CENACE y clientes del sector eléctrico. Tales regulaciones se darán en materia de seguridad, protección del medio ambiente, procedimientos técnicos de medición y facturación de los consumos de control y uso de medidores,

- de interrupción y reconexión de los suministros, de acceso a inmuebles de terceros, de riesgos de falla y de calidad de los servicios prestados; y las demás normas que determinen la ley y los reglamentos. A estos efectos las sociedades personas sujetas a su control, están obligadas a proporcionar al CONELEC, la información técnica y financiera que le sea requerida;
- Publicar las normas generales que deberán aplicar al transmisor y a los distribuidores en sus respectivos contratos, para asegurar el libre acceso a sus servicios asegurando el pago del correspondiente peaje;
- Dictar las regulaciones que impidan las prácticas que atenten contra la libre competencia en el sector eléctrico, y signifiquen concentración del mercado en desmedro de los intereses de los consumidores y de la colectividad, según el artículo 38 de esta ley;
- Elaborar las bases para el otorgamiento de concesiones de generación, transmisión y distribución de electricidad mediante los procedimientos establecidos en la ley;
- Convocar a participar en procedimientos de selección para el otorgamiento de concesiones y adjudicar los contratos correspondientes;
- Resolver la intervención, prorroga o caducida y la autorización para la cesión o el remplazo de las concesiones, en los casos previstos en la ley;
- Regular el procedimiento para la aplicación de las sanciones que correspondan por violación de disposiciones legales, reglamentarias o contractuales, asegurando que las partes ejerzan debidamente su derecho a la defensa sin perjuicio del derecho de ellas de acudir a los órganos jurisdiccionales competentes;
- Presentar en el primer trimestre de cada año al Presidente de la República, un informe sobre las actividades del año anterior y sugerencias sobre medidas a adoptar en beneficio del interés público, incluyendo la protección de los clientes y el desarrollo del sector eléctrico;
- Sin perjuicio de lo señalado en el artículo 7 de esta ley, precautelar la seguridad e intereses nacionales y asumir, a través de terceros, las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica cuando los obligamos a ejecutar tales actividades y servicios rehusan hacerlo, hubieren suspendido el servicio de forma no justificada o lo presten en condiciones que contravengan las normas de calidad establecidas por el CONELEC o que constituya incumplimiento de los términos del contrato de concesión, licencias, autorización o permiso, por cualquier causa o razón que fuere salvo caso fortuito o fuerza mayor. Por ello, el CONELEC autorizará la utilización por parte de terceros de los bienes propios de generadores, transmisor y distribuidores, debiendo si fuere el caso, reconocer a favor de los propietarios los pagos a que tuviesen derecho por el uso que se haga de sus propiedades. Esta delegación será solamente temporal hasta tanto se realice un

- nuevo proceso de concesión que permita delegar a otro concesionario la presentación del servicio dentro del marco de esta ley y sus reglamentos;
- Otorgar permisos y licencias para la instalación de nuevas unidades de generación de energía y autorizar la firma de contratos de concesión para generación, transmisión o distribución al Director Ejecutivo del CONELEC de conformidad a lo que señale el reglamento respectivo;
- Formular el presupuesto anual de gastos y requerimiento de recursos que el CONELEC lo tramitará de acuerdo con lo dispuesto en la ley de presupuestos del sector Público;
- Constituir servidumbres necesarias para la construcción y operación de obras en el sector eléctrico;
- Declarar de utilidad pública o de interés social de acuerdo con la Ley y proceder a la expropiación de los inmuebles que se requieran para los fines del desarrollo del sector eléctrico, en los casos estrictamente necesarios y para la ejecución de obras directamente vinculadas con la presentación de servicios. En todos los casos, determinará para estos efectos las medidas necesarias para el reasentamiento los propietarios de los predios afectados compensaciones, según lo determine el código Civil Ecuatoriano; y,
- Ejercer las demás atribuciones que establezca esta ley y su reglamentación.

En cuanto a la integración del CONELEC artículo 14 establece: El Directorio del CONELEC se integrará por siete (7) miembros designados de la siguiente manera:

- Dos representantes permanentes del Presidente de la República, uno de los cuales presidirá el Directorio del CONELEC, según lo decida el Presidente de la República.
- Los demás miembros del CONELEC actuarán como vocales y serán:
- Un representante permanente del Presidente de la República quien debe ser un Ingeniero Eléctrico Colegiado;
- El jefe del Comando Conjunto de las Fuerzas Armadas, o su delegado permanente.
- El Secretario General de Planificación del CONADE o su delegado permanente;
- Un representante Principal y su suplente de las Cámaras de la Producción; y,

- Un representante Principal y su suplente de los Trabajadores del sector Eléctrico.

De entre ellos se designará al Vicepresidente del CONELEC quien reemplazará al Presidente en caso de impedimento o ausencia temporal.

La designación de los delegados y representantes se realizará en personas con antecedentes técnicos de por lo menos diez años o profesionales en la materia.

Creación del Centro Nacional de Control de Energía.- De acuerdo al artículo 22 capítulo VI se crea el Centro Nacional de Control de Energía CENACE el que se constituirá como una Corporación Civil de derecho privado, de carácter eminentemente técnico, sin fines de lucro, cuyos miembros serán todas las empresas de generación, transmisión, distribución y los grandes consumidores. Se encargará del manejo técnico y económico de la energía en bloque, garantizando en todo momento una operación adecuada que redunde en beneficio del usuario final.

Su organización y funcionamiento constará en su estatuto constitutivo.

El CENACE estará dirigido por un directorio formado por:

- Un delegado permanente del Presidente de la República quien lo presidirá.
- Dos delegados de las empresas concesionarias de generación.
- Dos delegados de las empresas concesionarias de distribución.
- Un delegado de la empresa concesionaria de transmisión.
- Un delegado por los grandes consumidores que tengan contratos a largo plazo.

La designación de los delegados ante el directorio de la corporación, se efectuará de conformidad con el reglamento respectivo.

De acuerdo al artículo 23 el CENACE tendrá las siguientes funciones globales: tendrá a su cargo la administración de las transacciones técnicas y financieras del Mercado Eléctrico Mayorista debiendo resguardar las condiciones de seguridad de operación del Sistema Nacional Interconectado responsabilizándose por el abastecimiento de energía al mercado, al mínimo costo posible, preservando la eficiencia global del sector y creando condiciones de mercado para la comercialización de energía eléctrica por parte de las empresas generadoras, sin ninguna discriminación entre ellas, facilitándoles el acceso al sistema de transmisión.

De acuerdo al articulo 24 las funciones específicas son:

Recabar de todos los actores del mercado eléctrico mayorista, sus planes de producción mantenimiento así como sus pronósticos de la demanda de potencia y energía de corto plazo,

Informar del funcionamiento del mercado eléctrico mayorista y suministrar todos los datos que le requieran o que sean necesarios al Consejo Nacional de Electricidad.

La coordinación de la operación en tiempo real del Sistema Nacional Interconectado en condiciones de operación normal y de contingencia, ateniéndose a los criterios y normas de seguridad y calidad que determine el Consejo Nacional de Electricidad.

Ordenar el despacho de los equipos de generación para atender la demanda al mínimo costo marginal horario de corto plazo de todo el parque de generación.

Controlar que la operación de las instalaciones de generación la efectúe cada titular de la explotación, sujetándose estrictamente a su programación.

Aportar con los datos que requiera el Director Ejecutivo del CONELEC para penalizar a los generadores, de conformidad a lo señalado en el reglamento respectivo, por el incumplimiento no justificado de las disposiciones de despacho impartidas.

Asegurar la transparencia y equidad de las decisiones que adopte.

Coordinar los mantenimientos de las instalaciones de generación y transmisión, así como las situaciones de racionamiento en el abastecimiento que se pueden producir,

Preparar los programas de operación para los siguientes doce meses, con un detalle de la estrategia de operación de los embalses y la generación esperada mensualmente de cada central.

Está además en funcionamiento el COMOSEL (Consejo de Modernización del Sector Eléctrico), que es un organismo temporal encargado de definir, por delegación del CONAM (Consejo Nacional de Modernización), las unidades de negocio de generación, valorar como negocios en marcha las empresas que tienen participación del sector público y llevar a cabo los procesos para promover la participación del sector privado.

El Instituto Ecuatoriano de Electrificación -INECEL-, que venía funcionando desde mayo de 1961, cuando se promulgó la Ley Básica de Electrificación, se liquidó y concluyó su vida jurídica el 31 de marzo de 1999. El INECEL ha desarrollado durante su período de vida, las grandes centrales de generación, el sistema nacional de transmisión y obras de distribución, pues según la Ley mencionada, tenía bajo su responsabilidad todas las actividades inherentes al sector eléctrico, esto es: regulación, planificación, aprobación de tarifas, construcción, operación; y, era el accionista mayoritario en 18 de las 19 empresas eléctricas que realizan la distribución de electricidad en el país.

En virtud del Art. 26 de la LRSE y por resolución del COMOSEL, las instalaciones actuales de generación y las de transmisión que son de propiedad del Estado, por intermedio de INECCEL, son transferidas a favor de seis empresas de generación y una de transmisión, que se conformarán como sociedades anónimas.

Para el caso de la distribución, el Fondo de Solidaridad conformará compañías tenedoras de acciones, a las que aportará el 100% de las acciones transferidas por INECCEL; organizándolas y definiendo sus funciones y ámbito de acción. Las empresas de distribución continuarán operando bajo su actual régimen jurídico hasta que negocien con el CONELEC sus concesiones de conformidad con las disposiciones de la LRSE.

Las Empresas Generadoras, la Transmisora y las Distribuidoras, que tienen participación accionaria del Sector Público, tendrán a futuro participación del Sector Privado, (algunas distribuidoras ya tienen), pues el 39% de las acciones podrán ser transferidas a operadores calificados, que administrarán las Empresas. Hasta el 10% de dichas acciones se pondrán a disposición de los trabajadores y ex- trabajadores del Sector Eléctrico.

Medio Ambiente.- El artículo tres sobre disposiciones fundamentales concerniente al medio ambiente establece que, en todos los casos los generadores, transmisores y distribuidores observarán las disposiciones legales relativas a la protección del medio Ambiente.

Previo a la ejecución de la obra, los proyectos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica deberán cumplir las normas existentes en el país de preservación del medio ambiente. Para ello deberá contarse con un estudio independiente de evaluación del impacto ambiental, con el objeto de determinar los efectos ambientales, en sus etapas de construcción, operación y retiro, dichos estudios deberán incluir el diseño de los planes de mitigación y/o recuperación de las áreas afectadas y análisis de costos correspondientes.

Los objetivos fundamentales de la LRSE son:

- Proporcionar al país un servicio eléctrico de alta calidad y confiabilidad que garantice su desarrollo económico y social;
- Promover la competitividad de los mercados de producción de electricidad y las inversiones de riesgo del sector privado para asegurar el suministro a largo plazo;
- Asegurar la confiabilidad, igualdad y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transmisión y distribución de electricidad;
- Proteger los derechos de los consumidores y garantizar la aplicación de tarifas preferenciales para los sectores de escasos recursos económicos;

- Reglamentar y regular la operación técnica y económica del sistema, así como garantizar el libre acceso de los actores del servicio a las instalaciones de transmisión y distribución;
- Regular la transmisión y distribución de electricidad, asegurando que las tarifas que se apliquen sean justas tanto para el inversionista como para el consumidor;
- Establecer sistemas tarifarios que estimulen la conservación y el uso eficiente de la energía;
- Promover la realización de inversiones privadas de riesgo en generación, transmisión y distribución de electricidad velando por la competitividad de los mercados;
- Promover la realización de inversiones públicas en transmisión;
- Desarrollar la electrificación en el sector rural; y,
- Fomentar el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales a través de los organismos públicos, las universidades y las instituciones privadas.

Mercados y Tarifas.

Del Mercado Eléctrico Mayorista.- de acuerdo al artículo 45 el mercado eléctrico mayorista (MEM) estará constituido por los generadores, distribuidores y grandes consumidores incorporados al Sistema Nacional Interconectado.

Las transacciones que se podrán celebrar en este mercado son únicamente ventas en el mercado ocasional o contratos a plazo. El mercado eléctrico mayorista abarcará la totalidad de las transacciones de suministro eléctrico que se celebren entre generadores; entre generadores y distribuidores, y, entre generadores y grandes consumidores.

Igualmente se incluirán las transacciones de exportación e importación de energía y potencia.

Principio Tarifarios.- de acuerdo al artículo 53 los pliegos tarifarios aprobados por el CONELEC se ajustarán a los siguientes principios, según corresponda:

- Las tarifas aplicadas a los consumidores finales cubrirán los precios referenciales de generación, los costos medios del sistema de transmisión y el valor agregado de distribución (VAD) de empresas eficientes.

- Los pliegos tarifarios serán elaborados mediante la aplicación de formulas de empresas tipo en mercados similares a aquel para el cual se definirán las tarifas y la rentabilidad del capital invertido en el país, la Tasa Interna de Retorno de las diferentes empresas distribuidoras y del ente de transmisión, la depreciación de los activos, la calidad y la economía del servicio eléctrico a los consumidores finales.
- El ente regulador determinará la periodicidad de la revisión y aprobación de los pliegos tarifarios, lo que en ningún caso será menor a un año.

La estructura tarifaria para el consumidor final que no este en posibilidad de suscribir contratos de largo plazo para el suministro de energía o que estándolo no haya hecho uso de esa posibilidad, deberá reflejar los costos de los clientes originen según sus posibilidades de consumo, y nivel de tensión eléctrica.

Tarifas de Transmisión.- de acuerdo al artículo 55 las tarifas que paguen los generadores por el uso del sistema de transmisión deberán, en su conjunto, cubrir los costos de inversión, depreciación, operación, mantenimiento, perdidas de transmisión y la rentabilidad correspondiente.

El reglamento establecerá los valores que se pague por concepto de conexión y aquellos correspondientes al costo de transporte de la energía efectivamente transmitida y también establecerá los parámetros que el regulador aplicara para fijar la tarifa que le corresponda pagar a cada generador.

Las tarifas de transmisión serán fijadas por el CONELEC, determinando sus valores iniciales y las formulas de reajuste a ser aplicadas cada año.

Valor Agregado de Distribución (VAD). – de acuerdo al artículo 56 el valor agregado de distribución, corresponde al costo propio de la actividad de distribución de una empresa tipo con costos normalizados, que tenga características de operación similares a las de la concesionaria de distribución de la cual se trate.

Para calcular el valor agregado se tomara en cuenta las siguientes normas:

Costos asociados al consumidor, independientemente de su demanda de potencia y energía.

Pérdidas técnicas medias de potencia y energía.

Costos de inversión, operación y mantenimiento asociados a la distribución en la empresa de referencia por unidad de potencia suministrada.

Pliegos Tarifarios y Ajustes.- de acuerdo al artículo 57 el CONELEC, fijará y publicará anualmente las tarifas de transmisión y de distribución, así como las formulas de reajuste, las que entraran en vigencia el 30 de octubre del año que corresponda. Los pliegos tarifarios incluirán ajustes automáticos de tarifas hacia arriba y hacia abajo debido a cambios excepcionales e imprevistos de costos que no pueden ser directamente controlados por el concesionario, reajustes que se aplicaran si la variación de las tarifas es superior o inferior al 5% del valor vigente a la fecha de cálculo.

Protección de los Derechos del Usuario.- De acuerdo al artículo 59 en caso que las empresas concesionarias de distribución, consideren que las tarifas fijadas por el CONELEC causen perjuicios a sus legítimos derechos o intereses, podran recurrir ante la justicia ordinaria, reclamando la indemnización correspondiente.

Por su parte el usuario final podrá emprender las acciones legales ante la justicia ordinaria, que considere más apropiada a efectos de reclamar el resarcimiento de los daños y perjuicios que fueren ocasionados por el deficiente servicio de suministro estable de energía, alteraciones de voltaje en más o en menos y tarifas que excedan los valores legalmente aprobados de conformidad con la ley.

Electrificación Rural y Urbano Marginal.- De acuerdo al artículo 62 el Estado promoverá los proyectos de desarrollo de la electrificación rural, preferentemente en las zonas de frontera, Amazonia y Galápagos, adoptando los mecanismos que fueren necesarios y otorgará los subsidios directos para estos fines a los consumidores.

Para tales contará con los fondos provenientes del Fondo Nacional de Electrificación, además se creará el Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal FERUM, en el cual se depositarán los fondos provenientes del fondo Nacional de Electrificación y los recursos aportados por los industriales y comerciantes que estarán destinados a financiar la ejecución por parte de las empresas de distribución y aprobados por el CONELEC.

Recursos energéticos no convencionales.-Según el artículo 63 el estado fomentará el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales a través de los organismos públicos, la banca de desarrollo, las universidades y las instituciones privadas.

El CONELEC asignará con prioridad fondos del FERUM a proyectos de Electrificación rural en base de recursos energéticos no convencionales tales como la energía solar, eólica, geotérmica, biomasa y otras de similares características.

El Consejo Nacional de Electrificación dictará las normas aplicables al despacho de la electricidad producida con energías no convencionales tendiendo a su aprovechamiento y prioridad.

5.2. Comentario.

La nueva ley de electrificación ha introducido cambios importantes en algunos aspectos respecto de la antigua ley y que a continuación vamos a mencionar.

- Se elimina la estructura vertical y monopólica anterior, dando paso a una nueva estructura abierta de libre mercado en el que se propicia una mayor participación del sector privado en la construcción y operación de la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica.
- Se crea una nueva estructura del sector eléctrico en la que se separa las funciones normativas y regulatorias de las operativas y mercantiles. Las primeras serán ejecutadas por el CONELEC dependiente de la Presidencia de la República, y las operativas y mercantiles con criterio empresarial en la cual la expansión del sector corre a cargo del sector privado. El Estado no está impedido de participar en estas actividades pero solo en circunstancias donde el sector privado no pueda o no quiera.
- No se garantizará para los generadores actuales y futuros ni mercado ni precio para el suministro de potencia y energía que produzcan, sino que tendrán libertad para negociar con empresas eléctricas y grandes usuarios los montos de suministro y los precios correspondientes. Lo que no sea negociado de esta manera será colocado al Centro Nacional de Despacho de Carga que se encargará de la administración de un mercado mayorista de electricidad.
- Las actividades de generación, transmisión y distribución serán concedidas por el CONELEC mediante los procedimientos establecidos en la nueva Ley y sus reglamentos.
- Las tarifas a nivel de cliente final serán aprobadas por el CONELEC y comprenderá la suma de los costos de generación, transmisión y distribución. Si algún tipo de trato preferencial o subsidio amerite, este será manejado y financiado directamente por el Estado. Los precios que se fijen para las diferentes etapas funcionales no contendrán ningún tipo de trato preferencial ni subsidio.
- El Estado sigue siendo el titular principal de las acciones del sector eléctrico, las empresas de generación, transmisión y tenedoras de acciones de las empresas de distribución, podrán previo informe valorado, permitir la inversión y participación accionaria del Sector Privado en la composición de su Capital Social, hasta por un monto máximo del 39% del accionario de la empresa, de acuerdo a los términos de la Ley. Esta relación de Capital Social mayoritaria del Sector Estatal solo podrá ser modificada por la venta de acciones a trabajadores del Sector Eléctrico hasta por el 10% adicional.

- El Estado fomentará el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales a través de los organismos públicos, la banca de desarrollo, las universidades y las instituciones privadas. Se debe aprovechar en el país para desarrollar este tipo de energías ya que se ha demostrado la importancia comparativa con cualquier otro tipo de energía.
- De acuerdo al artículo 5 literal g, se deben establecer sistemas tarifarios que estimulen la conservación y el uso racional de la energía, razón por la cual debe reconocerse a las empresas concesionarias de distribución que realicen la PIR un valor en la tarifa para aplicación del DSM
- No existe un representante de los clientes en el directorio del CONELEC que de alguna manera orienten, hacia un modelo indicativo de planificación conjunta.

5.3. Ejercicio de Participación de clientes al caso de aplicación.

Debido a que los intereses en todos los sectores en cuanto a un plan de recursos no son idénticos, las vías de estos intereses en un futuro son afectadas por las acciones de otros que pudieran diferir. Por esto es conveniente buscar consensos o acuerdos con los diferentes grupos para desarrollar un plan de recursos. Además es conveniente reportar los resultados para varios planes de recursos lo suficientemente amplios de tal manera que todos los grupos puedan fijar los efectos de estos planes en ellos.

Diferentes intereses implícitamente pesan diferentes atributos en el plan de recursos en diferentes vías. Estos atributos incluyen precio y costo de la electricidad en el corto y largo plazo, ganancia de accionistas, confiabilidad, calidad de potencia, polución en la producción de electricidad, y otros resultados de acciones convenientes. Por ejemplo los clientes residenciales pueden estar interesados en la factura o consumo de electricidad, los grandes clientes industriales pueden estar interesados en el precio de la electricidad, la utilidad de los accionistas en las ganancias, los prestamistas en la cantidad del interés, los proveedores de generadores y tecnología para programas DSM en que sus recursos sean considerados, y los órganos reguladores en varios resultados incluyendo las emisiones o poluciones que afectan al medio ambiente.

Desafortunadamente, algún tratamiento público envuelve solamente una vía de comunicación en donde se vende una idea de un plan por otro. Pero fuera de estas dos vías de comunicación entre los clientes y los distintos grupos de interés, un plan puede resultar peligroso si se ignora a la comunidad necesaria. Igualmente importante, un plan desarrollado con criterios personales es probable que carezca de deficiencias perdiendo las perspectivas al iniciar el proceso. Por consiguiente el plan debe presentar evidencias buscar ideas y el consejo de los clientes y otras partes interesadas.

Expertos en energía de las universidades locales, representantes de los ministerios de energía del estado, grupos ambientalistas, y organizaciones que representen a los clientes industriales, residenciales y comerciales, tienen que ser consultadas para iniciar el desarrollo del plan. También representantes del comercio como constructores de edificios, negociantes de aparatos y mayoristas, distribuidores de tecnología, generadores y ofertantes de combustibles.

Estos grupos estudian y concuerdan las alternativas apropiadas para diferentes diseños de programas y políticas de uso, incluyendo aquellas expresadas en el cuadro 5.1

Espectro de las actividades usuales de los grupos colaboradores de DSM.

Menos dificultad.

- Identificar el potencial de las tecnologías DSM.
- Medidas de los paquetes de DSM en los programas.
- Seleccionar medidas y programas por costo efectivo.
- Diseño del plan de evaluación.
- Seleccionar las pruebas de costo efectivo para su evaluación.
- Seleccionar el presupuesto anual para los programas DSM.
- Diseñar incentivos para encaminarlos hacia los programas DSM.
- Decidir como se dará tratamiento situaciones del Medio Ambiente.
- Decidir cuando y como examinar el tipo de combustible.

Mayor dificultad.

Fuente: Raab and Schweitzer 1992.

Un contra ejemplo a lo que preside es tener la suficiente precaución para no elegir entre los grupos de colaboradores miembros sin ningún conocimiento en planificación. La relativa inexperiencia de los miembros del panel puede hacer virtualmente imposible, obtener una revisión o guía en la empresa para un plan de recursos.

Grupos individuales en el futuro ayudan por si mismos a juzgar la aceptabilidad de los impactos resultantes. El plan debe proveer la suficiente información de manera que los diferentes grupos puedan fijar los costos y beneficios para ellos, y de, las distintas alternativas.

5.4 Resultados.

En el caso que todos los programas de AD & UREE identificados fueran implantados, se alcanzaría un desplazamiento de 285MW en los requerimientos de capacidad instalada y un ahorro de 606 GWh/año a lo largo de 15 años de programa, para la presente tesis se asume que inicia en el año 2000 y termina en el 2014. El programa completo de AD & UREE identificado demandaría una inversión de US\$ 85 millones a lo largo del período 1994-2010, con un beneficio neto en término de costos evitados de US\$ 233 millones a la empresa distribuidora, además de permitir al INECEL reducir en US\$435 millones los requerimientos netos de inversión y de operación y mantenimiento (O&M), tomando por base los costos evitados de referencia.

Los clientes participantes obtendrán tasas de retorno sobre sus inversiones en medidas de AD&UREE superiores al 400% al año y tiempos de recuperación de sus inversiones incrementales tan rápidas como dos meses, mientras la sociedad recibirá US\$477 millones de beneficios acumulados a lo largo de los 15 años del programa y los clientes no participantes US\$ 287 millones.

En cuanto a la energía y potencia al introducir todos los recursos no tradicionales tenemos que:

- En caso de ocurrencia para un escenario optimista

Se podría obtener ahorros de energía a nivel país de 2141.8 GWh y un valor en su demanda de 562 MW.

- En el escenario pesimista.

Se podría obtener ahorros de energía a nivel país de 1884,4 GWh y un valor en su demanda de 523.5 MW.

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Conclusiones.

- A lo largo de 15 años se pueden introducir recursos no tradicionales por una cantidad 2142 GWh de energía, 562 MW de potencia, los mismos que disminuirían las inversiones en generación, además de disminuir notablemente el impacto ambiental de centrales de otro estilo.
- En el Ecuador existe falta de experiencia en cuanto al manejo de recursos no tradicionales especialmente los englobados bajo la denominación DSM, ya que a pesar de existir los estudios correspondientes no existió la decisión de ponerlos en práctica.
- De acuerdo a los programas de AD&UREE estudiados, el subsidio a los clientes es una de las medidas frecuentemente usadas, estas no pudieron tener buenos resultados puesto que la tarifa era en su mayor parte subsidiada, y no había el interés del usuario en realizar inversiones en eficiencia energética debido a la ausencia de rentabilidad, en la actualidad con el nuevo valor de la electricidad, el cliente si tiene interés en someterse a un programa AD&UREE puesto que el beneficio es el ahorro en el costo de la planilla de energía.
- Existen artículos de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico mencionados en la sección 5.2 en la que se puede fundamentar el incentivo de proyectos de energía renovable, los cuales pueden ser financiados mediante los fondos del FERUM.

- Las empresas eléctricas que se sometan a realizar inversiones en DSM tienen derecho de ley a que el CONELEC reconozca en la tarifa dicha inversión.
- La cogeneración supone ventajas económicas para la empresa que cogenera y a nivel país una ventaja energética; estas motivaciones deben ser tomadas en cuenta particularmente al elaborar cualquier programa a nivel nacional, regional o sectorial que pretenda racionalizar los consumos de energía a través de las técnicas de cogeneración.
- En la presente tesis se utilizó un número reducido de recursos no tradicionales y ninguno tradicional, sin embargo para desarrollar un PIR deben tenerse un catálogo de recursos muy amplio.
- El PIR funciona más convenientemente es sistemas de estilo vertical y monopólico, debido a que su planificación supone un sistema centralista en que participen activamente los clientes, sin embargo el CONELEC puede tomarlo como modelo indicativo.

6.2 Recomendaciones

- En la implantación de medidas DSM es importante considerar el horizonte. En la presente tesis se adopta el 2014, ya que las medidas identificadas normalmente requieren varios años de trabajo sistemático y permanente.
- Es necesario crear en instituciones educativas superiores departamentos de energía renovable para crear una cultura de desarrollo de este tipo de tecnologías.
- Se debe profundizar en el estudio de la curva de carga por usos finales ya que es base del éxito de los programas AD&UREE y de la Planificación Integrada de Recursos.
- Resaltar las diferencias entre este nuevo sistema de planificación y la tradicional, que radica principalmente en los programas DSM deben ser evaluados y considerados en igualdad de condiciones que cualquier medio de generación convencional.
- Todo programa de cogeneración debe estar insertado dentro de un programa más general, de uso racional de la energía (URE), dado que como primer paso se deben realizar todos los ahorros posibles de energía térmica y eléctrica a fin de disminuir los requerimientos al sistema de cogeneración.

- Evaluar en forma detallada y regionalizada el potencial ecuatoriano de cogeneración, estratificando por nivel de inversión, potencia disponible y tipo de combustible adoptado.
- Se recomienda considerar realmente las fuentes renovables de energía para asegurar un suministro energético descentralizado. Su competitividad esta determinado por; la existencia de una adaptación de los usos finales de energía a la oferta primaria existente en la localidad, buscando lograr altos factores de carga. , se elimina de costosos procesos de transformación, transporte y distribución, además de las pérdidas por ser un sistema real, y la reducción de los costos de inversión, operación y mantenimiento en caso de estandarización y difusión apropiada de las mismas a niveles masivos de la población.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. Hirst, Eric, "A Good Integrated Resource Plan: Guidelines for Electric Utilities y Regulators", U.S. Department of Energy, December 1992.
2. CONELEC. "Plan Electrificación 1998-2007". Quito 1998.
3. G. Stool, "Least Cost, Electric utility Planning". New York 1989.
4. INECEL. "Programa de la Administración de la Demanda y Uso Racional de la Energía Eléctrica del Ecuador", Informe final. Quito 1994.
5. CONELEC. "Plan de Electrificación 1998-2007". Quito 1998.
6. BIERMAN,E, FRIEDEMANN,C, TILMAN H., HORST,H.," Electrificación Básica de Hogares Rurales. Experiencias de la GTZ en la Difusión de Pequeños Sistemas Fotovoltaicos". Eschborn. 1995.
7. OLADE/CONAE/GTZ. "Seminario Regional, Marco Legal y Características Económicas de la Cogeneración en América Latina y el Caribe". Monterrey. México 1992.
8. INE. "Estudio del Potencial Eólico y Solar del Ecuador". Quito 1981.
9. PGT, Power Generation Technologies ltd. " Galápagos Power Project", presentación to Inecel. Quito 1996.
10. OLADE, "Estadísticas e Indicadores Económicos de América Latina y el Caribe". Quito 1996.
11. Almeida E., " Estimación del Potencial Geotermoeléctrico de Tufiño, Chachimbiro y Chalupas. Memorias del Seminario Internacional sobre perspectivas geotérmicas en América Latina y el Caribe". Quito 1990.

12. INECEL. "Actualización del plan Maestro de Electrificación". Quito 1996
13. INECEL. "Plan Maestro de Electrificación", Anexo C. Quito 1993.
14. MARK D. LEVINE, HOWARD GELLER, JONATHAN KOOMEY, OTROS. "Electricity end Use efficiency: experience with technologies, Market, and policies throughb the World." United States: 1992
15. Galan, Alberto. "Estudio sobre tecnologías para el uso racional de la energía y Manejo de la Demanda Eléctrica en los Estados Unidos. Proyecto Manejo de la Demanda y Uso Racional de la energía eléctrica en el Istmo Centroamericano", Programa PIER CCE/OLADE, Quito diciembre de 1992.
16. PROPER." Primer Seminario Internacional de Energías Renovables". Santa Cruz. Bolivia 1994.
17. Northwest Conservation and Electric Power Plan. Volumen I. Usa. 1991.
18. THOMAS B. JOHANSSON, BIRGIT. BODLUND, ROBERT. WILLIAMS. Electricity efficient end use, and new generación technologies, and their planning implications. Sweden 1989.
19. Ministerio de Energía e Hidrocarburos. " Seminario Nacional Sobre Energías para el Desarrollo Rural". La Paz. Bolivia 1993.
20. Hinojoza, Manuel. " Estudio de la metodología para el control y reducción de pérdidas del sistema eléctrico de distribución de la ciudad de Ibarra". Quito. 1999.
21. Daquilema, L. "Metodología para el control y reducción de pérdidas negras en un Sistema Eléctrico de distribución. Aplicación al Sistema Eléctrico Ecuatoriano.
22. CONELEC, "Proyecto de reglamento del Suministro del servicio de Electricidad". Quito 1998.

23. Banco Mundial/Programa de las Naciones Unidas para el desarrollo eléctrico (UNDP), "Programa de Mejoramiento de la Eficiencia del Sector Eléctrico", Ecuador 1982.

EVOLUCION Y PREVISION DEL CONSUMO Y DEMANDA

PERIODO 1998 - 2020 (NO INCLUYE EN EL CONSUMO EL PROGRAMA AD&UREE, SE INCLUYE LA RECUPERACIÓN DEL CONSUMO POR REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS)

AÑO	CONSUMO ELÉCTRICO (GWH)			RECUPERACIÓN DEL CONSUMO (GWH)			ENERGÍA (GWH) A NIVEL S/E				DEMANDA MÁXIMA (MW) A NIVEL S/E			
	HISTÓRICO	ESCENARIOS			MENOR	MEDIO	MAYOR	HISTÓRICO	ESCENARIOS			HISTÓRICO	ESCENARIOS	
		MENOR	MEDIO	MAYOR					MENOR	MEDIO	MAYOR		MENOR	MEDIO
1982	3.088,1						3.633,6					714,2		
1983	3.236,7						3.824,9					711,7		
1984	3.287,6						4.012,0					750,8		
1985	3.537,9						4.314,1					820,7		
1986	3.830,1						4.695,4					911,9		
1987	4.203,7						5.101,4					955,2		
1988	4.317,4						5.346,0					990,4		
1989	4.415,3						5.478,7					1.053,1		
1990	4.797,2						6.220,2					1.164,4		
1991	5.266,7						6.603,8					1.245,8		
1992	5.484,1						6.826,8					1.251,8		
1993	5.547,4						7.022,6					1.353,2		
1994	6.067,7						7.683,8					1.479,8		
1995	6.377,4						7.919,2					1.541,7		
1996	7.054,0						9.754,5					1.683,9		
1997	7.818,0						9.743,5					1.847,8		
1998		7.977	9.445	8.637	49	52	91	9.578	10.474	10.650		1.902	1.994	2.038
1999		8.353	8.974	9.280	76	108	143	10.324	11.088	11.490		1.984	2.102	2.188
2000		8.743	9.532	9.984	104	167	199	10.786	11.735	12.221		2.069	2.215	2.314
2001		9.218	10.185	10.723	135	232	262	11.349	12.498	13.130		2.174	2.348	2.473
2002		9.710	10.679	11.525	169	303	330	11.937	13.388	14.105		2.288	2.490	2.648
2003		10.228	11.815	12.384	204	379	404	12.550	14.167	15.140		2.400	2.639	2.830
2004		10.783	12.396	13.238	242	461	485	13.188	15.077	15.268		2.518	2.796	3.024
2005		11.322	13.222	14.165	283	549	573	13.852	16.040	17.461		2.640	2.962	3.230
2006		11.925	14.112	15.160	326	644	668	14.558	17.077	18.718		2.776	3.140	3.452
2007		12.553	15.056	16.257	372	747	770	15.313	18.177	20.059		2.914	3.327	3.681
2008		13.208	16.055	17.454	421	857	880	16.010	19.342	21.493		3.041	3.526	3.928
2009		13.889	17.113	18.746	473	974	1.000	16.897	20.573	23.022		3.204	3.733	4.185
2010		14.597	18.231	20.131	528	1.049	1.128	17.736	21.909	24.653		3.363	3.958	4.480
2011		15.325	19.402	21.526	586	1.150	1.267	18.557	23.293	26.413		3.589	4.207	4.756
2012		16.081	20.639	23.222	647	1.258	1.417	19.481	24.755	28.292		3.884	4.471	5.070
2013		16.867	21.945	24.925	711	1.373	1.579	20.420	26.297	30.295		3.853	4.750	5.412
2014		17.682	23.324	26.743	779	1.498	1.752	21.382	27.924	32.432		4.035	5.044	5.767
2015		18.527	24.778	28.680	850	1.626	1.938	22.350	29.640	34.708		4.216	5.354	6.143
2016		19.403	26.302	30.756	924	1.765	2.139	23.414	31.437	37.146		4.403	5.678	6.544
2017		20.322	27.926	32.989	1.003	1.913	2.355	24.498	33.351	39.769		4.600	6.024	6.974
2018		21.287	29.655	35.392	1.088	2.072	2.589	25.636	35.389	42.590		4.813	6.392	7.434
2019		22.300	31.498	37.979	1.174	2.243	2.841	26.830	37.561	45.626		5.029	6.784	7.928
2020		23.383	33.462	40.764	1.267	2.425	3.114	28.084	39.874	48.894		5.256	7.202	8.457

Se considera en la previsión, los valores de energía no suministrada por INECEL en los años de racionamiento.

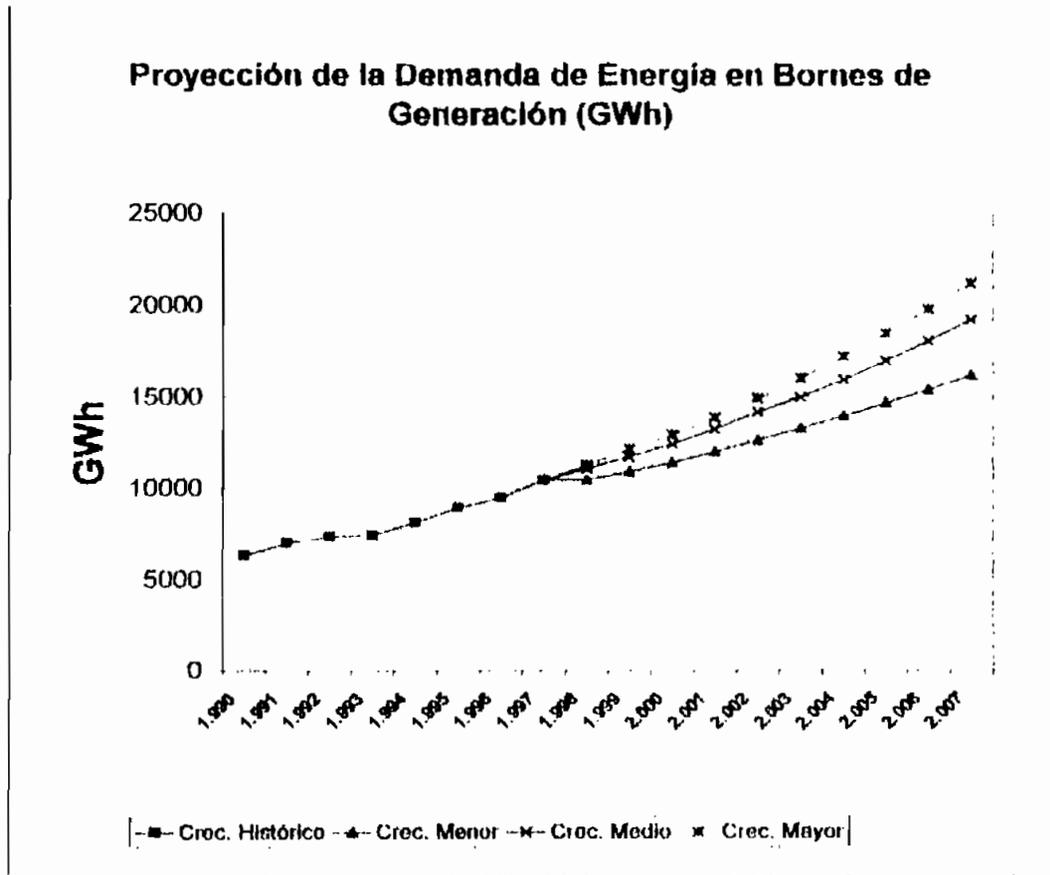
1992: 129.0; 1995: 497.2; 1996: 180.2; (nivel de generación)

AD&UREE: Programa de Administración de la Demanda y Uso Racional de la Energía

PREVISION DE DEMANDA DE ENERGIA SEGUN ACTUALIZACION DE INECEL DE 1997 (*)

AÑO	DEMANDA DE ENERGIA(GWh)						TASAS DE CRECIMIENTO (%)					
	ESCENARIOS			Regis- trado	Racionam iento Estimado	Demanda Total Estimada	ESCENARIOS			Histórico sin Raciona. ento	Considera Racionam iento	
	CreCIMIENTO Menor	CreCIMIENTO Medio	CreCIMIENTO Mayor				CreCIMIENTO Menor	CreCIMIENTO Medio	CreCIMIENTO Mayor			
1.990				6.361		6.361					10,2	10,2
1.991				6.988		6.988					9,9	9,9
1.992				7.210	129	7.339					3,2	5,0
1.993				7.423		7.423					3,0	1,1
1.994				8.117		8.117					9,3	10,9
1.995				8.440	497	8.937					4,0	10,1
1.996				9.305	180	9.485					10,2	6,1
1.997				10.349	125	10.474					11,2	10,4
1.998	10.466	11.087	11.273				-0,2	6,8	7,6			
1.999	10.928	11.736	12.162				4,5	5,9	7,9			
2.000	11.417	12.422	12.936				4,5	5,8	6,4			
2.001	12.012	13.229	13.699				5,2	6,5	7,4			
2.002	12.835	14.171	14.930				5,2	7,1	7,4			
2.003	13.284	14.996	16.035				5,1	5,8	7,4			
2.004	13.960	15.959	17.217				5,1	6,4	7,4			
2.005	14.663	16.978	18.482				5,0	6,4	7,3			
2.006	15.420	18.078	19.813				5,2	6,5	7,2			
2.007	16.209	19.240	21.233				5,1	6,4	7,2			

(*) En bornes de generación

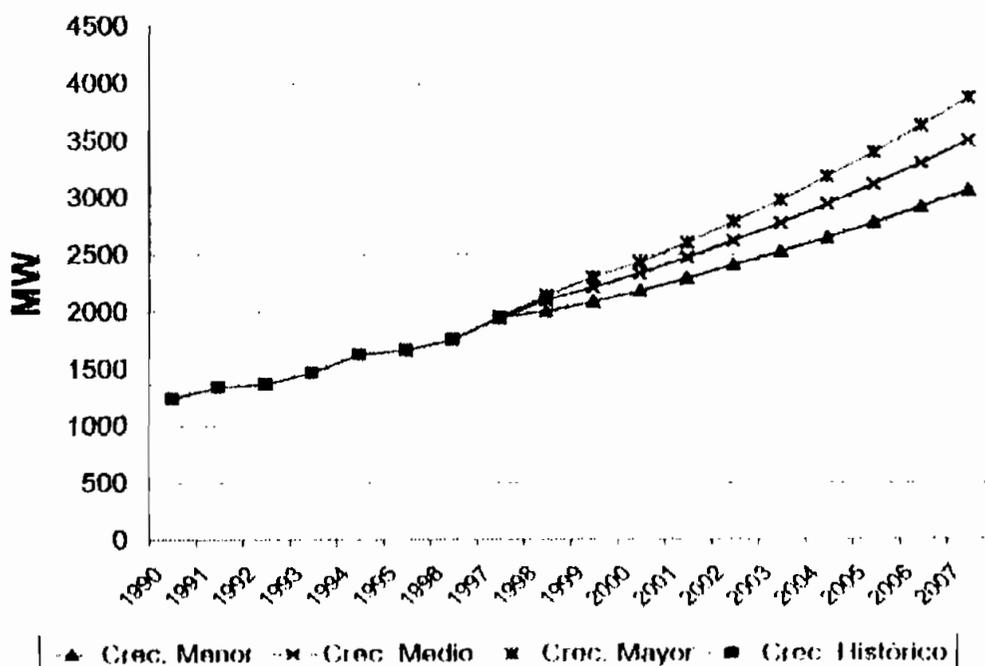


PREVISION DE DEMANDA DE POTENCIA SEGUN ACTUALIZACION DE INECEL DE 1997(*)

AÑO	DEMANDA DE POTENCIA(MW)				TASAS DE CRECIMIENTO (%)			Histórico
	ESCENARIOS			Registrado	ESCENARIOS			
	Crecimiento Menor	Crecimiento Medio	Crecimiento Mayor		Crecimiento Menor	Crecimiento Medio	Crecimiento Mayor	
1990				1.241				10,8
1991				1.340				8,0
1992				1.365				1,9
1993				1.469				7,6
1994				1.626				10,7
1995				1.685				2,4
1996				1.753				5,3
1997				1.951				11,3
1998	2.002	2.100	2.144		2,8	7,6	9,9	
1999	2.089	2.213	2.302		4,3	5,4	7,3	
2000	2.179	2.332	2.438		4,3	5,4	5,8	
2001	2.289	2.473	2.605		5,0	6,0	6,9	
2002	2.408	2.622	2.789		5,2	6,0	7,1	
2003	2.527	2.779	2.980		5,0	6,0	6,9	
2004	2.651	2.944	3.185		4,9	6,0	6,9	
2005	2.780	3.119	3.402		4,9	5,9	6,8	
2006	2.924	3.308	3.635		5,2	6,0	6,9	
2007	3.068	3.504	3.877		4,9	6,0	6,7	

(*) En bornes de generación

Proyección de la Demanda de Potencia en Bornes de Generación (MW)



Cuadro 2.4
CLASIFICACION DE LAS EMPRESAS ELECTRICAS

REGION COSTA	REGION SIERRA
Emelec	Empresa Eléctrica Quito
Esmeraldas	Emelnorte
Santo Domingo S.A	Elepcosa
Emelmanabi	Ambato S.A
Santa Elena C.A	Riobamba S.A
Emelgur	Bolivar S.A
Los Ríos S.A	Azogues
Milagro C.A	Centro Sur
Oriente y Galápagos	Regional Sur
Sucumbios	

ANEXO 3.1.

**SISTEMAS SOLARES DOMESTICOS LA
EXPERIENCIA DE BOLIVIA SOBRE EL SYSTEM
MANAGEMENT.**

El enfoque del “system management” como estrategia para la difusión del SSD, el ejemplo de Bolivia.

“Mientras que el diseño de tecnologías de energías renovables (tercos) recibió la mayor parte de la atención de la cooperación técnica –científica durante los años 70 y 80, las estrategias de proyectos en los años 90 se han centrado más en agotar todos los medios de difusión y comercialización de aplicaciones de TER’s aprobadas y disponibles en el mercado. Después de 20 años de investigación y desarrollo, las tecnologías se han vuelto genuinamente factibles y orientadas al usuario, han encontrado su camino hacia los mercados internacionales, y hasta cierto punto, están siendo introducidas en los países en desarrollo por productores y proveedores internacionales. Por otra parte, la experiencia recolectada en el curso de los pasados proyectos con energías renovables ha mostrado que, en muchos casos, el éxito limitado de los esfuerzos de difusión se ha debido al desconocimiento de lo que los usuarios potenciales acerca de lo que quieren y necesitan. Se han desarrollado opciones técnicas que, en opinión de los expertos, pueden ser vistas como “apropiadas” -- pero que por razones económicas y socioculturales, la demanda no se ha materializado. Nuevos prototipos de TER’s se diseñaron a pesar de que la producción en serie de los modelos anteriores ya había comenzado los países del proyecto. Se apoyaron proyectos de producción local cara y de baja calidad podrían haber sido importados y vendidos por menos dinero. Esta experiencia tuvo su precio -- un precio demasiado alto para ignorarse en el diseño de nuevos proyectos para la difusión de energías renovables.

En 1991, PROPER – Bolivia (Programa para la difusión de energías renovables) empezó a buscar nuevas formas de difusión, rechazando el desarrollo de nuevas opciones técnicas para la aplicación de energías renovables, y más bien, tratando de aprovechar lo que ofrece el mercado (nacional e internacional). Por otra parte, la complicidad del “sistema” de las energías renovables, con las diferentes instituciones participantes (gobierno, empresas eléctricas, HONGO, productores, instituciones de capacitación y de financiamiento) hacía imposible adoptar una estrategia “clásica” al desarrollo institucional de una institución contraparte. El proyecto está anclado formalmente en la Secretaría Nacional de Energía (SNE), lo cual permite una colaboración independiente, flexible y orientada hacia las necesidades de diversas instituciones.

Las actividades de PROPER no tienen como objetivo el fortalecimiento de una institución ejecutora única que asuma las diferentes tareas del proyecto en el futuro, sino en lograr una red viable de diferentes instituciones, con la capacidad de garantizar el futuro desarrollo y la difusión independiente y sostenible de las aplicaciones de energías renovables en Bolivia. Para lograr esto, se están realizando campañas con el propósito de sensibilizar y movilizar a los tomadores de decisiones en las empresas eléctricas, ONGs e instituciones de desarrollo gubernamentales e internacionales, sobre el potencial de las energías renovables; de vincular a las instituciones una con otra y con sus diferentes áreas claves de trabajo, servicios, y modelos de financiamiento. Con esto en mente PROPER prepara de manera profesional artículos y documentales para los periódicos y programas de televisión para su libre difusión en los medios masivos de comunicación, apoya y organiza

la asistencia a ferias comerciales, y organiza, promueve y asiste a seminarios, y participa en talleres de planificación organizados por otras instituciones. Simultáneamente, concientiza a los usuarios rurales potenciales de las ventajas de las TER's para generar una "demanda de abajo hacia arriba". Esta información se difunde por medio de radios rurales que transmiten micro - programas elaborados por PROPER en Quechua, y a través de eventos locales en las cuales PROPER, junto con proveedores de equipos y/o ONGs, muestra el sistema de usuarios potenciales explicando los beneficios y desventajas.

PROPER también ofrece apoyo y asistencia técnica a todas las instituciones involucradas. Las instituciones científicas, por ejemplo, reciben una revista semestralmente con informes sobre los últimos avances en el área de las energías renovables. Las instituciones de capacitación reciben ayuda para introducir un programa modular de enseñanza en energías renovables para asegurar que el número adecuado de técnicos e ingenieros calificados estén disponibles en el mercado. Los productores y proveedores reciben servicios de consultoría para mejorar la calidad y promoción del producto, de manera que pueda participar en licitaciones de proyectos mayores. Por último, pero no menos importante, se asiste a las ONGs y empresas eléctricas en la planificación y elaboración de proyectos de energías renovables, incluyendo la identificación de los modelos adecuados de financiamiento. En Bolivia, generalmente se utilizan dos modelos de financiamiento diferentes:

El modelo tarifario se aplica en el marco de un proyecto FV que se están conduciendo en colaboración con la Cooperativa Rural de Electrificación (CRE) en el Departamento de Santa Cruz. Esta cooperativa, con más de 140.000 socios, uno de los distribuidores más grandes de energía eléctrica en Bolivia, proporciona al usuario un paquete de servicio que comprende un SSD de 50 Wp y toda la instalación requerida, mantenimiento y reposición de componentes, a una tarifa mensual fija de aprox .8\$US. La CRE retiene la propiedad de los sistemas, y las únicas partes de "repuesto" que el mismo usuario tiene que comprar son las lámparas fluorescentes.

El personal de la empresa, adecuadamente capacitado hace todo el trabajo de mantenimiento y reparación y atiende todas las actividades administrativas requeridas para la difusión de los sistemas. Esto minimiza, e inclusivamente elimina, el riesgo esencial para el usuario final. El usuario tampoco tiene que efectuar pagos de préstamos substanciales, y la CRE está de acuerdo en recolectar los cobros sólo dos veces al año después de que los usuarios han vendido sus cosechas. En el curso de 1996, se instalarán 1390 sistemas, con el financiamiento de NRECA/USAID.

El modelo de crédito que ofrece la ONG Energética en el departamento de Cochabamba. Como los ingresos promedio en esta región del país son menos continuos y la propiedad de los sistemas es, por razones culturales, más importantes para los usuarios, se vende los sistemas proporcionando un crédito especialmente diseñado para este fin. En Bolivia prácticamente no existe un sistema financiero formal en el área rural. Para reducir los costos administrativos se colabora exclusivamente con grupos de usuarios, por ejemplo una comunidad, representada por un comité de electrificación que esta encargado del mantenimiento básico de los sistemas y el cobro de las cuotas. El modelo evita donaciones

“fáciles” para no crear falsas expectativas en la población; sin embargo, el crédito tampoco debería afectar la economía de las familias campesinas. Para el parcialmente de los pagos se tomó en cuenta las características económicas de las comunidades, acordando por ejemplo la realización de pagos anuales, luego de la cosecha de trigo (en el mes de julio). Como garantía se toma el mismo sistema fotovoltaico. Si un usuario no cumple con sus obligaciones de pago se retira el sistema, ubicándolo en otro sitio. El proyecto piloto en Chinboata muestra una morosidad mínima en los pagos, debido al seguimiento intensivo realizado por Energética.

Debido a la falta de standards de calidad oficiales para las TER's en Bolivia, PROPER trabaja junto con varias instituciones locales relacionadas con el control de calidad y las normas, en diseñar standards que puedan aplicarse en las licitaciones y que pueden servir como puntos de referencia para los vendedores locales y productores. A iniciativa de PROPER, se ha conformado, conjuntamente con el Instituto Boliviano de Normas y Calidad (IBNORCA) y otras instituciones independientes, un comité nacional para la modernización de sistemas termosolares y fotovoltaicos.

El cambio de gobierno en Bolivia ha hecho posible sujetar el suministro de energía rural -- con un enfoque en la utilización de TER's -- en una institución de gobierno. Por lo tanto, el gobierno se ha convertido en parte de la red y ahora es responsable de mejorar el marco legal para su uso de TER's, canalizado los aportes nacionales e internacionales hacia los proyectos rurales energías renovables, y coordinando las actividades de diversos donantes en el marco de la Estrategia Nacional de Energía Rural. Más aún, la nueva Ley de Participación Popular, que por primera vez proporciona un presupuesto propio a los Municipios rurales, ha creado la necesidad de apoyar a estas instituciones en planificar la electrificación básica en sus territorios, empezando con las escuelas y postas sanitarias.

El PROPER asiste y asesora en todos los asuntos relacionados a la difusión de SSD que puedan surgir entre los productores, vendedores, operadores y usuarios del sistema, y con la ayuda de expertos de corto plazo, ayuda a resolver problemas que surjan en caso de necesidad. La transferencia de la tecnología para la fabricación local de un regulador de carga, balastos electrónicos y de la primera batería solar en Latinoamérica, producida por la empresa boliviana BATEBOL en base de tecnología alemana, también debe mencionarse aquí como una actividad importante. Para diversificar la oferta de productos fotovoltaicos, se apoya la introducción de la mini lámpara SOLUX en el mercado que esta ensamblado por la empresa T.E.C.

Todas estas actividades del PROPER son parte del system management (manejo de sistemas) para el sistema de “Energías Renovables en Bolivia”. Ellas establecen las relaciones que faltaban previamente entre los varios actores y los ayudan cuando es necesario. Forman la base para una difusión viable y sostenible de los TER's en Bolivia. Gracias a los proyectos de otros donantes, apoyados por PROPER, el uso de los TER's en Bolivia ha aumentado significativamente. En el mediano plazo, el incremento de los conocimientos y la aceptación de las aplicaciones del TER's , contribuirán aún más al aumento en el número de beneficiarios”[7].

SISTEMAS SOLARES DOMESTICOS: LA TECNOLOGIA.

Un SSD es un pequeño sistema fotovoltaico diseñado sobre todo para el uso en hogares privados, que puede facilitar energía eléctrica en forma de una corriente continua de 12V, sobre todo para fines de iluminación y entretenimiento. No se puede definir a priori una potencia para un SSD. Sin embargo si hay "casos normales" de consumo energético que se pueden esperar en las regiones rurales de países en desarrollo, que, a su vez, sugieren la posibilidad de dimensionar el sistema según el caso.

Cuatro grupos de usuarios con diferentes consumos energéticos, hacen pensar en cuatro tamaños típicos para los módulos de los SSD's.

Grupo 1 = 20 Wp

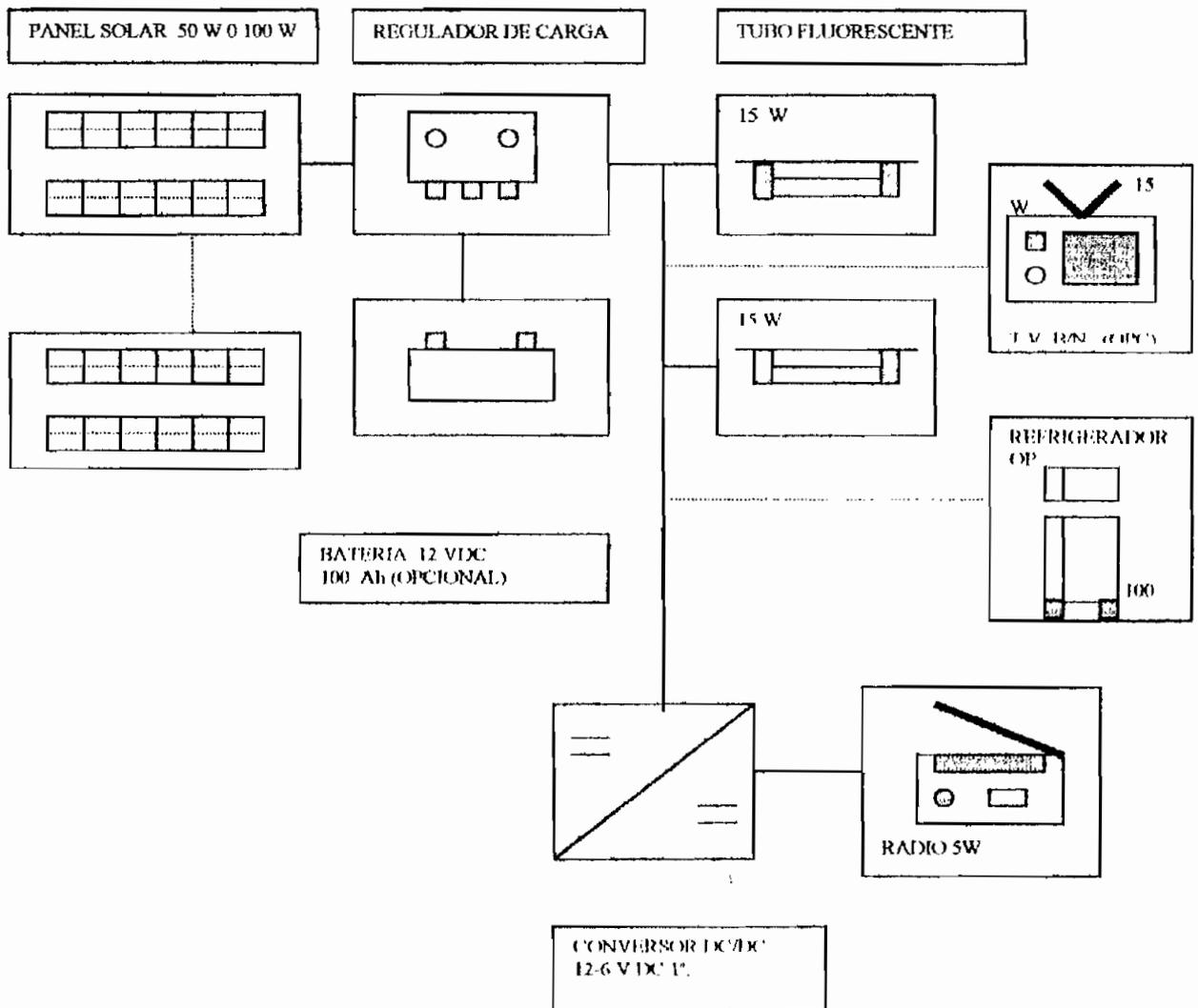
Grupo 2 = 50 Wp

Grupo 3 = 100 Wp

Grupo 4 mayor que 100 Wp

Como vemos la mayor parte de la demanda de los SSD's vendrá de los grupos 2 y 3. La energía fotovoltaica producida por un SSD con uno o dos módulos de 50 Wp es de unos 150 o 300 Wh/d, respectivamente. Como se necesita la energía sobre todo en las noches, ya sea para la iluminación o para el entretenimiento, es imprescindible el almacenamiento en batería. En esta cuestión parece haber un consenso de que las baterías de arranque no son la solución más apropiado, pero si la más económica y la más disponible.

FIGURA. 3.8.3. DIAGRAMA DE UN SISTEMA SOLAR DOMESTICO.



Fuente [1].

Obviamente cada sistema FV debe incluir por lo menos un módulo solar. Y si se intenta suministrar electricidad no solamente cuando hay sol, sino también durante la noche, se tiene que incluir una batería. Sin embargo fuera de estos dos componentes de SSD, el módulo solar y la batería de arranque, ya comienzan las diferencias de opinión sobre el "resto" del sistema.

ESTRATOS PROGRAMAS AD&UREE

ESTRATOS rangos en kWh/mes	1	2	3	4	5
Residencial	0-50	51-200	201-500	501-1000	mas de 1000
Comercial sin demanda con demanda	0-150	151-500	501-1000 unico	mas de 1000	
Industrial		con dem. I	con dem II		
Ent. Oficiales con demanda			(un único estrato)		
Bombeo de agua			(un único estrato)		
Alumbrado público			(un único estrato)		

CUADRO 1. COSTA

SECTOR	DESPLAZAMIENTO Y AHORRO AL 2010		COSTO DEL AHORRO
	POTENCIA (MW)	ENERGIA (GWh/año)	
REGION COSTA.			(US\$/MWh)
Residencial	66.3	240.2	20
Datos del mercado 1993	264.3	1226	
% de ahorro/despla.	25.04	19.59	
Comercial	22.1	32.1	10
Datos del mercado 1993	100.3	534.2	
% de ahorro/despla.	21.95	6.02	
Industrial	28.7	41.7	10
Datos del mercado 1993	234.3	986.4	
% de ahorro/despla.	12.27	4.23	
Entidades oficiales con demanda y bombeo.	7.4	10.7	20
Datos del mercado 1993	44.8	319.1	
% de ahorro/despla.	16.48	3.36	
AHORRO/DESPLAZAMIENTO EN LA COSTA.	124.5	324.8	18
Datos del mercado 1993	670.8	3341	
% de ahorro/despla.	18.56	9.72	

Fuente: [4]

CUADRO 2. SIERRA

SECTOR	DESPLAZAMIENTO Y AHORRO AL 2010		COSTO DEL AHORRO (US\$/MWh)
	POTENCIA (MW)	ENERGIA (GWh/año)	
REGION SIERRA			
Residencial	103.2	227.2	30
Datos del mercado 1993	246.9	1042.1	
% de ahorro/despla.	41.81	21.3	
Comercial	15.8	14.4	17
Datos del mercado 1993	75.4	312.7	
% de ahorro/despla.	20.93	4.59	
Industrial	34.9	34.8	12
Datos del mercado 1993	144.7	661.5	
% de ahorro/despla.	24.16	5.11	
Entidades oficiales con demanda y bombeo.	6.7	4.5	24
Datos del mercado 1993	34	108.7	
% de ahorro/despla.	19.7	4.17	
AHORRO/DESPLAZAMIENTO EN LA SIERRA	160.6	261	18
Datos del mercado 1993	528.7	2473.4	
% de ahorro/despla.	30.5	11.35	

Fuente:[4](resumen)

CUADRO 3. PAIS

SECTOR	DESPLAZAMIENTO Y AHORRO AL 2010		COSTO DEL AHORRO
	POTENCIA (MW)	ENERGIA (GWh/año)	
PAIS			(US\$/MWh)
ahorro /despl. En el país.	285.2	605.7	22
Datos del mercado 1993 % de ahorro/despl.	1197.6	5814.4	

Fuente:[4]

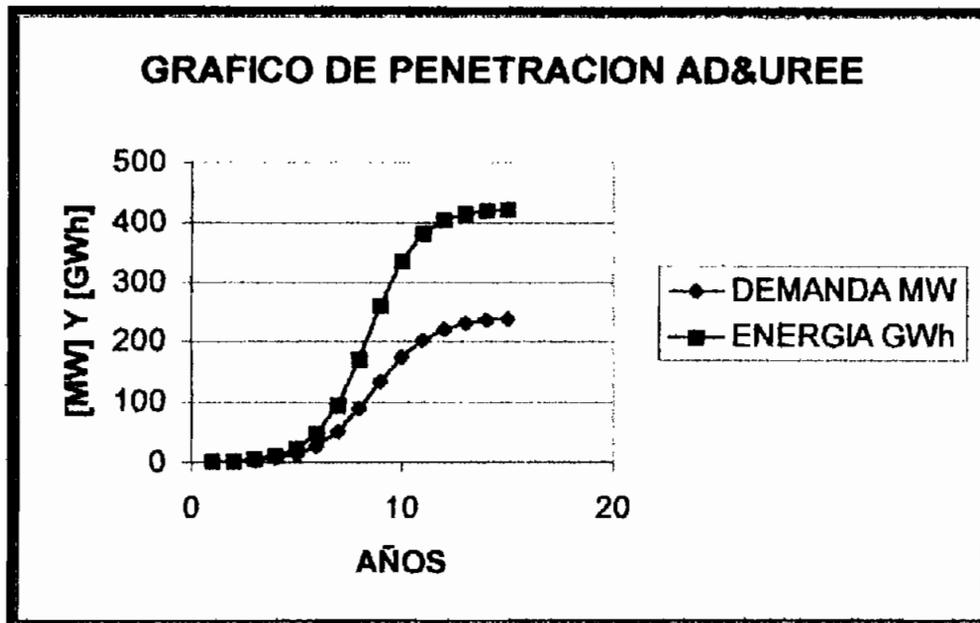
NOTA

De acuerdo con la selección de resultados se puede concluir que existe un potencial bruto estimado en ahorro de energía y demanda en todos los sectores y estratos de consumidores que podrían lograrse a base de la implantación de un programa de Administración de la Demanda y Uso Racional de la Energía y que son presentados en los siguientes cuadros" [1].

CUADRO 3. PENETRACION MEDIDAS AD&UREE.

AÑO	DEMANDA MW	ENERGIA GWh
1	0.7	1.1
2	1.4	2.3
3	3	4.9
4	6.4	10.5
5	13.4	22.6
6	27.2	47.7
7	51.8	95.2
8	89.1	170.6
9	133.3	259.9
10	173.6	334.1
11	202.9	379.8
12	220.9	403.2
13	230.5	414.2
14	235.3	419.2
15	237.6	421.5

fuate [1]



Fuente [1]

ANEXO 4.3.

POTENCIAL DE ENERGIA FOTOVOLTAICA CONSIDERADO PARA LAS ZONAS RURALES DEL ECUADOR.

POTENCIAL CONSIDERADO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA.

POBLACION MILES				%
año	urbana	rural		
1985	4671,1	4427,3		0,7
1990	5683,6	4589,6		0,2
1991	5912,7	4588,8		-0,5
1992	6176,7	4564,1		-1,6
1993	6492,5	4488,5		0,3
1994	6717,9	4503,2		0,2
1995	6944,2	4515,9		0,2
1996	7172,4	4526,1		0,2
1997	7402,9	4534		0,1
1998	7634,8	4539,8		0,1
1999	7867	4544,2		0,1
2000	8098,4	4547,7		0,1
2001		4552,2		0,1
2002		4556,8		0,1
2003		4561,4		0,1
2004		4565,9		0,1
2005		4570,5		0,1
2006		4575,1		0,1
2007		4579,6		0,1
2008		4584,2		0,1
2009		4588,8		0,1
2010		4593,4		0,1
2011		4598,0		0,1
2012		4602,6		0,1
2013		4607,2		0,1
2014		4611,8		0,1

CONSUMO PERCAPITA. 1 kWh
POBLACION AÑO HORIZONTE 4611800
CUBIERTO POR FOTOVOLTAICA 20%

TOTAL POBLACION CUBIERTA CON FOTOVOLTAICA
AL AÑO HORIZONTE 922360

POTENCIAL CONSIDERADO (kWh) 922360
POTENCIAL CONSIDERADO (GWh) 1

PROGRAMA DE IMPLEMENTACION DE COGENERACION.

Para un programa de cogeneración se deben seguir los lineamientos generales de los programas de uso racional de la energía. Se pueden identificar tres fases, dentro de las cuales se delinear las tareas generales y las necesidades de cambios institucionales que son requeridos para su ejecución.

FASE 1: DISEÑO DEL PROGRAMA.

- 1) Desarrollar una base de datos sobre el consumo de energía para todos los sectores y los tipos de energía (térmica y eléctrica), así como las fuentes utilizadas. Se debe identificar la autogeneración eléctrica.
- 2) Identificar barreras para el ahorro de energía.
- 3) Establecer un centro responsable, con el apoyo del gobierno, del diseño, programación, dirección y gestión del programa.
- 4) Revisar leyes y regulaciones existentes y proponer modificaciones.
- 5) Analizar las políticas de precios de los energéticos y proponer reformas
- 6) Evaluar los recursos humanos necesarios para todo el programa.
- 7) Analizar financiamientos alternativos para las aplicaciones de las medidas a proponer e incentivos a los usuarios.
- 8) Seleccionar y priorizar los subprogramas sectoriales a desarrollar

FASE 2: INICIO DEL PROGRAMA

- 9) Establecer el programa final.
- 10) Establecer la organización responsable de la dirección del programa e identificar centros con capacidad para la ejecución del mismo.
- 11) Desarrollar un programa de diagnóstico y prediagnóstico (o auditorías) energéticos en todos los sectores.
- 12) Seleccionar y entrenar auditores energéticos.
- 13) Realizar pre-diagnósticos y diagnósticos piloto en los diversos sectores.
- 14) Establecer un programa de difusión y demostración de cogeneración.
- 15) Establecer canales de financiación.
- 16) Adaptar leyes y regulaciones.

FASE 3: IMPLEMENTACION Y CONTROL DE GESTION DEL PROGRAMA.

- 17) Establecer metas de cogeneración para todos los niveles posibles y determinar estándares.
- 18) Conducir los programas de prediagnóstico y diagnósticos energéticos.
- 19) Establecer y entrenar "gerentes energéticos" a nivel de todos los emprendimientos donde se aplique un programa de cogeneración (en cada industria, empresa, etc.).
- 20) Evaluar e impulsar la implementación de las medidas concretas propuestas en todos los sectores, en base a los diagnósticos realizados
- 21) Controlar y evaluar los resultados de los proyectos ejecutados.

22) Estandarizar datos y establecer una base de información para desarrollos posteriores.

El prediagnóstico debe permitir el consumo, el proceso productivo, el estado de la tecnología empleada y, en general, reunir los datos necesarios para determinar, en detalle, la estructura de la demanda energética y los coeficientes energéticos.

El diagnóstico, o como se denomina en muchos lugares, la auditoría energética, suministra información precisa sobre el proceso y la calidad del consumo energético, y las posibles medidas de diversificación, ahorro de energía y cogeneración que pueden tomarse. Debe permitir, al responsable de tomar la decisión de implementar las medidas, disponer de valores aproximados de las inversiones necesarias para concretar aquellas y el período de recuperación del capital invertido.

La fase final es la preparación de la ingeniería de detalle del programa para su impremeditación, actividades que, en general, no están incluidos en el diagnóstico. La determinación del tipo de instalación de cogeneración óptima depende de un estudio energético exhaustivo en el cual se debe tener en cuenta un número muy grande de variables, entre las que podemos mencionar, agrupándolas en técnicas y económicas:

Variables técnicas.

- a) Coeficiente energético del usuario, su valor medio y sus oscilaciones.
- b) Distribución diaria, semanal, mensual y anual de utilización de energías térmica y eléctrica y los consumos y potencias requeridos.
- c) Niveles de temperatura de los procesos utilizados, con empleo o no de calor directo.
- d) Posibilidad de utilización de calores residuales de proceso.
- e) Posibilidad de utilizar calor útil para climatización (calefacción y/o refrigeración).
- f) Tipos de combustibles disponibles, incluyendo residuales y alternativas posibles.

Variables económicas.

- g) Precios de los energéticos, y tipos de contratos con las compañías proveedoras de energía eléctrica y combustibles.
- h) Costos de operación y mantenimiento de las diferentes alternativas.
- i) Inversiones a realizar y tasas de retorno.
- j) Aspectos legales y financieros.

El estudio económico requiere la comparación de los costos actuales de autogeneración de calor y de energía eléctrica adquirida con los costos para el equipamiento, instalación y explotación del sistema de cogeneración, considerando además, la venta, si hay un saldo, o la compra de la electricidad necesaria para equilibrar la demanda del sistema [7].

COGENERACION

ANOS	CONSUMO BEP	GWh	GWh*,30	PENETRACION %	ENERGIA GWh COGENERACION	FACTOR F.C.	POTENCIA MW COGENERACION
1995	6916	3749	1125				
1996	7103	3850	1155				
1997	7295	3954	1186				
1998	7491	4061	1218	0	0,0	0,6	0,0
1999	7694	4171	1251	0	0,0	0,6	0,0
2000	7901	4283	1285	1	1,3	0,6	0,2
2001	8115	4399	1320	2	2,6	0,6	0,5
2002	8334	4518	1355	2	2,7	0,63	0,5
2003	8559	4640	1392	3	4,2	0,63	0,8
2004	8790	4765	1430	6	8,6	0,63	1,6
2005	9027	4894	1468	10	14,7	0,63	2,7
2006	9271	5026	1508	20	30,2	0,64	5,4
2007	9521	5162	1549	25	38,7	0,64	6,9
2008	9778	5301	1590	35	55,7	0,64	9,9
2009	10042	5444	1633	50	81,7	0,64	14,6
2010	10314	5591	1677	55	92,3	0,64	16,5
2011	10592	5742	1723	75	129,2	0,66	22,3
2012	10878	5897	1769	85	150,4	0,66	26,0
2013	11172	6056	1817	90	163,5	0,66	28,3
2014	11473	6220	1866	100	186,6	0,66	32,3

PERDIDAS TECNICAS DEMANDA

AÑOS	% PENETRACION	CONSUMO PESIMISTA	CONSUMO OPTIMISTA	RECUPERACION %	ESCENARIO OPTIMISTA	ESCENARIO PESIMISTA
1998	0.0	2.036	2.173	2.4	0.0	0.0
1999	0.0	2.180	2.404	2.4	0.0	0.0
2000	3.3	2.276	2.581	2.4	1.8	2.0
2001	5.4	2.405	2.731	2.4	3.1	3.6
2002	8.0	2.548	2.935	2.4	4.9	5.6
2003	10.9	2.642	3.096	2.4	6.9	8.1
2004	14.5	2.779	3.315	2.4	9.7	11.5
2005	18.6	2.919	3.547	2.4	13.0	15.9
2006	23.6	3.086	3.796	2.4	17.5	21.5
2007	29.0	3.201	3.927	2.4	22.3	27.3
2008	35.6	3.370	4.196	2.4	28.8	35.8
2009	43.2	3.545	4.485	2.4	36.7	46.4
2010	51.8	3.730	4.793	2.4	46.4	59.6
2011	61.0	3.904	5.125	2.4	57.1	75.0
2012	72.3	4.096	5.477	2.4	71.1	95.1
2013	85.2	4.292	5.860	2.4	87.8	119.9
2014	100.0	4.504	6.258	2.4	108.1	150.2

CALCULO PERDIDAS TECNICAS ENERGIA

AÑOS	% PENETRACION	CONSUMO PESIMISTA	CONSUMO OPTIMISTA	RECUPERACION %	ESCENARIO OPTIMISTA	ESCENARIO PESIMISTA
1998	0.0	10.703	11.367	2.4	0.0	0.0
1999	0.0	11.075	12.213	2.4	0.0	0.0
2000	3.3	11.565	13.113	2.4	9.0	10.2
2001	5.4	12.220	14.112	2.4	15.9	18.4
2002	8.0	12.947	15.168	2.4	24.8	29.1
2003	10.9	13.653	16.273	2.4	35.8	42.7
2004	14.5	14.364	17.423	2.4	49.9	60.6
2005	18.6	15.087	18.642	2.4	67.4	83.3
2006	23.6	15.951	19.951	2.4	90.5	113.2
2007	29.0	16.823	21.395	2.4	116.9	148.7
2008	35.6	17.713	22.971	2.4	151.2	196.1
2009	43.2	18.633	24.671	2.4	193.0	255.5
2010	51.8	19.607	26.494	2.4	243.9	329.5
2011	61.0	20.620	28.461	2.4	301.8	416.6
2012	72.3	21.672	30.562	2.4	376.1	530.4
2013	85.2	22.746	32.804	2.4	465.2	670.9
2014	100.0	23.871	35.196	2.4	572.9	844.7

ANEXO 4.6.

RESULTADOS DE LA INTRODUCCION DE LOS RECURSOS NO TRADICIONALES EN EL SISTEMA ELECTRICO ECUATORIANO

ESCENARIO OPTIMISTA

CUADRO 4.7: CONSUMO

PENETRACION DE RECURSOS NO TRADICIONALES PARA EL PERIODO DEL PIR.

AÑOS	PERDIDAS TECNICAS	COGENERACION	AD&UREE.	GEOTERMICA	REPOTENCIACION	FOTOVOLTAICA	EOLICA	TOTAL NO TRADICIONAL
1998	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1999	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2000	19,1	1,3	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	21,5
2001	32,4	2,6	2,3	0,0	0,0	0,0	0,0	37,3
2002	48,4	2,7	4,9	0,0	424,8	0,0	0,0	480,8
2003	68,4	4,2	10,5	0,0	424,8	0,0	0,0	507,8
2004	92,2	8,6	22,6	0,0	424,8	0,0	0,0	548,2
2005	120,8	14,7	47,7	309,0	424,8	0,0	0,0	916,9
2006	155,2	30,2	95,2	309,0	424,8	0,0	0,0	1014,3
2007	196,6	38,7	170,6	309,0	424,8	0,0	0,0	1139,7
2008	246,0	55,7	259,9	309,0	424,8	0,0	0,0	1295,4
2009	304,6	81,7	334,1	309,0	424,8	0,0	0,0	1454,2
2010	373,8	92,3	379,8	309,0	424,8	0,0	0,0	1579,7
2011	456,4	129,2	403,2	309,0	424,8	0,0	0,0	1722,6
2012	552,8	150,4	414,2	309,0	424,8	0,0	0,0	1851,1
2013	666,5	163,5	419,2	309,0	424,8	0,0	0,0	1983,0
2014	799,9	186,6	421,5	309,0	424,8	0,0	0,0	2141,8

ESCENARIO OPTIMISTA

CUADRO 4.8: DEMANDA

PENETRACION DE RECURSOS NO TRADICIONALES PARA EL PERIODO DEL PIR.

AÑOS	PERDIDAS TECNICAS	COGENERACION	AD&UREE.	GEOTERMICA	REPOTENCIACION	FOTOVOLTAICA	EOLICA	TOTAL NO TRADICIONAL.
1998	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1999	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2000	3,6	0,2	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	4,5
2001	6,2	0,4	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	7,9
2002	8,8	0,4	3,0	0,0	116,4	0,0	0,0	128,6
2003	12,4	0,6	6,4	0,0	116,4	0,0	0,0	135,8
2004	16,7	1,2	13,4	0,0	116,4	0,0	0,0	147,7
2005	21,9	2,1	27,2	41,3	116,4	0,0	0,0	208,9
2006	27,7	4,3	51,8	41,3	116,4	0,0	0,0	241,5
2007	35,1	5,5	89,1	41,3	116,4	0,0	0,0	287,4
2008	43,9	7,9	133,3	41,3	116,4	0,0	0,0	342,8
2009	54,3	11,7	173,6	41,3	116,4	0,0	0,0	397,3
2010	66,7	13,2	202,9	41,3	116,4	0,0	0,0	440,4
2011	80,1	18,4	220,9	41,3	116,4	0,0	0,0	477,2
2012	97,1	21,5	230,5	41,3	116,4	0,0	0,0	506,7
2013	117,0	23,3	235,3	41,3	116,4	0,0	0,0	533,4
2014	140,5	26,6	237,6	41,3	116,4	0,0	0,0	562,4

ESCENARIO PESIMISTA

CUADRO 4.9: CONSUMO

PENETRACION DE RECURSOS NO TRADICIONALES PARA EL PERIODO DEL PIR.

AÑOS	PERDIDAS TECNICAS	COGENERACION	AD&UREE.	GEOTERMICA	REPOTENCIACION	FOTOVOLTAICA	EOLICA	TOTAL NO TRADICIONAL.
1998	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1999	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2000	16,9	1,3	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	19,3
2001	28,0	2,6	2,3	0,0	0,0	0,0	0,0	33,0
2002	41,3	2,7	4,9	0,0	424,8	0,0	0,0	473,7
2003	57,4	4,2	10,5	0,0	424,8	0,0	0,0	496,8
2004	76,0	8,6	22,6	0,0	424,8	0,0	0,0	532,0
2005	97,7	14,7	47,7	309,0	424,8	0,0	0,0	893,9
2006	124,0	30,2	95,2	309,0	424,8	0,0	0,0	983,2
2007	154,6	38,7	170,6	309,0	424,8	0,0	0,0	1097,7
2008	189,7	55,7	259,9	309,0	424,8	0,0	0,0	1239,1
2009	230,0	81,7	334,1	309,0	424,8	0,0	0,0	1379,6
2010	276,7	92,3	379,8	309,0	424,8	0,0	0,0	1482,5
2011	330,6	129,2	403,2	309,0	424,8	0,0	0,0	1596,8
2012	392,0	150,4	414,2	309,0	424,8	0,0	0,0	1690,4
2013	462,1	163,5	419,2	309,0	424,8	0,0	0,0	1778,6
2014	542,5	186,6	421,5	309,0	424,8	0,0	0,0	1884,4

ESCENARIO PESIMISTA

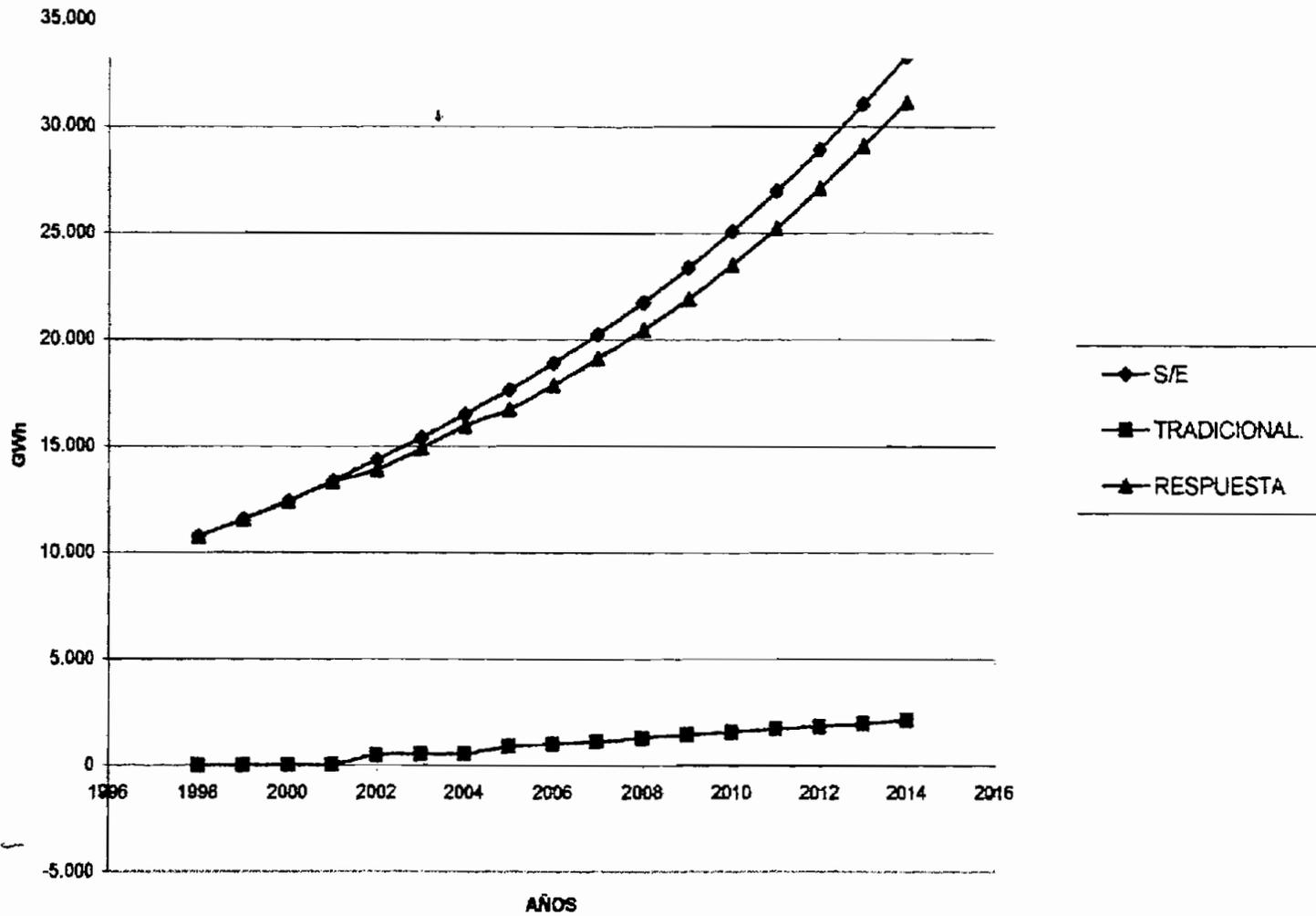
CUADRO 4,10: DEMANDA

PENETRACION DE RECURSOS NO TRADICIONALES PARA EL PERIODO DEL PIR.

AÑOS	PERDIDAS TECNICAS	COGENERACION	AD&UREE.	GEOTERMICA	REPOTENCIACION	FOTOVOLTAICA	EOLICA	TOTAL NO TRADICIONAL.
1998	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1999	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2000	3,3	0,2	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	4,2
2001	5,5	0,4	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	7,3
2002	8,1	0,4	3,0	0,0	116,4	0,0	0,0	127,9
2003	11,1	0,6	6,4	0,0	116,4	0,0	0,0	134,5
2004	14,7	1,2	13,4	0,0	116,4	0,0	0,0	145,7
2005	18,9	2,1	27,2	41,3	116,4	0,0	0,0	205,9
2006	24,0	4,3	51,8	41,3	116,4	0,0	0,0	237,8
2007	29,4	5,5	89,1	41,3	116,4	0,0	0,0	281,7
2008	36,1	7,9	133,3	41,3	116,4	0,0	0,0	335,0
2009	43,8	11,7	173,6	41,3	116,4	0,0	0,0	386,7
2010	52,6	13,2	202,9	41,3	116,4	0,0	0,0	426,4
2011	61,9	18,4	220,9	41,3	116,4	0,0	0,0	458,9
2012	73,4	21,5	230,5	41,3	116,4	0,0	0,0	483,0
2013	86,5	23,3	235,3	41,3	116,4	0,0	0,0	502,8
2014	101,5	26,6	237,6	41,3	116,4	0,0	0,0	523,5

FIGURA 4,4 :RESULTADOS DE INTRODUCIR RECURSOS NO TRADICIONALES.

ESCENARIO OPTIMISTA



**GRAFICO 4.5. RESULTADOS DE INTRODUCIR RECURSOS NO TRADICIONALES.
ESCENARIO OPTIMISTA**

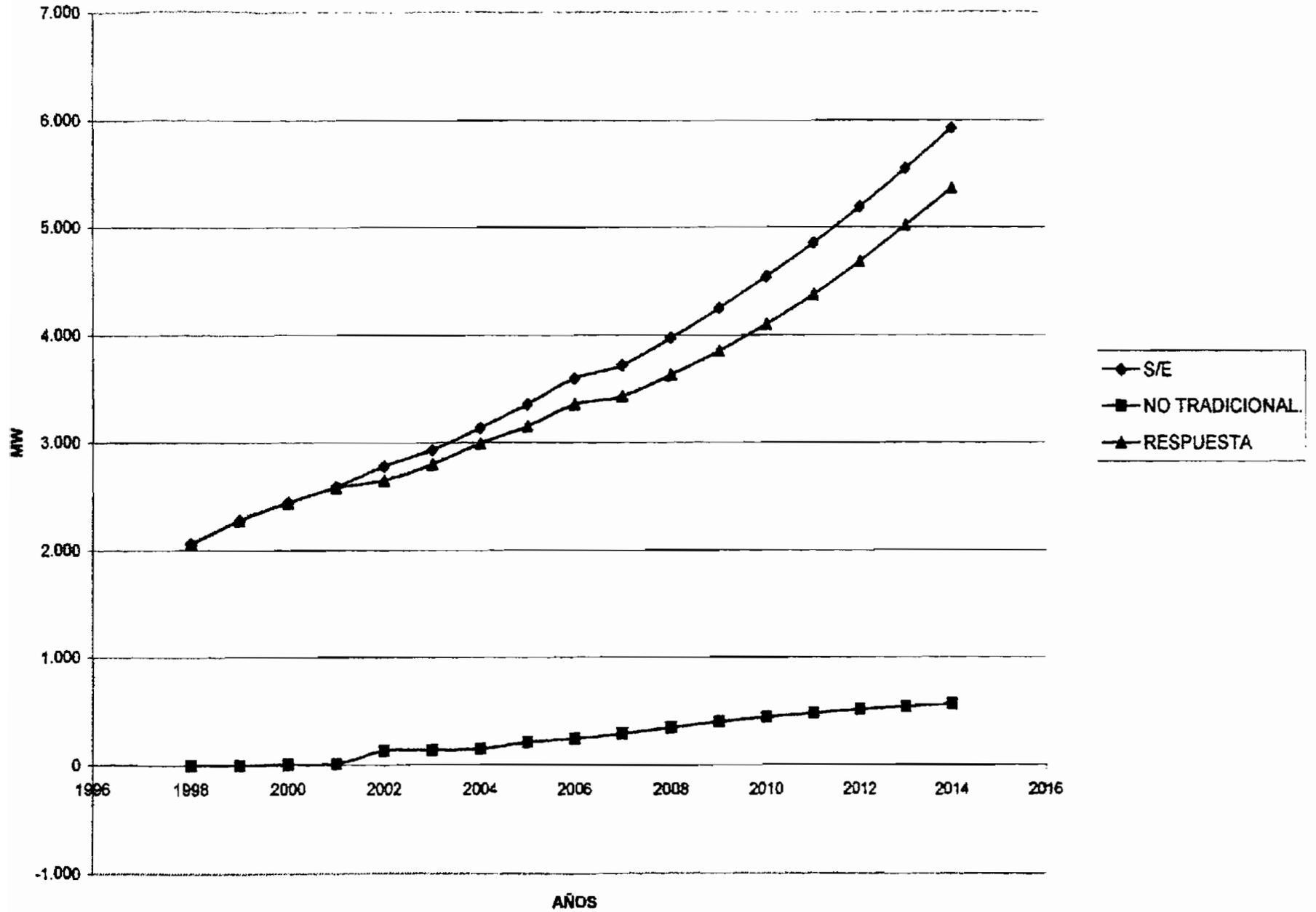


GRÁFICO 4.6. RESULTADOS DE INTRODUCIR RECURSOS NO TRADICIONALES.
ESCENARIO PESIMISTA.

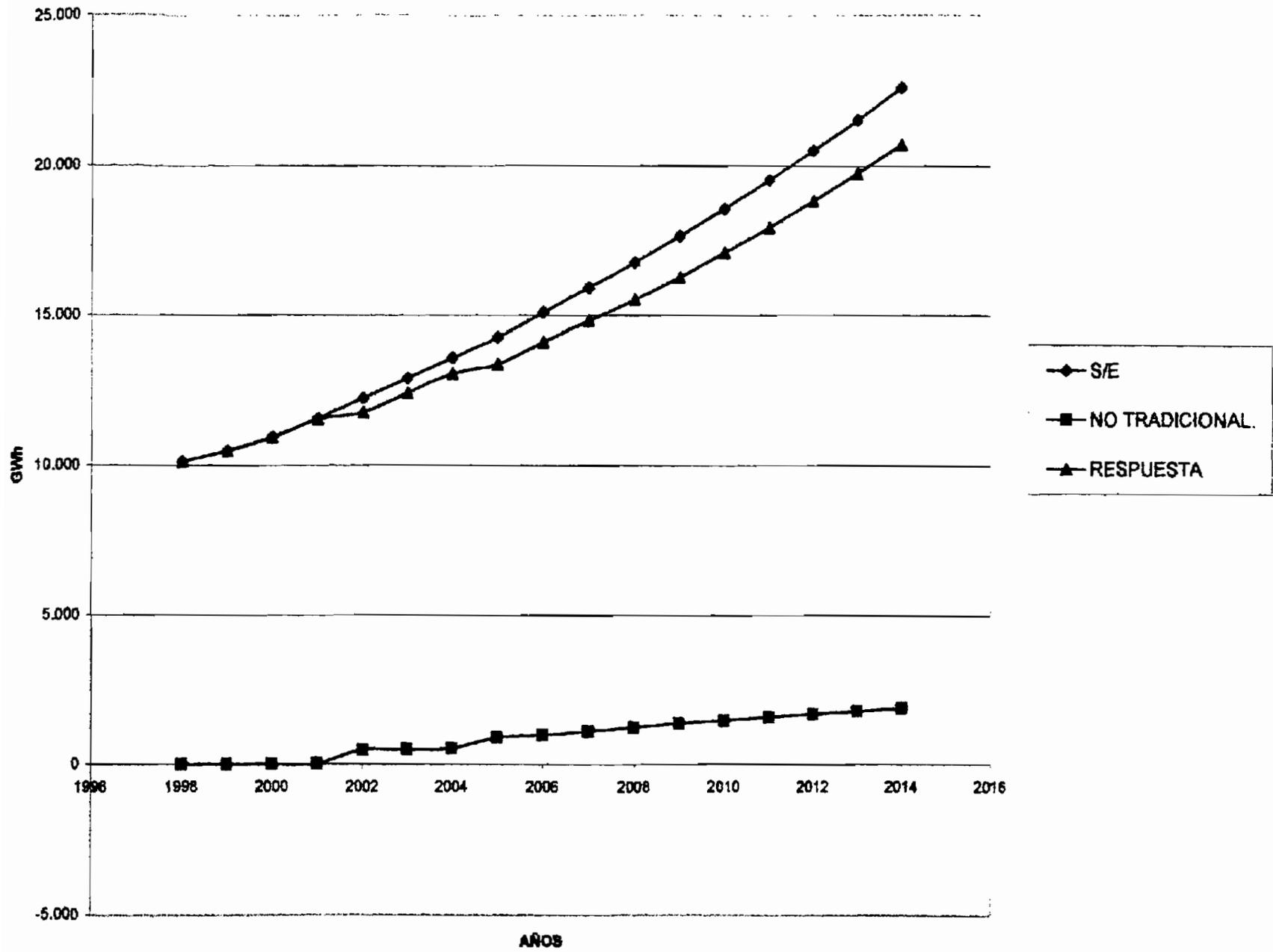


GRAFICO 4.7: RESULTADOS DE INTRODUCIR RECURSOS NO TRADICIONALES.
 ESCENARIO PESIMISTA

