

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS DE COLOMBIA

2000

333.82
P682ep
2000
ES.1

111-172



**ESTABLECIMIENTO DE UN PLAN ESTRUCTURAL,
INSTITUCIONAL Y FINANCIERO, QUE PERMITA EL
ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO DE LAS ZONAS NO
INTERCONECTADAS, CON PARTICIPACIÓN DE LAS
COMUNIDADES Y EL SECTOR PRIVADO**

**PRONÓSTICO DE LA DEMANDA
DE ENERGIA ELECTRICA EN ZONAS NO
INTERCONECTADAS**

DOCUMENTO N° : ANC-375-22

REVISION 00

Santa Fe de Bogotá, Septiembre de 2000



LISTA DE DISTRIBUCIÓN

Copias de este documento fueron entregadas a las siguientes personas:

PERSONA	CARGO	COPIAS
Alexandra Baquero	MHCP - Comité Técnico	1
Arcenio Torres	UPME - Comité Técnico	1
Elsa Marquez	MME - Comité Técnico	1
Karen Schutt	MME - Comité Técnico	1
Ana María Briceño	DNP - Comité Técnico	1
Carmenza Chain	CREG - Comité Técnico	1

ÍNDICE DE MODIFICACIONES

Indice de revisiones	Sección modificada	Fecha de modificación	Observaciones
00	----	----	Versión original

REVISIÓN Y APROBACIÓN:

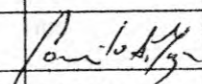
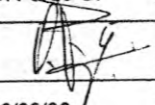
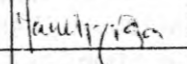
Actividad: Desarrollo de Modelos					
Título del Documento: Pronóstico de la demanda de energía eléctrica en zonas no interconectadas					
Documento N°: ANC- 375 - 22					
Número de revisión		0	1	2	3
Elaboró	Nombre	C. Meza			
	Firma				
	Fecha	06/09/00			
Aprobó:	Nombre	O. Pardo G.			
	Firma				
	Fecha	08/09/00			
Control de calidad	Nombre	M. Hernández			
	Firma				
	Fecha	09/09/00			

TABLA DE CONTENIDO

1	RESUMEN EJECUTIVO	1-2
2	OBJETO.....	2-2
3	UBICACIÓN DEL PROYECTO	3-2
4	PREMISAS DEL PRONÓSTICO DE DEMANDA	4-2
4.1	MÉTODOS ECONÓMICOS Y SISTEMÁTICOS.....	4-2
4.1.1	Los métodos económicos.....	4-2
4.1.2	Los métodos sistemáticos	4-4
4.2	¿QUÉ MÉTODO ESCOGER PARA LAS ZNI?.....	4-5
4.3	¿CONSTRUIR O ADAPTAR?.....	4-5
4.4	INFORMACIÓN, FUENTES Y VALIDACIÓN	4-6
5	ANTECEDENTES METODOLÓGICOS.....	5-2
5.1	REVISIÓN DE LOS ESTUDIOS PREVIOS	5-2
5.1.1	New Directions in Econometric Modeling of Energy Demand, Glenn D. Westley 1992.	5-2
5.1.2	Plan de energización de las zonas no interconectadas de la Orinoquía, Amazonía y Costa Pacífica, ICEL 1994.....	5-3
5.1.3	Proyecciones de demanda de energía eléctrica 1990-2010, ISA 1991.....	5-4
5.1.4	Municipio de la Mesa Cundinamarca – Estudio sobre la disposición a pagar por el servicio de agua, Leonardo García 1999.....	5-5
5.1.5	Estudio de la expansión del sistema eléctrico en las ZNI, Consultoría Colombiana S.A. y Consultores Unidos 1995.....	5-5
5.1.6	Manual de planeamiento de sistemas eléctricos de distribución, ISA 1992-5-7	
5.1.7	Estudio de proyección integrada de demanda de energía en el país, UPME 1995	5-8
5.1.8	Modelo LEAP.....	5-9
6	ELABORACIÓN DEL MODELO.....	6-2
6.1	CRITERIOS	6-2
6.1.1	Variables Explicativas.....	6-2
6.1.1.1	Población	6-2
6.1.1.2	Potenciales de desarrollo	6-5
6.1.1.3	Ingreso	6-7
6.1.1.4	Precio y demanda de sustitutos	6-7
6.1.1.5	Disponibilidad de pago	6-7
6.2	SELECCIÓN DEL MODELO	6-8
6.2.1	Modelos sugeridos.....	6-8
6.2.1.6	Modelo de mínimos cuadrados ordinarios (OLS)	6-8
6.2.1.7	Modelos SUR (Seemingly Unrelated Regressions) Mínimos cuadrados generalizados	6-9
6.2.1.8	Proyección de demanda.....	6-11
7	APLICACIÓN Y RESULTADOS.....	7-3

	MINHACIENDA	DNP	MINMINAS	UPME	CREG	PNUD
7.1						7-3
7.1.1						7-3
7.1.2						7-4
7.1.3						7-11
7.2						7-11
7.2.1						7-13
7.2.2						7-13
8						8-2

TABLA DE CONTENIDO

1 RESUMEN EJECUTIVO	1-2
---------------------------	-----

LISTA DE TABLAS

TABLA 1- 1 Consumos promedio por usuarios residenciales y elasticidad precio de la demanda estimados por región y tamaño	1-3
TABLA 1- 2 Variación de los ingresos residenciales en las ZNI según escenario...	1-4
TABLA 1- 3 Variación de las tarifas residenciales de energía eléctrica en las ZNI según escenario	1-4
TABLA 1- 4 Variación de las tasas de crecimiento poblacional del DANE* en localidades de las ZNI según escenario	1-4

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1-1 Escenarios de proyección de demanda total de energía 2000-2005..	1-5
FIGURA 1-2 Escenario Medio - Composición regional de la demanda de energía 2000-2005.....	1-5

1 RESUMEN EJECUTIVO

Se ha desarrollado y calibrado un modelo de proyección de demanda de energía eléctrica para el total del universo de las zonas no interconectadas, basado en información recopilada en las visitas de campo.

El modelo se ha estimado aplicando la metodología de mínimos cuadrados ordinarios (MCO)¹ y tiene las siguientes características:

- Se ha estimado un modelo de demanda de energía eléctrica por usuarios para cada estrato muestral (tamaño y región) TABLA 1- 1
- Se estima un consumo promedio por usuario, el cual se encuentra explicado principalmente por:
 - *Ingresos por hogar*
 - *Costo de la energía al usuario final*
 - *Horas de servicio*
 - *Tenencia o no del servicio*
 - *Número de bombillos y electrodomésticos*
 - *Uso de otros energéticos (petróleo y velas en iluminación principalmente)*
- La naturaleza econométrica del modelo refleja relaciones causa efecto, lo que permite proyectar la demanda de energía eléctrica para diferentes escenarios de la evolución de las variables de control, basado en los criterios del planificador²

En el proceso de selección del modelo final, se exploraron varios métodos de estimación entre los que se destacan los modelos SUR, sin embargo estos no tenían la misma validez estadística, por lo que se utilizó el modelo por mínimos cuadrados ordinarios (MCO) estimado para cada estrato de la muestra.

Analizando los resultados³ de los diferentes modelos estimados, es importante destacar los siguientes aspectos:

¹ Ver capítulo 7.1.

² Ver capítulo 7.2

³ Ver Tabla 7 - 1 capítulo 7.1

TABLA 1- 1 Consumos promedio por usuarios residenciales y elasticidad precio de la demanda estimados por región y tamaño

Región	Tamaño de población	Consumo promedio por usuario residencial (kWh/mes)	Elasticidad precio de la demanda
AMAZONÍA	Menores de 500 habitantes	16.60	
	Entre 500 y 2750 habitantes	60.61	-0.150765
	Mayores de 2750 habitantes	97.49	-0.127191
ORINOQUÍA	Menores de 500 habitantes	65.03	-0.183312
	Entre 500 y 2750 habitantes	61.76	-0.356282
	Mayores de 2750 habitantes	85.16	-0.247609
PACÍFICO	Menores de 500 habitantes	17.08	0.268647
	Entre 500 y 2750 habitantes	36.56	-0.190668
	Mayores de 2750 habitantes	61.76	-0.295623
ATLÁNTICA	Menores de 500 habitantes	32.90 *	
	Entre 500 y 2750 habitantes	52.98 *	
	Mayores de 2750 habitantes	76.24	-0.519107

(*) El consumo estimado por usuario residencial en las localidades menores de 2750 habitantes de la costa atlántica, es el promedio de los consumos en las otras regiones, debido a que el número de encuestas necesario para la estimación de los modelos era insuficiente.

- Se comprueba la existencia de una relación inversa entre el costo del kWh para el usuario y su demanda. En los modelos estimados, esta relación se observa claramente.
- La variable dummy de pago por el servicio, solamente es explicatoria de la demanda en las poblaciones medianas y grandes, lo que nos indica que a medida que las poblaciones crecen, el servicio que se presta tiende a ser más organizado y se logra crear una cultura de pago en los usuarios. Esto hace que los usuarios tengan un comportamiento más racional y la demanda por energía eléctrica refleje este comportamiento, al depender ésta de su precio y su disponibilidad.
- En la región pacífica, es importante señalar que el consumo de petróleo en iluminación es una variable que explica la demanda de energía para las poblaciones pequeñas y medianas, lo que muestra la sustitución que existe de petróleo por energía eléctrica para iluminación en estas regiones. En la amazonía esta sustitución de la energía eléctrica en iluminación también se da pero la sustitución es por velas. A su vez el uso de energía eléctrica en cocción es muy reducido en general y el uso de leña o GLP es mucho más frecuente, solamente el 1.3 % de los hogares encuestados utilizaban la energía para este fin.

Se realizó una proyección de la demanda para las localidades en las ZNI, por medio de tres escenarios de proyección, en donde se tomaron como variables de control la tasa de crecimiento poblacional, los ingresos por hogar y las tarifas por el servicio de energía eléctrica. En la TABLA 1- 2 a TABLA 1- 4 se presentan los supuestos en cada una de las variables para cada escenario.

TABLA 1- 2 Variación de los ingresos residenciales en las ZNI según escenario

ESCENARIOS	2001	2002	2003	2004	2005
ALTO	2.0%	3.0%	4.0%	5.0%	5.0%
MEDIO	1.0%	1.5%	2.0%	2.5%	3.0%
BAJO	-1.0%	-1.5%	-2.0%	-2.5%	-3.0%

TABLA 1- 3 Variación de las tarifas residenciales de energía eléctrica en las ZNI según escenario

ESCENARIOS	2001	2002	2003	2004	2005
ALTO	-5.0%	-5.0%	-5.0%	-5.0%	-5.0%
MEDIO	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
BAJO	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%

TABLA 1- 4 Variación de las tasas de crecimiento poblacional del DANE* en localidades de las ZNI según escenario

ESCENARIOS	2001	2002	2003	2004	2005
ALTO	50%	50%	50%	50%	50%
MEDIO	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
BAJO	-50%	-50%	-50%	-50%	-50%

*Fuente: Proyecciones DANE 1995-2005.

MINHACIENDA DNP MINMINAS UPME CREG PNUD

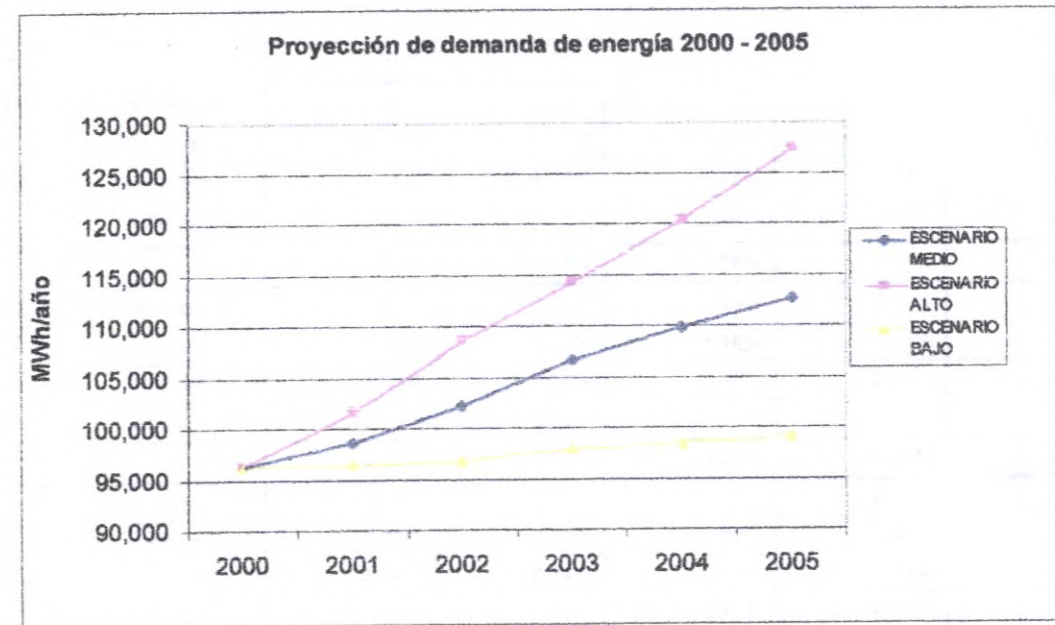


FIGURA 1-1 Escenarios de proyección de demanda total de energía 2000-2005.

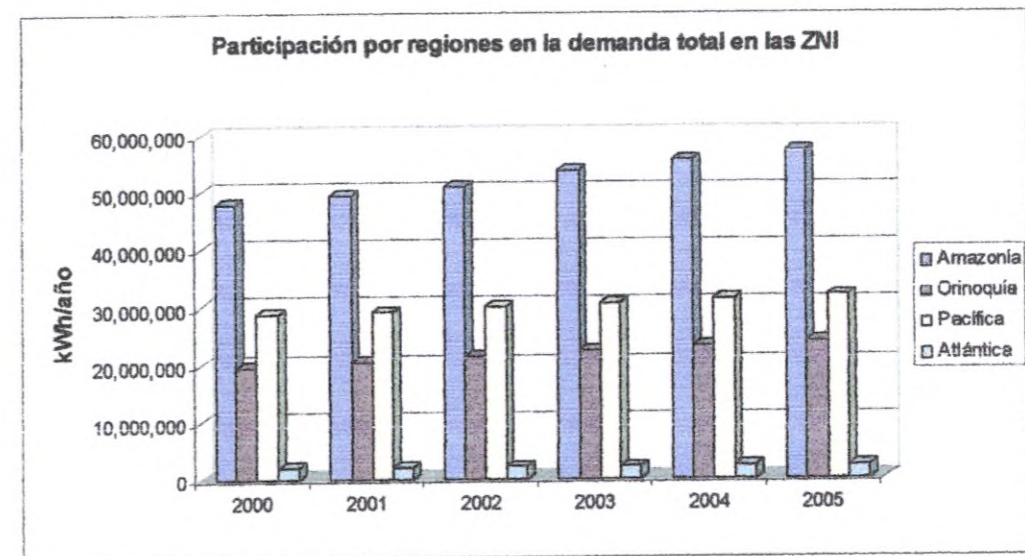


FIGURA 1-2 Escenario Medio - Composición regional de la demanda de energía 2000-2005

TABLA 1-1 Tasa de crecimiento proyección de demanda

ESCENÁRIO	REGIÓN	2001	2002	2003	2004	2005
ALTO	Amazonía	5.42%	7.73%	5.27%	5.46%	5.28%
	Orinoquía	8.52%	8.37%	6.29%	6.35%	6.23%
	Pacífico	4.18%	4.08%	4.42%	4.39%	6.32%
	Atlántica	5.20%	3.78%	5.25%	3.92%	3.91%
TOTAL		5.67%	6.73%	5.25%	5.31%	5.74%
MEDIO	Amazonía	2.98%	3.21%	5.49%	3.11%	2.83%
	Orinoquía	3.16%	5.30%	5.18%	3.14%	3.10%
	Pacífico	1.35%	3.11%	1.89%	2.36%	2.00%
	Atlántica	1.48%	2.88%	1.41%	2.77%	1.37%
TOTAL		2.51%	3.60%	4.31%	2.90%	2.63%
BAJO	Amazonía	0.88%	0.86%	1.10%	0.82%	0.93%
	Orinoquía	-0.06%	-0.23%	1.82%	-0.47%	1.60%
	Pacífico	-0.53%	0.14%	0.96%	0.29%	0.02%
	Atlántica	-0.54%	-0.61%	0.72%	-0.73%	-0.78%
TOTAL		0.25%	0.40%	1.20%	0.38%	0.77%

TABLA DE CONTENIDO

2	OBJETO	2-2
---	--------------	-----

2 OBJETO

Diseñar y aplicar modelos de pronóstico de demanda de energía eléctrica en centros poblados localizados en las ZNI, de acuerdo con la información colectada, tanto primaria como secundaria, teniendo en cuenta las características sociales y económicas de las ZNI, su complejidad y las dificultades que existen en estas regiones para la obtención de información válida para el estudio.

TABLA DE CONTENIDO

3	UBICACIÓN DEL PROYECTO	3-2
---	------------------------------	-----

3 UBICACIÓN DEL PROYECTO

El desarrollo del modelo se encuentra estrechamente relacionado con la etapa de recolección de información tanto de índole primaria (campo), como secundaria (estudios previos e informes de entidades públicas o privadas), puesto que esta es la información que dará origen a la base de datos que posteriormente alimentará las variables explicativas del modelo y de manera secuencial este brindará una serie de información que complementará la base de datos y por ende al SIG.

El esquema muestra que el desarrollo del modelo y la base de datos conforman una sola tarea, pero existe una diferencia clara entre una y otra. El vínculo de las dos actividades lo constituye el uso de la información.

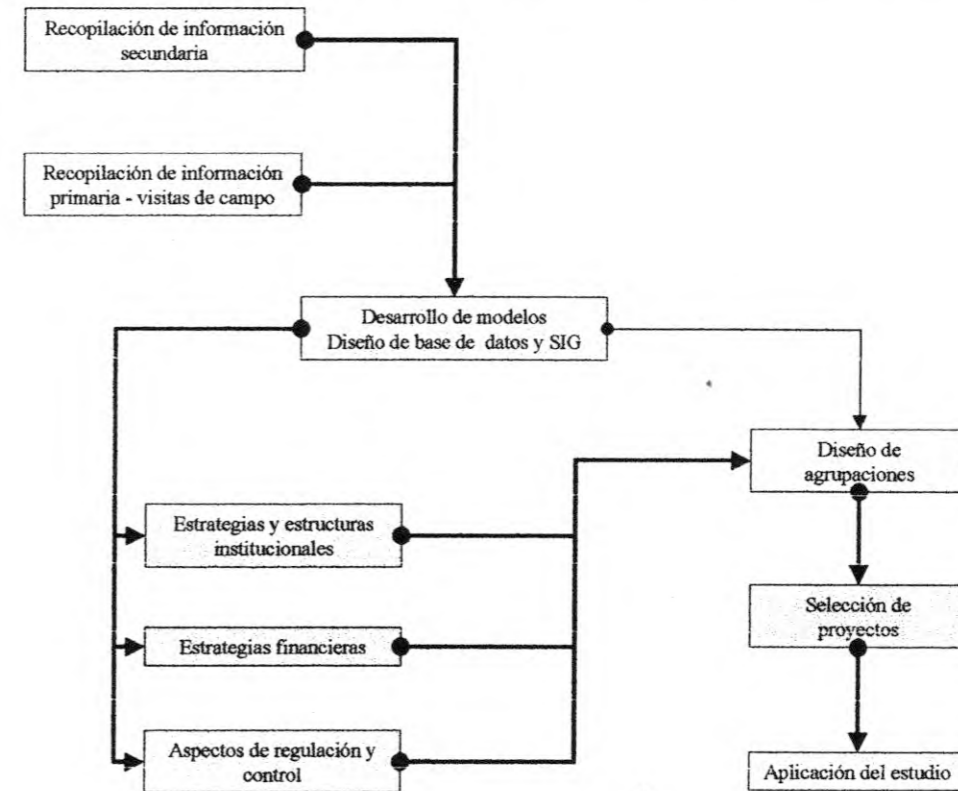


TABLA DE CONTENIDO

4	PREMISAS DEL PRONÓSTICO DE DEMANDA	4-2
4.1	MÉTODOS ECONÓMICOS Y SISTEMÁTICOS.....	4-2
4.1.1	Los métodos económicos.....	4-2
4.1.2	Los métodos sistemáticos	4-4
4.2	¿QUÉ MÉTODO ESCOGER PARA LAS ZNI?.....	4-5
4.3	¿CONSTRUIR O ADAPTAR?	4-5
4.4	INFORMACIÓN, FUENTES Y VALIDACIÓN	4-6

4 PREMISAS DEL PRONÓSTICO DE DEMANDA

Dado que este estudio plantea la necesidad de efectuar modelos de pronóstico de demanda, el consultor considera indispensable hacer un barrido de las premisas conceptuales, lo cual permitirá entender el enfoque planteado a la solución del problema de la proyección de la demanda en las ZNI o aisladas de la red nacional.

El ejercicio de pronosticar la demanda impone adoptar decisiones las cuales se presentan y sustentan en este capítulo. En este sentido, ninguna decisión de proyección está exenta de un anticipo implícito o explícito del futuro. El ejercicio de pronosticar es el de relacionar este anticipo del futuro por un conjunto de relaciones causa y efecto donde la experiencia se encarga de mostrar si estas relaciones son fundamentadas.

4.1 MÉTODOS ECONÓMICOS Y SISTEMÁTICOS

Escoger el método de proyección, consiste en privilegiar una cierta visión de funcionamiento y de evolución de la realidad donde se busca prever la evolución; y finalmente, dotarse de instrumentos que permitan formalizar estas relaciones y de interpretar los resultados.

4.1.1 Los métodos económicos

La energía es o un bien de consumo intermedio (industria, agricultura, servicio) o un bien de consumo final para satisfacer una necesidad particular (hogares). En el primer caso, la demanda está determinada por el nivel de producción de bienes y servicios y por las tecnologías de producción utilizadas. En el segundo caso está determinada por el ingreso disponible de los hogares y por los grados de prioridad relativa de sus diferentes necesidades. El crecimiento económico, que modifica tanto la producción de bienes y servicios como los ingresos disponibles, conllevan a determinar la evolución correspondiente de la demanda de energía. La evolución de los precios relativos de la energía con relación a los precios de otros bienes y servicios, la modificación de las condiciones de competencia entre las distintas tecnologías, entre los diferentes bienes y servicios deseados por los hogares, son elementos que contribuyen igualmente a modificar los niveles de demanda de energía.

Esta descripción de la realidad económica se ha dividido en dos escuelas de previsiones energéticas: una de representación agregada y otra de la desagregación.

Los métodos agregados: Los métodos agregados consisten en la deducción de los niveles de la demanda global de energía (todas las energías mezcladas, o en algunos casos por tipo de energía) basadas sobre hipótesis hechas sobre variables macroeconómicas o de impacto global en la demanda tales como el crecimiento del producto interno bruto o la evolución de los precios de la energía.

Las relaciones de estos datos se establecen por regresiones estadísticas entre los valores históricos de estas variables (relaciones denominadas "Econométricas"). Estos métodos tienen diversas ventajas tales como: la simplicidad; muy pocas relaciones para estudiar, en algunos casos de disponibilidad de la información para trabajo estadístico; relaciones matemáticas generalmente simples; así como conceptos usuales, claros y bien entendidos.

Pero, como para todo modelo macroeconómico, la validez de los métodos agregados no asegura que la evolución tecnológica y estructural del sistema económico no vaya a perturbar de manera significativa las relaciones establecidas a partir de datos del presente y del pasado. Muy pocos economistas se atreven a hacer previsiones por más de 5 o 7 años, con el uso de estos modelos.

En Colombia las regiones enfrentan procesos sociales tan variados y diversos que son difíciles de generalizar. Por ejemplo, los procesos que ocurren en Guainía son diferentes a los de Arauca o Chocó. La aparición de oro o petróleo, o la desaparición de los mismos pueden hacer crecer o desaparecer poblaciones completas. No se sabe que efectos tendrá el proceso de paz que se adelanta actualmente, sobre cada una de las zonas aisladas. Por lo tanto, supeditar la proyección futura basado en la historia hace que estos resultados algunas veces sean bastante alejados de la realidad nacional, e igualmente la calidad de la información con la que se cuenta sobre estas zonas es muy deficiente y en muchos casos inexistente.

Los métodos desagregados: Los objetivos perseguidos son los de aportar al decisor una visión del futuro separadamente por sector económico.

La previsión se sitúa al nivel de subconjuntos donde la demanda de la energía estará ligada a valores económicos explicativos que provienen de relaciones estadísticas razonablemente independientes de las evoluciones estructurales de la economía, por ejemplo: al nivel del subsector industrial los consumos energéticos específicos son muy diferentes, por tanto, para cada subconjunto retenido, la demanda de energía está ligada por una relación econométrica de sus dos principales variables explicativas, el nivel de producción o de ingresos y el nivel del precio relativo de la energía.

Estas relaciones econométricas, claro está, se deberán establecer por regresiones entre los valores históricos de variables establecidas. Allí se sitúa el principal límite en cuanto a las tentativas de desagregación: la necesidad de disponer

simultáneamente de series históricas de datos sobre variables económicas y sobre los consumos de energía para cada subconjunto, con el fin de construir relaciones razonablemente independientes de las evoluciones estructurales.

Estos límites, normalmente muy restrictivos, hacen que en la mayoría de los casos, las previsiones econométricas desagregadas de largo plazo deban ser consideradas con extrema prudencia. La falta de datos suficientes o confiables y la validación de las relaciones puede dar lugar a dudas y conducir a previsiones erróneas. Ciertas tentativas han sido adelantadas en los últimos años para mejorar las restricciones estadísticas en cuanto tienen que ver con la desagregación recurriendo a estudios técnicos económicos desagregados, pero la combinación de determinaciones estadísticas y de hipótesis técnicas inducen a problemas de coherencia.

4.1.2 Los métodos sistemáticos

Los métodos sistemáticos establecen una distinción entre la energía física (energía útil) requerida para producir, desplazarse o calentarse y los productos energéticos (energía final) consumidos para obtener la energía física. La primera está determinada por el nivel de actividades de producción y por las necesidades sociales que se debe satisfacer por un lado y el medio ambiente geográfico, climático y tecnológico en el que se experimentan las necesidades y realizan esas actividades de producción por el otro lado. La segunda está determinada por la energía útil requerida pero además por las tecnologías de utilización y transformación de productos energéticos.

Los diferentes factores explicativos de necesidades de energía útil más la transformación de la energía final en útil constituyen los determinantes de la demanda de energía final. La proyección consistirá, en el establecimiento de las técnicas de relación que determina la demanda de energía final y luego establecer las relaciones a partir de las cuales se simula la evolución de estos determinantes. Teniendo en cuenta la gran diversidad de estructuras de la demanda de energía en un sistema económico, tal desarrollo implica necesariamente una desagregación de la demanda a nivel de módulos homogéneos: homogeneidad de necesidades sociales, de actividades de producción, de medios físicos y tecnológicos de usos de la energía.

La identificación de estos módulos, la identificación de los determinantes, las relaciones entre ellos y la descripción de los mecanismos de evolución de las determinantes resultan de un análisis sistemático de la demanda de energía (de donde proviene su nombre) fundamentado sobre los principios del análisis de sistema aplicado.

Las relaciones puestas en juego en los métodos sistemáticos son mucho más variadas que en el caso de los métodos económicos, ya que además de las relaciones estadísticas, las relaciones contemplan igualmente técnicas contables:

Energía final = energía/rendimiento, y relaciones de simulación. Sin embargo, las necesidades globales de información son mucho más extensas y para el caso de zonas con poca información se hace difícil su aplicación, por lo que su desarrollo dependerá de si se obtiene o no se obtiene información suficiente y confiable para el análisis.

4.2 ¿QUÉ MÉTODO ESCOGER PARA LAS ZNI?

Teniendo en cuenta la población que se debe analizar así como la forma en que los procesos políticos y sociales que vive el país tendrán impacto sobre cada población, las decisiones de política energética que tienen que ver con el largo plazo se deberán apoyar en previsiones sobre el largo plazo, y solo los métodos sistemáticos serán capaces, hoy en día, de responder de manera acertada al difícil problema de la predicción. Sin embargo, los métodos agregados, por su coherencia global y su simplicidad, permitirán tener datos claros, fácilmente comprensibles por el conjunto de factores sociales, económicos y permanecerán, desde ese punto de vista, como instrumentos irremplazables para presentar y explicar a los ojos del público las decisiones de política energética. Por lo tanto, se deberá utilizar una mezcla de métodos que permita obtener resultados pragmáticos y satisfactorios para cada región.

4.3 ¿CONSTRUIR O ADAPTAR?

Cualquiera que sea el ejercicio de previsión sobre el cual nos queramos mover o el método que escojamos nos debemos preguntar, ¿sí se requiere la construcción de un modelo nuevo?, la respuesta no es simple y se deberá examinar desde diferentes ángulos ya que la reutilización de los modelos realizados por uno u otro planeador con diferentes objetivos puede generar algunos de los siguientes problemas:

- Incoherencia entre el sentido y el poder explicativo decidido por el planeador sobre las variables del modelo y la idea original del ejecutor del mismo.
- Distorsión entre el significado intrínseco de los resultados del método y la interpretación que le hace el planeador, quien es el usuario final del modelo.
- Cualquiera de los modelos existentes ha sido desarrollado en un ambiente informático particular (macro, micro o minicomputador, fabricante, lenguaje, etc.) y su transposición y adaptación en un ambiente informático distinto puede ser una operación igualmente costosa.

4.4 INFORMACIÓN, FUENTES Y VALIDACIÓN

La información disponible, ya se ha visto, juega un papel preponderante en cuanto a la escogencia de las especificaciones del modelo. Pero igualmente tiene un papel fundamental en cuanto a la cuantificación de las relaciones del modelo (parámetros de relación), en cuanto a la calibración y la validación del modelo y en cuanto a la identificación de preguntas que vayan surgiendo al planificador.

Todos los modelos requieren generalmente, en escalas mayores o menores, de información de tipo socio económico, tales como PIB, valores agregados por sector económico y por ramas industriales y de servicios, ingresos familiares, tasas de urbanización, índices de precios, etc. Los modelos sistemáticos pueden requerir igualmente de información de naturaleza socioeconómica menos usual, obligando en algunos casos a recurrir a encuestas sectoriales suplementarias: número de personas por hogar, repartición de hogares por grandes categorías de ingresos, datos sobre la estructura interna de ramas industriales, costos de servicios y de equipos etc.

Los modelos sistemáticos requieren de información acerca de diversos aspectos tales como: equipos, usuarios de energía, características (forma de la energía, rendimiento) difusión en las diferentes categorías de consumidores, calefacción, técnicas de cocción, calentadores, hornos, autos, camiones, etc. Algunos de estos datos se encuentran disponibles, otros se buscarán ya sea de resultados recientes (encuestas en sitio) o ya sea sobre estudios técnicos (rendimientos, consumos, especificaciones teóricas).

Sin embargo, el carácter transitorio de los habitantes en las ZNI hace muy difícil una evaluación de largo plazo ya que existen poblaciones las cuales dependiendo de situaciones especiales (petróleo, oro, guerrilla, narcotráfico, etc) pueden crecer, cambiar fundamentalmente y hasta desaparecer en algunos casos. Por lo tanto, es solo factible trabajar en horizontes de pronóstico de mediano plazo, ya que aunque los cambios son relativamente rápidos, es fácil prever el desarrollo en un futuro cercano.

TABLA DE CONTENIDO

5	ANTECEDENTES METODOLÓGICOS	5-2
5.1	REVISION DE LOS ESTUDIOS PREVIOS	5-2
5.1.1	New Directions in Econometric Modeling of Energy Demand, Glenn D. Westley 1992.	5-2
5.1.2	Plan de energización de las zonas no interconectadas de la Orinoquía, Amazonía y Costa Pacífica, ICEL 1994.	5-3
5.1.3	Proyecciones de demanda de energía eléctrica 1990-2010, ISA 1991.	5-4
5.1.4	Municipio de la Mesa Cundinamarca – Estudio sobre la disposición a pagar por el servicio de agua, Leonardo García 1999.	5-5
5.1.5	Estudio de la expansión del sistema eléctrico en las ZNI, Consultoría Colombiana S.A. y Consultores Unidos 1995.	5-5
5.1.6	Manual de planeamiento de sistemas eléctricos de distribución, ISA 19925-7	
5.1.7	Estudio de proyección integrada de demanda de energía en el país, UPME 1995	5-8
5.1.8	Modelo LEAP	5-9

5 ANTECEDENTES METODOLÓGICOS

5.1 REVISION DE LOS ESTUDIOS PREVIOS

Por medio de la revisión de trabajos sobre el tema de cálculo y pronóstico de la demanda de energía, se han encontrado una serie de modelos que pueden servir de base para la formulación de este y que se explican en las siguientes subsecciones. En cada caso se presenta el método de pronóstico utilizado y se formulan los comentarios pertinentes en relación con su aplicación al pronóstico de demanda de energía en las ZNI de acuerdo con el objetivo del estudio.

5.1.1 New Directions in Econometric Modeling of Energy Demand, Glenn D. Westley 1992.

Este texto se basa en el análisis de varios estudios previos en donde se calculan las elasticidades de largo y corto plazo de una serie de variables que explican el comportamiento de la demanda de energía. Las variables más comunes que se tienen en cuenta en estos estudios son principalmente:

- Precio de la energía
- Ingresos por hogar
- Precio de sustitutos:
 - Gasolina
 - Fuel Oil
 - Carbón

Para el análisis de las elasticidades de los diferentes estudios se tuvieron en cuenta ciertos criterios de selección de los estudios, entre los cuales se encuentran: el uso de un completo subconjunto de variables exógenas, el uso de técnicas de estimación apropiadas, la no presencia de errores mayores en los datos utilizados, resultados razonables y una desagregación razonable a nivel sectorial.

Metodológicamente el procedimiento parte de las elasticidades de las variables de corto plazo, de largo plazo y la tasas de ajuste para el sector residencial e industrial de los diferentes estudios, para luego hacer una comparación entre los diferentes estudios en la región y se comparan también con estudios aplicados en países desarrollados. Luego buscan dar una guía para la estimación de las elasticidades para países latinoamericanos en donde no existe este tipo de estudios o en países

subdesarrollados con condiciones similares. Los estudios en los que se basa el análisis y que son tenidos en cuenta son todos Latinoamericanos (Paraguay, Costa Rica, Colombia, República Dominicana, México).

En el estudio se aplican varias metodologías econométricas para la formulación del modelo generalizado, entre las que se encuentran mínimos cuadrados ordinarios (OLS), Mínimos cuadrados en dos etapas (2SLS) y mínimos cuadrados generalizados en dos etapas (2SLS-GLS).

Sin embargo el inconveniente que existe en la aplicabilidad de estas metodologías es la obtención de datos históricos, debido a que los datos utilizados en los diferentes estudios son series de tiempo y en algunos casos una combinación de series de tiempo y corte transversal (Pool data), por lo que la aplicabilidad de esta metodología quedará sujeta a la obtención de los datos ya sea por medio de encuestas o por medio de información secundaria.

5.1.2 Plan de energización de las zonas no interconectadas de la Orinoquía, Amazonía y Costa Pacífica, ICEL 1994.

En este estudio se propone una metodología para el cálculo de la demanda de energía para el total de las ZNI, en donde basados en un modelo de tendencia y tomando la demanda actual de energía, se busca proyectar esta demanda por medio del crecimiento poblacional.

Para la demanda actual de energía se toma el dato de la capacidad instalada promedio por usuario 1.2 kW, el número de usuarios, el número de horas en operación de cada planta de energía diesel, y el factor de carga (estimado en 0.3). La demanda actual estará dada por la siguiente ecuación:

$$\text{Demanda(kW/h)} = (1.2 \text{ kW/usuario}) * \text{Número de usuarios} * \text{Factor de carga} * \text{Número de horas de operación.}$$

Luego se proyecta la demanda de energía del total de las ZNI para el período comprendido entre 1995-2010 (15 años) por medio de la siguiente ecuación:

$$D_n = D_0 * (1+r)^n$$

Donde:

- D_n = Demanda de energía en el período n.
- D₀ = Demanda de energía en el año cero.
- r = Tasa de crecimiento de la población.

La tasa de crecimiento de la población esta dada así mismo por la siguiente ecuación:

$$r = (P_n/P_o)^{1/n} - 1$$

Donde:

P_n = Población de la localidad en el censo de 1993

P_o = Población en el censo de 1985.

La validez de las estimaciones así obtenidas queda sujeta a que los supuestos de las mismas se sigan cumpliendo en todo el horizonte de pronóstico de 15 años tales como: capacidad instalada por usuario, número de horas de suministro y principalmente las tasas de crecimiento de la población.

Este tipo de proyección de población es muy simple y puede elaborarse una proyección de la población de forma más elaborada, tomando datos de otros censo por ejemplo, o tomando las tasas de proyección de población calculadas por el DANE.

La simplicidad de estos modelos de proyección se debe en gran parte a la falta de información, puesto que no existe un seguimiento de la demanda requerida en estas zonas, y se busca calcular una demanda para todo el universo de las ZNI, lo que es muy difícil si se tiene en cuenta que las características socio - económicas del universo son muy heterogéneas, y no se tienen en cuenta a la hora de calcular la demanda de energía. En lo que tiene que ver con el cálculo de la demanda actual, se puede plantear un modelo econométrico más completo en donde se tenga en cuenta variables que logren explicar mejor la demanda actual de energía, principalmente el ingreso familiar.

5.1.3 Proyecciones de demanda de energía eléctrica 1990-2010, ISA 1991.

En este estudio se analizan varios modelos desarrollados por cada electrificadora independientemente. Las empresas que desarrollaron los diferentes modelos son: Empresa de Energía de Bogotá, EEPPM, CVC, CORELCA, ICEL sin EADE-CHOCO y EADE-CHOCO.

La metodología utilizada para el cálculo de los modelos de proyección de demanda es la de mínimos cuadrados ordinarios. Desafortunadamente los modelos no tienen mucha potencia, porque se ve claramente que muchas de las variables utilizadas en los diferentes modelos no son representativas a la hora de explicar la demanda (basado en los datos de las pruebas t), lo cual es una falta estadística preocupante. En los modelos de la EEB, EEPPM, CVC, CORELCA y EADE CHOCO por ejemplo la variable del ingreso no es representativa, pero sin embargo es tenida en cuenta para calcular la demanda.

Así mismo, las series de tiempo utilizadas para proyectar la demanda son muy limitadas (Debido a problemas de información), lo que es muy preocupante ya que ese estudio proyecta la demanda de energía para un período de 20 años, y en muchos casos el número de variables es muy cercano al número de observaciones, con lo que se obtienen muy pocos grados de libertad. Debido a las deficiencias anteriormente expuestas, este estudio se usa únicamente como referencia para mirar las variables que se utilizaron.

5.1.4 Municipio de la Mesa Cundinamarca – Estudio sobre la disposición a pagar por el servicio de agua, Leonardo García 1999.

En este estudio, se propone un modelo para la determinación de la disponibilidad de pago por el servicio de agua potable. El modelo busca hallar la capacidad de pago de los usuarios actuales, así como la disponibilidad de pago de los usuarios por medio de la aplicación de una metodología de evaluación contingente, la cual puede ser muy útil para calcular que tanto valoran los usuarios el servicio y comparar esto con los costos de poner en marcha un nuevo sistema de generación eléctrica.

El estudio tiene un manejo estadístico muy completo, y está basado en un modelo LOGIT, en donde se toman variables cuantitativas, para lograr explicar ciertos comportamientos o preferencias de los usuarios, y el impacto que tienen a la hora de determinar su disponibilidad a pagar y el comportamiento de su demanda.

Las variables más importantes que son utilizadas en el estudio para calcular la demanda por agua potable son:

- Precio
- Ingreso
- Gasto
- Racionamiento
- Nivel educativo del jefe del hogar

La metodología utilizada en el estudio citado sirve de base para el presente estudio y ha sido incluida para la elaboración de las encuestas.

5.1.5 Estudio de la expansión del sistema eléctrico en las ZNI, Consultoría Colombiana S.A. y Consultores Unidos 1995.

En este estudio se establece una metodología para la proyección de la demanda, en donde basados en datos de ICEL (carga de diseño), del DANE (población y factores de crecimiento) y de OLADE (referentes a potencia instalada necesaria según rangos de población), se calculan las tasas de crecimiento de la población por medio de una función logística en forma de S alargada, se calcula el número de

habitantes por usuario y la demanda por usuario. Luego realizan las proyecciones de demanda de energía y potencia por medio de las siguientes ecuaciones:

$$DE_n = DEU_0 * (1 + R)^n * \frac{P_n}{Nu/a}$$

Donde:

- n : Año de la proyección.
- DE_n : Demanda de Energía en el año n .
- DEU_0 : Demanda de Energía de un usuario en el año cero.
- R : Tasa de crecimiento vegetativa de la demanda de energía.
- P_n : Población en el año n .
- Nu/a : Numero de habitantes por usuario.

Por otro lado para el cálculo de la demanda de energía se toma la siguiente ecuación:

$$PE_n = PEU_0 * (1 + R)^n * \frac{P_n}{Nu/a} * Hs * F_c$$

Donde:

- n : Año de la proyección.
- PE_n : Demanda de Energía en el año n .
- PEU_0 : Demanda de Potencia de un usuario en el año cero.
- R : Tasa de crecimiento vegetativa de la demanda de energía.
- P_n : Población en el año n .
- Nu/a : Numero de habitantes por usuario.
- Hs : Horas de servicio.
- F_c : Factor de carga.

Debido a la falta de datos históricos, se trabaja con base en información proyectada de censos, o en muchos casos de información obtenida en otros estudios, ICEL 94 principalmente.

5.1.6 Manual de planeamiento de sistemas eléctricos de distribución, ISA 1992

En este estudio se proponen una serie de modelos para proyectar la demanda de energía eléctrica dependiendo del tamaño de las ciudades, las cuales son divididas entre grandes, intermedias y pequeñas ciudades y sector rural.

El modelo matemático utilizado para calcular la demanda de energía en las ciudades pequeñas y en el sector rural, se compone de la suma de la demanda de energía de todos los sectores por medio de la siguiente ecuación:

$$D_{jL} = DR_{jL} + DC_{jL} + DI_{jL} + DCE_{jL} + DAP_{jL} + DVO_{jL}$$

Donde:

- j: Año a considerar
- L: Municipio, zona o línea a considerar
- D: Demanda total
- DR: Demanda residencial
- DC: Demanda comercial
- DI: Demanda industrial
- DCE: Demanda por cargas especiales
- DAP: Demanda por alumbrado público
- DVO: Demanda por consumidores oficiales

Cada uno de los términos de la ecuación tienen su desarrollo propio, y por ejemplo para el cálculo de la demanda del sector residencial, se hace por medio de la sumatoria de las demandas de cada estrato. Para el cálculo de la demanda de cada estrato se aplica la siguiente ecuación:

$$DR_{i,j,L} = (X_{i,o,L})(a_{i,o})(1+TV_i)^j + \sum_{k=1}^j (X_{i,k,L})(a_{i,o})(1+TV_i)^{j-k}$$

Donde:

- j: Año a considerar
- L: Municipio, zona o línea a considerar
- o: Año base
- k: Años comprendidos entre el año cero y el año J
- $X_{i,j,L}$: Número de viviendas del estrato

- $X_{i,k,L}$: Incremento en el número de viviendas
 $a_{i,o}$: Consumo unitario promedio
 TV_i : Tasa de crecimiento vegetativa del consumo unitario promedio

Luego se hace una generalización del modelo para calcular la demanda de energía en los otros sectores, al aplicar la ecuación de la demanda por estratos a otros sectores.

Este estudio provee un nuevo acercamiento al tema, por lo que puede ser útil si se obtienen los datos necesarios para su cálculo, sin embargo debido a que los datos necesarios son series de tiempo de las variables, y éstas son muy difíciles de conseguir en las zonas del estudio, es difícil poner en práctica este enfoque para las ZNI.

5.1.7 Estudio de proyección integrada de demanda de energía en el país, UPME 1995

En este estudio se realizan estimaciones econométricas por medio de dos metodologías: Mínimos cuadrados ordinarios (OLS) y modelos SUR (Seemingly Unrelated Regressions).

Las variables que se tuvieron en cuenta principalmente para la estimación de los modelos fueron entre otras: PIB por departamento o sector industrial, Población, Precios de los diferentes energéticos, y una DUMMY para 1992 (año de fuerte racionamiento), entre otras.

Para el cálculo de modelos a nivel regional, se utilizó la metodología de mínimos cuadrados generalizados SUR, en donde se estimaron modelos para las diferentes regiones: Costa Atlántica, Valle - Caldas - Quindío - Risaralda, Cauca - Nariño, Cundinmeta - Norte - Santander - Tolima - Huila. Las regiones en las que no se pudo aplicar esta metodología fueron: EPM, EEB, Boyacá, Caquetá y Guajira. Los modelos SUR utilizados se estiman de la siguiente manera:

$$DEEA = \alpha_0 + \alpha_1 p_{EEA} + \alpha_2 p_{SUSA} + \alpha_3 I_A + \xi_1$$

$$DEEB = \beta_0 + \beta_1 p_{EEB} + \beta_2 p_{SUBB} + \beta_3 I_B + \xi_2$$

$$DEEZ = \delta_0 + \delta_1 p_{EEZ} + \delta_2 p_{SUSZ} + \delta_3 I_Z + \xi_n$$

Donde:

- DEEA = Demanda de energía en la región A.
DEEB = Demanda de energía en la región B.
 P_{EEA} = Precio de la energía eléctrica en la región A.
 P_{EEB} = Precio de la energía eléctrica en la región B.
 P_{susA} = Precio del sustituto en la región A.
 P_{susB} = Precio del sustituto en la región B.
 I_A = Ingreso en la región A.
 I_B = Ingreso en la región B.
 A_i, B_i, D_i = Coeficientes de la ecuación.

Para explicar la demanda de energía en la región A, se puede incluir dentro de las variables independientes el ingreso, la población, el precio de la energía eléctrica en esa región y el precio del o de los sustitutos, tal y como se muestra en las ecuaciones anteriores.

Las metodologías utilizadas anteriormente, pueden ser aplicables al pronóstico de la demanda en las ZNI, especialmente los modelos SUR, alimentados con datos de corte transversal y en algunos casos donde estos no sean significativos, la metodología a aplicar sea la de mínimos cuadrados ordinarios (OLS).

5.1.8 Modelo LEAP

El modelo LEAP (Long-range Energy Alternatives Planning) es útil en el análisis de la evolución que tiene la demanda de energía y sus diferentes sustitutos, y para mirar cómo evolucionan las demandas de éstos en el tiempo. Para el análisis que se busca realizar con este modelo, se hace necesaria mucha información referente tanto a consumos finales, como a la evolución del mercado de los diferentes energéticos. Desafortunadamente el volumen de información requerida es tal que la aplicabilidad de un modelo como este es muy difícil si se tiene en cuenta que precisamente la falta de información de los diferentes sitios del área de estudio, es una restricción casi imposible de obviar, por lo que la aplicabilidad de este modelo es muy restringida.

TABLA DE CONTENIDO

6	ELABORACIÓN DEL MODELO	6-2
6.1	CRITERIOS	6-2
6.1.1	Variables Explicativas.....	6-2
6.1.1.1	Población	6-2
6.1.1.2	Potenciales de desarrollo	6-5
6.1.1.3	Ingreso	6-7
6.1.1.4	Precio y demanda de sustitutos	6-7
6.1.1.5	Disponibilidad de pago	6-7
6.2	SELECCIÓN DEL MODELO	6-8
6.2.1	Modelos sugeridos.....	6-8
6.2.1.6	Modelo de mínimos cuadrados ordinarios (OLS)	6-8
6.2.1.7	Modelos SUR (Seemingly Unrelated Regressions) Mínimos cuadrados generalizados	6-9
6.2.1.8	Proyección de demanda.....	6-11

LISTA DE TABLAS

TABLA 6-1 Usos del suelo según localidad	6-5
--	-----

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 6-1 Población Región Orinoquía	6-3
FIGURA 6-2 Población Región Amazonía	6-4
FIGURA 6-3 Población Región Pacífico.....	6-4

6 ELABORACIÓN DEL MODELO

6.1 CRITERIOS

El ejercicio de la proyección de demanda consiste en relacionar variables explicativas que de alguna manera describan el futuro. Teniendo en cuenta la población que se debe analizar y los procesos políticos y económicos que vive el país, las políticas energéticas a largo plazo se deberán apoyar sobre las proyecciones existentes a largo plazo.

La demanda de la energía estará ligada a variables económicas explicativas que provienen de relaciones econométricas de sus principales variables explicativas: el nivel de producción o de ingresos, el nivel del precio relativo de la energía y de las tasas de crecimiento poblacional en las poblaciones de estudio.

Estas relaciones econométricas, se deberán establecer por regresiones entre los valores históricos de las variables establecidas, siempre y cuando los datos históricos existan y sean confiables. Allí se sitúa el principal límite en cuanto a las tentativas de desagregación: la necesidad de disponer simultáneamente de series históricas de datos sobre variables económicas y sobre los consumos de energía para cada subconjunto, con el fin de construir relaciones razonables independientes de las evoluciones estructurales.

La falta de datos suficientes o confiables y la validación de las relaciones puede dar lugar a dudas y conducir a previsiones erróneas. De no encontrarse los datos necesarios se optará por aplicar otra serie de metodologías econométricas entre las cuales se destacan la metodología de mínimos cuadrados ordinarios (OLS) y la metodología de mínimos cuadrados generalizados SUR (Semingly Unrelated Regressions), utilizando datos de corte transversal.

6.1.1 Variables Explicativas

A continuación se enumeran una serie de variables, las cuales a priori tienen una relación directa con la demanda de energía y se postulan como variables explicatorias de la variable a pronosticar. Muchas de estas variables han sido utilizadas en los estudios anteriores, y han servido para explicar el comportamiento de la demanda por lo que se han incluido en este estudio.

6.1.1.1 Población

La población es una variable explicativa de la demanda de energía eléctrica, sin embargo la tarea más importante que se debe realizar con ella es tratar de predecirla para las ZNI.

MINHACIENDA	DNP	MINMINAS	UPME	CREG	PNUD
-------------	-----	----------	------	------	------

Los datos que se tienen de la población en estas regiones son en su mayoría datos de ICEL (1993), ya que presenta mayor veracidad en la ciudades más pequeñas, puesto que para estas poblaciones el DANE no cuenta con datos muy precisos, y se limita a información referente a capitales de departamento, cabeceras municipales y unos pocos corregimientos.

A continuación se presentan los datos de población organizadas por regiones geográficas según datos ICEL (1993) de la muestra presentada inicialmente en los términos de referencia:

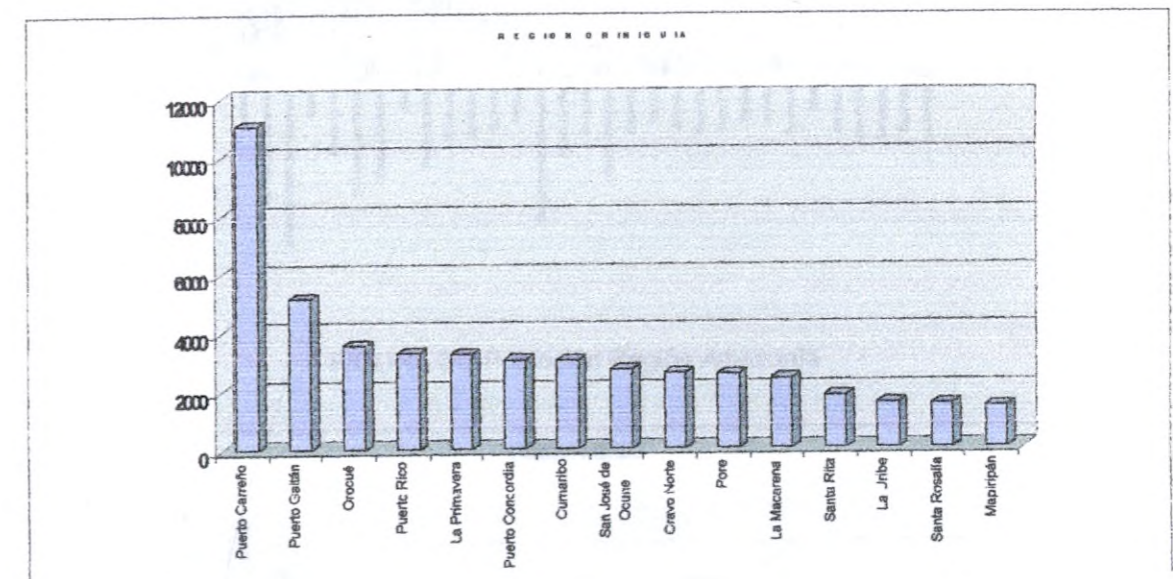


FIGURA 6-1 Población Región Orinoquía

MINHACIENDA	DNP	MINMINAS	UPME	CREG	PNUD
-------------	-----	----------	------	------	------

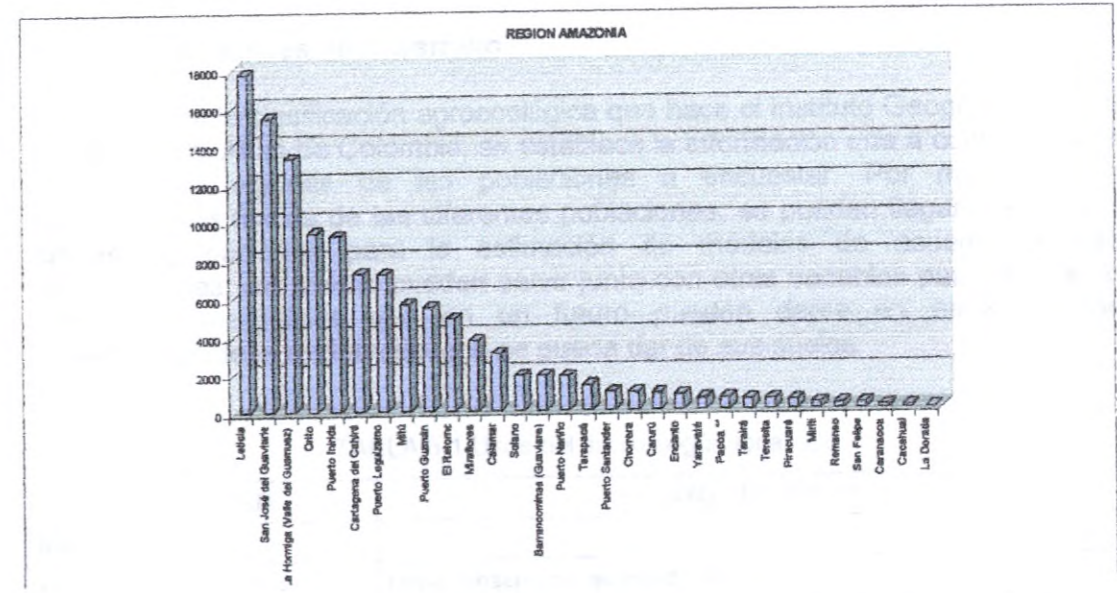


FIGURA 6-2 Población Región Amazonía

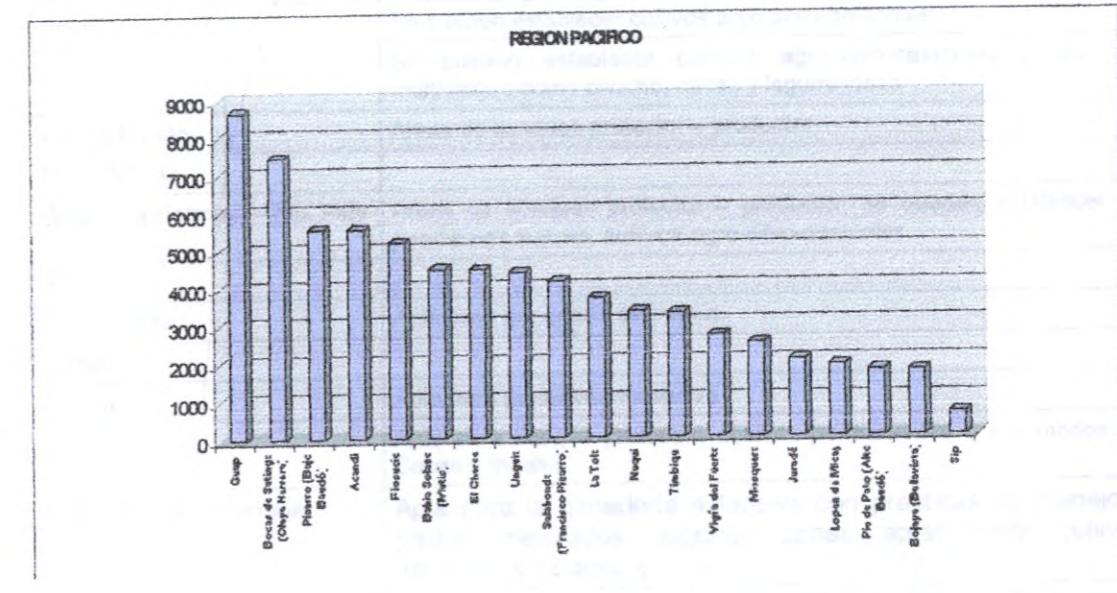


FIGURA 6-3 Población Región Pacífico

6.1.1.2 Potenciales de desarrollo

Por medio de la clasificación agroecológica que hace el Instituto Geográfico Agustín Codazzi en el Atlas de Colombia, se establece la información que a continuación se presenta de algunas de las poblaciones a encuestar. Por medio de las características físicas de las diferentes poblaciones, se pueden llegar a establecer ciertas agrupaciones para la estimación de modelos de acuerdo a estas características, así mismo pueden servir junto con otras variables para explicar los consumos energéticos que en un futuro pueden darse en estas regiones dependiendo de la explotación que se pueda dar de sus suelos.

TABLA 6-1 Usos del suelo según localidad

LOCALIDAD	USO DEL SUELO
AMAZONAS	
Aracuara- Pto. Santander	Debe conservarse en estado natural
Tarapaca	Se debe proteger el bosque y en algunas zonas se pueden establecer pastos y algunos cultivos de subsistencia
La Pedrera	Aptos para cultivos transitorios, pecennes y pastos
Leticia – La Chorrera	Estos bosques deben conservarse como área natural
Encanto	Se pueden establecer cultivos agro-silvo-pastoriles
Mirití	Se pueden establecer cultivos agro-silvo-pastoriles y de tipo multiestrato como caucho, cacao y leguminosas
Puerto Nariño	Areas de bosques protector – productor
PUTUMAYO	
Orito – La Hormiga – Pto. Asís	Areas de bosques protector – productor, se pueden establecer en pendientes suaves, cultivos agro-silvo-pastoriles.
ARAUCA	
Cravo Norte	Apta para ganadería extensiva
CASANARE	
Orocue	Apto para ganadería extensiva
Pore	Apta para bosque protector, cultivos permanentes o transitorios de Cacao y frutales
San Luis de Palenque	Apta para la ganadería extensiva con prácticas de manejo y pastos mejorados, algunas zonas aptas para cultivos transitorios de arroz y maíz.
Támara	Se pueden establecer en pendientes suaves, cultivos agro-silvo-pastoriles.

Continuación TABLA 6-1

LOCALIDAD	USO DEL SUELO
GUAINIA	
Pto. Inirida	Se pueden establecer en pendientes suaves, cultivos agro-silvo-pastoriles y de tipo muestral de caucho y cacao.
Barranco-minas	Se pueden establecer cultivos de pasto y algunos cultivos de subsistencia
Cacahual	Apto para ganadería extensiva con practicas de manejo y pastos mejorados, algunas zonas para cultivos transitorios de maiz y arroz
Caranacoa	Se debe proteger el bosque y algunas partes se pueden establecer pastos y algunos cultivos de subsistencia
Morichal	Estas zonas deben conservarse como bosque protector
Pana-pana	Aptas para ganadería extensiva con practica adecuada de manejo.
Puerto Colombia - Raudal - Remanso - San Felipe - San José - Tabaquén	Aptas para ganadería extensiva
GUAVIARE	
San José del Guaviare	Deben conservarse en estado original
Calamar - Miraflores	Pueden establecerse sistemas agro-silvo- pastoriles y de tipo multiestrada como caucho, cacao y leguminosas
Retorno	Estas áreas deben conservarse en estado natural
CAQUETA	
Cartagena del Chairá	Conservación de bosques y ganadería extensiva
Solano	Suelos de áreas inundables, vocación forestal
CAUCA	
Guapí	Suelos de áreas inundables, vocación forestal
Timbiquí	Conservación del bosque y cultivos localizados
López de Micay	Aptas para la conservación del bosque
CHOCO	
Acandí	Aptas para la conservación del medio ambiente
Pie de pato	Aptas para uso forestal limitado
Bahía Solano	Aptas para la conservación del medio ambiente
Pizarro - Bojayá - Jurado - Nuquí	Aptas para la conservación del medio ambiente y cultivos seleccionados con prácticas adecuadas
Riosucio	Pantano
Sipí	Aptas para uso forestal adecuado
Unquía	Pantano

6.1.1.3 Ingreso

En la mayoría de los estudios previos, se ve claramente la relación existente entre el nivel de ingresos de un individuo o de un conjunto de estos y sus consumos de energía. Esta variable es muy importante si se tiene en cuenta que la mayoría de las poblaciones que hacen parte del estudio pertenecen a zonas en donde el ingreso promedio es muy bajo, y en donde no existe un desarrollo económico muy avanzado lo cual se refleja en los índices de necesidades básicas insatisfechas.

Debido a la falta de información en estas regiones, y debido a que la poca información que existe no es muy reciente o no es muy confiable por la imprecisión de sus cálculos, se hace entonces necesario para el estudio el tenerse en cuenta esta variable, sea calculada por medio de información primaria (a través de encuestas directamente en las ZNI), al ser esta la única fuente confiable de información y sobre la que se tiene una mayor certeza sobre su fuente real. Como se desarrollará más adelante, esta variable es clave para el modelo a desarrollar, y la forma como se calcule será clave para el resultado final.

6.1.1.4 Precio y demanda de sustitutos

Debido a las características socio-económicas de las ZNI, en muchas poblaciones debido a la falta o al deficiente servicio eléctrico que reciben los habitantes, muchos de estos han optado por el uso de diferentes sustitutos de la energía eléctrica como la leña, el carbón o el GLP entre otros. Por esto para el estudio es importante tener en cuenta el comportamiento de los sustitutos de la energía eléctrica, tanto el precio de éstos como sus diferentes consumos, para la estimación de la demanda por energía eléctrica en las ZNI y así mismo considerar la evolución de los precios de estos energéticos.

Estas variables han sido utilizadas en estudios previos, y han demostrado ser muy significativas en la estimación de la demanda de energía eléctrica.

6.1.1.5 Disponibilidad de pago¹

Esta variable es clave para el estudio a realizar. No solo sirve como variable explicativa, sino que es un instrumento muy útil para otras áreas del estudio, ya que al conocer la verdadera disponibilidad de pago de las personas, puede calcularse así mismo el monto de recursos que el estado debe subsidiar, al hallarse la diferencia entre el costo de la energía en cada población y la disponibilidad de pago

¹ Ver documento BID. (1993) *Guía para la utilización del método de valoración contingente en la evaluación de proyectos*, New York.

de ésta. Es también muy útil para saber que tanto valora la comunidad el servicio de energía eléctrica, y con base en esto poder identificar las poblaciones o comunidades en donde el servicio de energía eléctrica es más valorado y por ende se tiene una mayor necesidad del mismo.

Para el cálculo de esta variable se optó por aplicar la metodología de valoración contingente en la evaluación de proyectos, la cual ha sido aplicada por el Banco Interamericano de Desarrollo.

6.2 SELECCIÓN DEL MODELO

Ya propuesto el tipo de modelo que se desarrollará, la siguiente etapa tiene que ver con las especificaciones del modelo ¿Qué nivel de desagregados adoptar?, ¿Qué relaciones formalizar matemáticamente?, ¿Qué datos harán parte del modelo final?, ¿Qué resultados se deben buscar?. La respuesta a estas preguntas serán el resultado de un análisis y decisión entre tres restricciones: la finalidad de la previsión, la naturaleza de las hipótesis a partir de las cuales se buscarán las previsiones y la información disponible.

Por lo tanto del resultado del modelo se puede intentar obtener mensajes diversos, seleccionando los resultados del modelo de diferentes maneras: Se trata de obtener una señal, es decir una indicación clara y simple sobre el futuro que conviene visualizar, de evaluar los efectos sobre un marco regulatorio nuevo, de explorar el campo de incertidumbre alrededor de decisiones posibles y de examinar allí los riesgos económicos sobre una forma de energía particular (electricidad, solar, eólica, etc.) o sobre el conjunto de sistemas energéticos, para una categoría particular de consumidores residencial, industrial o para el conjunto de ellos, para un sitio o una región.

6.2.1 Modelos sugeridos

A continuación se presentan los modelos econométricos que son aplicables al estudio y con los cuales se espera realizar la estimación de la demanda y la proyección de la misma.

6.2.1.6 Modelo de mínimos cuadrados ordinarios (OLS)²

Para la estimación de la demanda de energía, inicialmente se ha tenido en cuenta las siguientes variables que pueden explicar el comportamiento de ésta. Con los datos disponibles se procederá a aplicar las pruebas respectivas tanto al modelo

² Ver Judge, George G., Carter R. Hill, William E. Griffiths, Helmuth Lutkepohl, y Tsoung-Chao Lee. (1988) *Introduction to the Theory and Practice of Econometrics*, John Wiley & Sons, Inc. (Capítulo 5)

como a las variables, para encontrar el nivel de significancia de cada una de estas. Las variables a evaluar son:

Demanda actual (D) = [Población (P), Ingresos (I), Precio de la energía (\$E), Precio del sustituto 1 (\$S1), precio del sustituto 2 (\$S2),..... Precio del sustituto n (\$Sn), Nivel educativo del jefe del hogar (Ned), Ocupación del jefe del hogar(Oc), Tiempo de haberse establecido en la región (Te), Distancia a la capital del Departamento. (Dc), Presupuesto municipal (Pm), Capacidad de pago (Cp), Situación de violencia (Sv)] (entre otras)

6.2.1.7 Modelos SUR (Seemingly Unrelated Regressions) Mínimos cuadrados generalizados³

La metodología de mínimos cuadrados generalizados SUR se utiliza para que dadas ciertas condiciones, se puedan mejorar estimaciones de mínimos cuadrados de varias ecuaciones. Consideremos una serie de ecuaciones de la demanda por energéticos Log-lineal:

$$\begin{aligned} \ln q_{1i} &= \beta_{10} + \beta_{11} \ln p_{1i} + \beta_{14} \ln y_i + e_{1i} \\ \ln q_{2i} &= \beta_{20} + \beta_{21} \ln p_{2i} + \beta_{24} \ln y_i + e_{2i} \\ \ln q_{3i} &= \beta_{30} + \beta_{31} \ln p_{3i} + \beta_{34} \ln y_i + e_{3i} \end{aligned}$$

Donde:

- q_{1i}: Cantidad demandada del energético 1
- P_{1i}: Precio del energético 1
- Y_i: Ingreso
- b_{ii}: Coeficientes de la ecuación.
- e₁₁: Terminio de error

*No se incluyen los precios ni las demandas de los sustitutos en cada ecuación.

Para la aplicación de este modelo, se toman datos de diferentes poblaciones y con un criterio de selección o agrupación, se estiman diferentes ecuaciones. Para la

³ Ver Judge, George G., Carter R. Hill, William E. Griffiths, Helmuth Lutkepohl, y Tsoung-Chao Lee. (1988) *Introduction to the Theory and Practice of Econometrics*, John Wiley & Sons, Inc.

aplicación de los criterios de agrupación se puede tener en cuenta el tamaño de la población, la demanda por energéticos, el nivel de ingresos, características sociales de las localidades entre otros.

Una vez se tienen los criterios de selección, se realizan las agrupaciones y se realizan las regresiones respectivas, para hallar un modelo de demanda actual de energía en las regiones.

Otro tipo de agrupación aplicable, es tomando ecuaciones no por energéticos, sino por regiones. Supongamos las siguientes ecuaciones:

$$DEEA = \alpha_0 + \alpha_1 P_{EEA} + \alpha_2 P_{SUSA} + \alpha_3 I_A + \xi_1$$
$$DEEB = \beta_0 + \beta_1 P_{EEB} + \beta_2 P_{SUSB} + \beta_3 I_B + \xi_2$$
$$DEEZ = \delta_0 + \delta_1 P_{EEZ} + \delta_2 P_{SUSZ} + \delta_3 I_Z + \xi_n$$

Donde:

- DEEA = Demanda de energía en la región A.
- DEEB = Demanda de energía en la región B.
- P_{EEA} = Precio de la energía eléctrica en la región A.
- P_{EEB} = Precio de la energía eléctrica en la región B.
- P_{susA} = Precio del sustituto en la región A.
- P_{susB} = Precio del sustituto en la región B.
- I_A = Ingreso en la región A.
- I_B = Ingreso en la región B.
- A_i, B_i, D_i = Coeficientes de la ecuación.

Para explicar la demanda de energía en la región A, se puede incluir dentro de las variables independientes el ingreso, que en este caso puede ser aproximado por el PIB, la población, el precio de la energía eléctrica en esa región y el precio del o de los sustitutos, tal y como se muestra en las ecuaciones anteriores. Sin embargo al hacer esto puede que no se esté considerando otras variables que pueden estar contribuyendo a explicar la demanda y cuyo efecto es recogido por el término de error, que en este caso está representado por Z_i .

Cuando se modela la demanda de energía en la región B, se incluyen como variables explicativas las mismas que se utilizan en la región A y por lo tanto, al igual que en A, el término de error recoge lo que las variables exógenas no alcanzan a explicar. Lo anterior quiere decir que probablemente los errores van a estar correlacionados entre sí, debido a que capturan información referente a hábitos de consumo, clima, o cualquier otro factor común a todas las regiones y que no se tiene en cuenta como variable explicativa. Es por esto que se utiliza el método SUR, debido a que este método sugiere que los términos de error de las diferentes ecuaciones no son independiente, sino que se relacionan entre sí.

La metodología de mínimos cuadrados generalizados SUR, puede servir como base para el modelo a aplicar en las ZNI, pero utilizando datos de corte transversal debido a la dificultad para conseguir series de tiempo para las diferentes variables en las localidades a visitar, sin embargo de obtenerse series de tiempo en estas localidades se puede estimar estos modelos con datos de series de tiempo y corte transversal (pool data). Así mismo el muestreo a realizar en las diferentes zona del país, se estratificó de forma tal que la muestra quedó dividida en regiones y tamaños de poblaciones, para así facilitar la aplicación de esta metodología.

6.2.1.8 Proyección de demanda

En cuanto a la proyección de la demanda de energía, se aplicará la siguiente ecuación:

$$D_n = D_0 * (1 + r_n)^n * \frac{P_n}{N_h/u}$$

Donde:

- n Año de la proyección
- r_n Tasa de crecimiento de la población en el año n
- D_n Demanda de energía en el año n
- D₀ Demanda de energía en el año cero
- P_n Población en el año n
- N_h/u Número de habitantes por usuario

Luego se procederá a proyectar esta demanda, utilizando datos de crecimiento poblacional tomados de información del DANE, para las poblaciones de las ZNI y de ser posible, dependiendo de la obtención de los datos, también se utilizarán los datos del crecimiento de los ingresos en las regiones.

Así mismo en las regiones en donde se obtengan series de tiempo de la demanda de energía (capitales de departamento principalmente), es posible la estimación de la demanda futura por medio de la aplicación de modelos ARIMA (autorregresivos de media móvil), esto depende de la obtención o no de los datos requeridos, pero debido a la dificultad en la obtención de estos datos, es probable que no se pueda poner en practica esta metodología.

TABLA DE CONTENIDO

7	APLICACIÓN Y RESULTADOS.....	7-3
7.1	MODELO DE DEMANDA.....	7-3
7.1.1	Metodología de estimación.....	7-3
7.1.2	Modelos por Estratos.....	7-4
7.1.3	Modelos Agregados.....	7-11
7.2	PROYECCIÓN DE LA DEMANDA.....	7-11
7.2.1	Escenarios.....	7-13
7.2.2	Proyección demanda de energía.....	7-13

LISTA DE TABLAS

TABLA 7 - 1 Consumos promedio por usuarios residenciales y elasticidad precio de la demanda estimados por región y tamaño.....	7-5
TABLA 7 - 2 Modelo de Demanda OLS (*) variables en logaritmo natural.....	7-7
TABLA 7 - 3 Modelo de demanda OLS.....	7-8
TABLA 7 - 4 Modelos de demanda y agregados OLS y Sur.....	7-9
TABLA 7 - 5 Número de habitantes por hogar según región.....	7-12
TABLA 7 - 6 Factor de participación por sector en la demanda total de energía.....	7-12
TABLA 7 - 7 Variación de los ingresos residenciales en las ZNI según escenario.....	7-13
TABLA 7 - 8 Variación de las tarifas residenciales de energía eléctrica en las ZNI según escenario.....	7-13
TABLA 7 - 9 Variación de las tasas de crecimiento poblacional del DANE* en localidades de las ZNI según escenario.....	7-13
TABLA 7 - 10 Escenario Alto – Proyección de demanda de energía eléctrica 2.000 – 2.005 (kWh/año).....	7-14
TABLA 7 - 11 Escenario Medio – proyección de demanda de energía eléctrica 2.000 – 2.005 (kWh/año).....	7-15
TABLA 7 - 12 Escenario Bajo – proyección de demanda de energía eléctrica 2.000 – 2.005 (kWh/año).....	7-16
TABLA 7 - 13 Proyección de demanda de energía eléctrica 2.000 – 2.005 por escenarios según tipo de localidad (kWh/año).....	7-19

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 7-1 Escenarios de proyección de demanda total de energía 2.000 – 2.005.....	7-18
FIGURA 7-2 Escenario Medio – Composición regional de la demanda de energía 2.000 – 2.005.....	7-18

7 APLICACIÓN Y RESULTADOS

Una vez concluida la fase de recolección de información, se procedió a realizar una validación de la información para así obtener la mayor cantidad de encuestas validas posibles para su posterior utilización en la estimación de la proyección de demanda.

Para la estimación de la demanda actual de energía en las poblaciones de las ZNI, se estimaron modelos de los diferentes estratos muestrales, por medio de datos recolectados en las encuestas residenciales. Se trabajó con un total de 908 encuestas luego de un proceso de depuración de las encuestas, debido a que la información recolectada en varias encuestas era deficiente o estaba incompleta, lo cual fue previsto en la selección del tamaño de la muestra.

7.1 MODELO DE DEMANDA

7.1.1 Metodología de estimación

Con base en esta información, se realizaron regresiones por mínimos cuadrados ordinarios (OLS) para cada estrato. Adicionalmente se estimaron modelos para cada región y se estimó un modelo de toda la muestra por medio de la metodología de mínimos cuadrados generalizados SUR (Seemingly Unrelated Regression).

A partir de la investigación econométrica realizada¹, las variables que se tuvieron en cuenta para la estimación del modelo de demanda fueron las siguientes:

- Ingresos mensuales del grupo familiar (\$ / mes)
- Número de personas que viven en cada hogar
- Horas en las que cuentan con el servicio de energía eléctrica (Horas/día)*
- Pago mensual por el servicio de energía eléctrica (\$/mes)*
- Número de bombillos en cada hogar
- Número de electrodomésticos en cada hogar
- Consumo de velas al mes en cada hogar (Número de velas/mes)
- *Horas de utilización al día de lamparas de petróleo (Horas/día)*
- *Dummy de utilización de energía eléctrica en cocción (1= utiliza la energía en cocción / 0=no utiliza la energía en cocción)*

¹ Ver ANEXO 1

- *Dummy de pago del servicio de energía eléctrica (1= paga por el servicio / 0=no paga por el servicio)*
- *Dummy de tenencia de servicio de energía eléctrica (1= cuentan con el servicio / 0=no cuentan con el servicio)*

A continuación se presentan los resultados finales de los diferentes modelos estimados según la metodología utilizada:

7.1.2 Modelos por Estratos

Para la estimación de la demanda por hogar, se estimó un modelo para cada estrato muestral, obteniendo estimaciones más precisas por medio de mínimos cuadrados ordinarios. En la TABLA 7 - 1 se presentan los resultados de los consumos residenciales promedios por hogar para cada estrato muestral y en la TABLA 7 - 2 y TABLA 7 - 3 se presentan los resultados de los dos modelos estimados. En uno se utilizó el logaritmo natural de las variables para la estimación del modelo de demanda y en el otro se trabajó con las variables sin transformación. Debido a que el número de encuestas para las poblaciones de la Costa Atlántica menores de 2750 habitantes era insuficiente, para estas poblaciones no se pudo estimar modelos de demanda y para proyectar la demanda de energía eléctrica de estas poblaciones, se utilizaron los promedio de las otras regiones.

En la TABLA 7 - 2 y TABLA 7 - 3 para cada estrato (columna) y cada variable (fila), el número que se presenta es el valor del coeficiente de la variable respectiva, y su t-estadístico respectivo. Cuando no se presenta el valor del coeficiente se debe a que el mismo no tiene validez estadística.

Así mismo, en las tablas se observa como el modelo utilizando el logaritmo natural tiene un mejor desempeño en la estimación, tomando como referencia el R^2 ajustado, de los diferentes modelos estimados para cada estrato muestral, aunque el modelo sin logaritmos tiene un mejor desempeño en dos estratos (Localidades pequeñas de las regiones Orinoquía y pacífico), sin embargo para estos estratos el modelo con logaritmos también tiene un buen desempeño. En el ANEXO 1 se incluyen las salidas en E-Views del cálculo de los diferentes modelos.

TABLA 7 - 1 Consumos promedio por usuarios residenciales y elasticidad precio de la demanda estimados por región y tamaño

Región	Tamaño de población	Consumo promedio por usuario residencial (kWh/mes)	Elasticidad precio de la demanda
AMAZONÍA	Menores de 500 habitantes	16.60	
	Entre 500 y 2750 habitantes	60.61	-0.150765
	Mayores de 2750 habitantes	97.49	-0.127191
ORINOQUÍA	Menores de 500 habitantes	65.03	-0.183312
	Entre 500 y 2750 habitantes	61.76	-0.356282
	Mayores de 2750 habitantes	85.16	-0.247609
PACÍFICO	Menores de 500 habitantes	17.08	0.268647
	Entre 500 y 2750 habitantes	36.56	-0.190668
	Mayores de 2750 habitantes	61.76	-0.295623
ATLÁNTICA	Menores de 500 habitantes	32.90 *	
	Entre 500 y 2750 habitantes	52.98 *	
	Mayores de 2750 habitantes	76.24	-0.519107

(*) El consumo estimado por usuario residencial en las localidades menores de 2750 habitantes de la costa atlántica, es el promedio de los consumos en las otras regiones, debido a que el número de encuestas necesario para la estimación de los modelos era insuficiente.

7.1.2.1 Análisis de los resultados

Existe una relación inversa entre el costo del kWh para el usuario y su demanda. En los modelos estimados, esta relación se observa claramente salvo en las poblaciones pequeñas del pacífico donde esta relación es directa, lo que puede explicarse en que la oferta de energía es muy reducida. Igualmente en muchas localidades visitadas, el cobro del servicio es una tarifa fija, lo que puede influenciar el resultado de esta variable.

En la región amazónica existe una diferencia entre las variables que explican la demanda de energía para las localidades pequeñas de la región, y las variables que explican esta demanda en las poblaciones medianas y grandes. Principalmente en las poblaciones pequeñas, la demanda residencial de energía está explicada por el consumo en velas y la elasticidad de la demanda de energía con respecto a esta es negativa, lo cual indica una sustitución de velas por energía para iluminación en estas localidades, lo que se explica debido a que el número de horas servicio es muy reducido y las velas resultan un sustituto de gran difusión en esta región.

Otra diferencia que se observa, es que a diferencia de las poblaciones pequeñas, el costo de la energía para cada hogar, las horas de servicio y el pagar por el servicio son variables significativas que explican la demanda, lo cual nos indica que a

medida que las poblaciones crecen, el servicio que se presta tiende a ser más organizado. Esto hace que los usuarios tengan un comportamiento más racional y la demanda por energía eléctrica refleje este comportamiento, al depender la demanda de su precio y su disponibilidad.

Las ecuaciones de los modelos para la región Orinoquía muestran que los modelos para las poblaciones pequeñas y medianas son muy similares, pero existen diferencias con respecto al modelo de las localidades grandes. Esto se debe principalmente a las características de la prestación del servicio en estas poblaciones, ya que su comportamiento está influenciado por como se presta el servicio en Puerto Inírida, en donde se cobra una tarifa fija bimestral por estrato, lo que significa que no existe realmente una señal clara para los usuarios del costo del servicio al ser este un costo fijo, y en la práctica esto hace que en muchos casos los usuarios tengan una demanda muy por encima de sus necesidades reales.

En la región pacífica, es importante señalar que el consumo de petróleo en iluminación es una variable que explica la demanda de energía para las poblaciones pequeñas, y muestra la sustitución que existe de petróleo por energía en estas regiones a medida que aumenta el tamaño de población y mejora el servicio de energía, ya que esta relación no existe en las poblaciones grandes. A su vez el uso de energía en cocción es una variable significativa en la estimación de la demanda de energía de poblaciones grandes, lo cual es importante si se tiene en cuenta que solamente el 1.3 % de los hogares encuestados utilizaban la energía para este fin.

Analizando todos los coeficientes de los modelos de todos los estratos, los sustitutos solamente son representativos en las localidades pequeñas, donde el número de horas de servicio es bajo y por consiguiente existe un consumo significativo de estos para satisfacer sus necesidades. Igualmente el uso de lámparas de petróleo en iluminación solamente es representativo en la región pacífica, mientras que en las otras regiones el sustituto de la energía para iluminación son las velas. Analizando la variable de pago por el servicio, se ve claramente que existe una relación entre esta variable y la demanda para las poblaciones medianas y grandes.

Establecimiento de un plan estructural, institucional y financiero, que permita el abastecimiento energético de las zonas no interconectadas con participación de las comunidades y el sector privado

Pronóstico de la demanda de la energía eléctrica en ZNI

Documento No. ANC-375-22 - Rev.00 - 0709/00

MINHACIENDA DNP MINMINAS UPME CREG PNUD

TABLA 7 - 2 Modelo de Demanda OLS (*) variables en logaritmo natural

VARIABLES	AMAZONÍA			ORINOQUÍA			PACÍFICO			ATLÁNTICA
	Pequeñas	Medianas	Grandes	Pequeñas	Medianas	Grandes	Pequeñas	Medianas	Grandes	Grandes
Constante			-0.937656	-5.084579	-2.963573	3.702701	0.261083			1.891246
t-estadístico			-3.251609	-5.572827	-3.805076	9.177933	2.330715			3.735621
Ingresos *				0.629897	0.179662			0.067509		-0.109919
t-estadístico				8.319197	3.396999			7.223289		-3.043155
Dummy cocción								1.703312	0.772659	
t-estadístico								4.45171	3.830502	
Dummy servicio	2.10396	2.352693	1.478147							1.689768
t-estadístico	14.29262	12.08163	5.138064							2.744223
Número de bombillos *	0.734367	0.512034	0.411716	0.468913	0.430716	0.632257	1.174871	0.695338	0.291808	0.539047
t-estadístico	5.552812	6.176935	6.561569	5.723743	5.800751	4.834289	12.72353	6.704131	4.881906	1.586495
Número de electrodomésticos *	0.428001	0.735353	0.634086		0.232445	0.445134	0.782443	0.620811	0.64937	0.584803
t-estadístico	3.108455	8.73227	8.721967		3.048905	3.277757	7.903425	7.558	12.24968	3.101058
Consumo en velas *	-0.115286				0.066945					
t-estadístico	-3.229177				2.42522					
Horas de uso lamp. De petróleo *							-0.1488934	-0.291236		
t-estadístico							-2.036803	-3.890635		
Dummy pago por el servicio		0.783088	2.046929	1.248385	5.066969			2.601113	4.482087	2.921748
t-estadístico		2.186672	5.642706	2.762174	10.85145			6.352484	15.87894	3.380228
Horas de servicio *			0.308135	-0.0612	0.197209					
t-estadístico			3.837963	-2.512966	2.324305					
Tarifa *		-0.150765	-0.127191	-0.183312	-0.356282	-0.247609	0.268647	-0.190668	-0.295623	-0.519107
t-estadístico		-2.841608	-3.585674	-2.5318	-6.002821	-3.605482	14.25617	-2.830222	-6.728205	-3.384629
(*) variables en logaritmo natural										
R² Ajustado	0.821188	0.906433	0.835748	0.92844	0.883341	0.742467	0.836157	0.853478	0.898251	0.875952
F-stat.	134.1816	243.188	127.3573	94.41476	55.08576	26.94704	216.6191	151.4773	279.0857	38.83772

Establecimiento de un plan estructural, institucional y financiero, que permita el abastecimiento energético de las zonas no interconectadas con participación de las comunidades y el sector privado

Pronóstico de la demanda de la energía eléctrica en ZNI

Documento No. ANC-375-22 - Rev.00 - 0709/00

MINHACIENDA DNP MINMINAS UPME CREG PNUD

TABLA 7 - 3 Modelo de demanda OLS

VARIABLES	AMAZONÍA			ORINOQUÍA			PACÍFICO			ATLÁNTICA
	Pequeñas	Medianas	Grandes	Pequeñas	Medianas	Grandes	Pequeñas	Medianas	Grandes	Grandes
Constante	-8.340046					40.43386				17.34266
t-estadístico	-3.147592					3.020298				2.74528
Ingresos	0.0000117			0.0000257	0.0000114		-0.00000596			0.00000854
t-estadístico	2.155747			5.351571	4.404062		-2.134353			2.438881
Dummy cocclón			73.80247					112.217		136.9086
t-estadístico			3.072535					8.421235		9.614106
Dummy servicio	15.52449	24.66283								-72.70124
t-estadístico	4.940455	1.768131								-2.250434
Número de bombillos	2.864076	4.768878	6.992841	4.166904	3.298174	9.338247	7.673066	6.760296	5.669451	13.46127
t-estadístico	4.285258	3.744602	6.037531	4.275631	4.355375	6.347228	14.61949	7.30846	4.735835	2.465699
Número de electrodomésticos	3.755685	14.15561	6.109986	5.632438	5.044072		6.677565	6.61518	7.62509	18.26361
t-estadístico	4.2312	8.067838	4.592532	5.274751	4.688621		11.0922	7.349826	6.682834	5.764726
Consumo en velas										
t-estadístico										
Horas de uso lamp. de petróleo			21.72839				0.904901			
t-estadístico			2.310483				2.28388			
Dummy pago por el servicio		-43.76258								47.26879
t-estadístico		-3.150354								1.612705
Horas de servicio			2.035037		2.311907			2.0661		
t-estadístico			5.325523		5.544957			3.271837		
Tarifa			-0.032778	-0.015666	-0.034859	-0.082552	-0.013487	-0.013384	-0.033799	-0.080642
t-estadístico			-3.289564	-2.339427	-4.745496	-1.992953	-5.219696	-3.628358	-4.635125	-1.915885
R² Ajustado	0.649906	0.723121	0.620861	0.9519	0.796294	0.606905	0.850201	0.694328	0.764973	0.710109
F-stat.	41.37617	88.0561	48.4891	2384805	48.88574	21.84282	162.7545	78.23044	79.76702	20.20901

Establecimiento de un plan estructural, institucional y financiero, que permita el abastecimiento energético de las zonas no interconectadas con participación de las comunidades y el sector privado

Pronóstico de la demanda de la energía eléctrica en ZNI

Documento No. ANC-375-22 - Rev.00 - 0709/00

MINHACIENDA DNP MINMINAS UPME CREG PNUD

TABLA 7 - 4 Modelos de demanda y agregados OLS y Sur

Variables	MCO	MCO (*)	SUR (*)
Constante	-14.52976	-0.188136	-0.145142
t-estadístico	-6.214828	-1.969054	-3.430722
Ingresos	0.0000771	0.013387	0.011439
t-estadístico	5.321572	1.822058	2.416448
Dummy cocclón	104.742	0.800227	0.732102
t-estadístico	13.98411	5.260619	6.606387
Dummy servicio	13.59763	1.836476	1.816583
t-estadístico	4.743886	20.73333	19.94293
Número de bombillos	4.950899	0.603747	0.52983
t-estadístico	13.12317	16.70124	17.69887
Número de electrodomésticos	7.032805	0.603747	0.610135
t-estadístico	16.56576	18.51058	20.80757
Consumo en velas			-0.036803
t-estadístico			-2.334349
Horas de uso lamp. de petroleo		-0.094835	-0.031467
t-estadístico		-2.697091	-2.95239
Dummy pago por el servicio		0.429438	0.768672
t-estadístico		5.41993	5.726744
Horas de servicio	1.656647	0.017429	0.019987
t-estadístico	9.904206	4.898304	6.221868
Tarifa	-0.017612		-0.061524
t-estadístico	-6.714233		-3.356577
(*) variables en logaritmo natural			
Covarianza determinante residuales			5.51E-07
R² Ajustado	0.777671	0.889573	
Durbin-Watson stat.	1.918675	1.779089	
F-stat.	454.2203	905.2687	

7.1.3 Modelos Agregados

Se realizaron estimaciones de modelos agregados utilizando mínimos cuadrados ordinarios y mínimos cuadrados generalizados (SUR). Los resultados de la TABLA 7 - 4 muestran que el modelo estimado por mínimos cuadrados ordinarios utilizando las variables en logaritmo natural, es el modelo más significativo.

Para la estimación del modelo SUR, se tomaron diferentes ecuaciones para cada uno de los estratos muestrales y se realizó la estimación de un modelo agregado que tuviera en cuenta todos los comportamientos propios de cada región y de cada uno de los tamaños de población. La estimación se realizó creando un sistema de ecuaciones con los modelos estimados para cada estrato utilizando las variables en logaritmo natural.

Al comparar el nivel de significancia de estos modelos agregados con los modelos estimados para cada estrato, se aprecia que el modelo SUR tiene un mejor desempeño solamente en un estrato (Pacífico medianas) y en los otros, los modelos por estrato tienen un mejor desempeño. En consecuencia, para los propósitos del pronóstico de demanda en las ZNI se recomienda la aplicación del modelo de OLS presentado en la TABLA 7 - 2.

7.2 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

Para la proyección de la demanda de energía eléctrica, esta se proyectó para el período 2000-2005 en tres escenarios, en donde se proyectó la demanda de energía eléctrica para el total de las ZNI y para cada estrato muestral. Para obtener la proyección de la demanda de energía, se tomó demanda actual de energía por hogar en cada una de las 938 localidades de las ZNI, y se aplicó la ecuación:

$$D_t = D_{t-1} * (1 + r_t) * \frac{P_t}{Nh/u}$$

Donde:

- t Año de la proyección
- r_t Tasa de crecimiento de la población en el año t
- D_t Demanda de energía en el año t
- D_{t-1} Demanda de energía en el año cero
- P_t Población en el año t
- Nh/u Número de habitantes por usuario

Para la proyección de la demanda de energía, se tomaron datos de población reportados por el DANE para 1997 de todas las localidades posibles, y para el resto de las localidades se utilizaron datos de población reportados por el IPSE para 1999. Se calcularon las tasas de crecimiento poblacional con base en información de las proyecciones del DANE 1995-2005. Se calcularon las tasas de crecimiento poblacional de todas las cabeceras municipales de las ZNI, con lo cual se realizó la proyección de población de estas ciudades, y para el resto de poblaciones se utilizó la tasa de crecimiento del municipio o corregimiento departamental al cual pertenecen.

De las encuestas residenciales se obtuvo el número promedio de habitantes por hogar, con lo que se obtuvo el número de usuarios del servicio por localidad para cada estrato muestral. En la TABLA 7 - 5 se muestra el número de habitantes por hogar para cada estrato muestral utilizado para la estimación del número de usuarios.

TABLA 7 - 5 Número de habitantes por hogar según región.

REGIÓN	Habitantes por hogar
AMAZONÍA	5.495
ORINOQUÍA	4.171
PACÍFICO	6.048
ATLÁNTICA	6.034

Debido a que la proyección de la demanda se basa en datos de las encuestas residenciales, es necesario aplicar un factor que tenga en cuenta la demanda de los sectores comerciales, institucionales e industriales según su participación en la demanda total. Se calculó un factor para cada tamaño de población, con base en los datos reportados por los generadores en la encuesta diesel. Los porcentajes de participación utilizados para el cálculo de la demanda por tamaño de población se presentan en la TABLA 7 - 6

TABLA 7 - 6 Factor de participación por sector en la demanda total de energía.

SECTOR	< 500 Habitantes	500 - 2750 Habitantes	> 2750 Habitantes
RESIDENCIAL	77%	74%	62%
INDUSTRIAL	16%	4%	9%
COMERCIAL	7%	17%	15%
INSTITUCIONAL	0%	5%	14%
FACTOR	1.292	1.353	1.621

7.2.1 Escenarios

La proyección de la demanda de energía eléctrica se realizó aplicando tres escenarios. Para estimar cada uno de los escenarios, se trabajó con variaciones en los ingresos por hogar, en tarifas residenciales de energía eléctrica y en las tasas de crecimiento poblacional. Las TABLA 7 - 7, TABLA 7 - 8 y TABLA 7 - 9 presentan los supuestos utilizados para cada uno de los escenarios:

TABLA 7 - 7 Variación de los ingresos residenciales en las ZNI según escenario

ESCENARIOS	2001	2002	2003	2004	2005
ALTO	2.0%	3.0%	4.0%	5.0%	5.0%
MEDIO	1.0%	1.5%	2.0%	2.5%	3.0%
BAJO	-1.0%	-1.5%	-2.0%	-2.5%	-3.0%

TABLA 7 - 8 Variación de las tarifas residenciales de energía eléctrica en las ZNI según escenario

ESCENARIOS	2001	2002	2003	2004	2005
ALTO	-5.0%	-5.0%	-5.0%	-5.0%	-5.0%
MEDIO	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
BAJO	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%

TABLA 7 - 9 Variación de las tasas de crecimiento poblacional del DANE* en localidades de las ZNI según escenario

ESCENARIOS	2001	2002	2003	2004	2005
ALTO	50%	50%	50%	50%	50%
MEDIO	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
BAJO	-50%	-50%	-50%	-50%	-50%

*Fuente: Proyecciones DANE 1995-2005.

7.2.2 Proyección demanda de energía

Dados los supuestos anteriores, en la TABLA 7 - 10, TABLA 7 - 11 y TABLA 7 - 13 y en las FIGURA 7-1 y FIGURA 7-2 se presentan los resultados de la demanda de energía esperada para el período 200-2005 en los tres escenarios propuestos.

Establecimiento de un plan estructural, institucional y financiero, que permita el abastecimiento energético de las zonas no interconectadas con participación de las comunidades y el sector privado

Pronóstico de la demanda de la energía eléctrica en ZNI

Documento No. ANC-375-22 - Rev.00 - 0709/00

MINHACIENDA DNP MINMINAS UPME CREG PNUD

TABLA 7 - 10 Escenario Alto – Proyección de demanda de energía eléctrica 2.000 – 2.005 (kWh/año)

REGIÓN	TAMAÑOS	2000	2001	2002	2003	2004	2005
AMAZONÍA	Pequeñas	1,927,476	1,951,573	1,716,363	1,729,694	1,695,772	1,683,476
	Medianas	10,354,096	11,019,223	12,215,221	12,954,178	13,906,398	14,805,965
	Grandes	35,644,786	37,554,027	40,499,917	42,618,268	44,826,008	47,128,714
TOTAL AMAZONÍA		47,926,359	50,524,823	54,431,502	57,302,140	60,428,179	63,618,155
ORINOQUÍA	Pequeñas	4,870,817	4,759,123	5,043,515	4,837,670	4,901,483	4,952,709
	Medianas	6,548,138	6,679,397	6,401,219	7,329,235	8,062,897	8,842,023
	Grandes	8,196,964	9,849,056	11,625,668	12,354,156	13,113,411	13,907,058
TOTAL ORINOQUÍA		19,615,919	21,287,575	23,070,402	24,521,062	26,077,791	27,701,790
PACÍFICO	Pequeñas	4,836,489	4,762,665	4,732,618	4,639,539	4,568,871	4,496,748
	Medianas	8,553,614	9,113,074	9,591,191	10,249,336	10,892,871	10,963,330
	Grandes	15,311,621	16,026,555	16,799,766	17,611,468	18,463,832	20,609,550
TOTAL PACÍFICO		28,701,723	29,902,294	31,123,575	32,500,342	33,925,574	36,069,628
ATLÁNTICA	Pequeñas	291,208	258,210	268,348	234,972	246,597	258,847
	Medianas	1,487,251	1,618,431	1,682,062	1,824,611	1,897,717	1,973,648
	Grandes	227,769	233,882	239,844	245,639	251,219	256,818
TOTAL ATLÁNTICA		2,006,228	2,110,523	2,190,254	2,305,223	2,395,533	2,489,312
TOTAL LOCALIDADES ZNI		98,250,230	103,825,216	110,815,733	116,628,767	122,827,077	129,878,885

Establecimiento de un plan estructural, institucional y financiero, que permita el abastecimiento energético de las zonas no interconectadas con participación de las comunidades y el sector privado

Pronóstico de la demanda de la energía eléctrica en ZNI

Documento No. ANC-375-22 - Rev.00 - 0709/00

MINHACIENDA DNP MINMINAS UPME CREG PNUD

TABLA 7 - 11 Escenario Medio – proyección de demanda de energía eléctrica 2.000 – 2.005 (kWh/año)

REGIÓN	TAMAÑOS	2000	2001	2002	2003	2004	2005
AMAZONÍA	Pequeñas	1,927,476	1,975,161	1,975,342	1,716,227	1,709,105	1,748,751
	Medianas	10,354,096	10,623,028	11,078,248	12,036,519	12,514,378	12,819,877
	Grandes	35,644,786	36,757,519	37,886,207	39,985,605	41,186,161	42,410,631
TOTAL AMAZONÍA		47,926,359	49,355,708	50,939,797	53,738,350	55,409,644	56,979,259
ORINOQUÍA	Pequeñas	4,870,817	4,637,587	4,776,525	4,930,851	4,974,262	4,770,036
	Medianas	6,548,138	7,113,507	6,647,803	6,159,365	6,456,675	7,010,629
	Grandes	8,196,964	8,484,618	9,884,251	11,322,224	11,684,330	12,050,610
TOTAL ORINOQUÍA		19,615,919	20,235,712	21,308,578	22,412,441	23,115,267	23,831,275
PACÍFICO	Pequeñas	4,836,489	4,791,133	4,789,635	4,853,352	4,807,676	4,849,718
	Medianas	8,553,614	9,219,129	9,249,173	9,407,416	9,821,601	10,048,171
	Grandes	15,311,621	15,079,934	15,957,319	16,301,394	16,652,773	17,011,026
TOTAL PACÍFICO		28,701,723	29,090,196	29,996,126	30,562,162	31,282,051	31,908,915
ATLÁNTICA	Pequeñas	291,208	295,410	256,939	260,683	221,767	225,106
	Medianas	1,487,251	1,512,195	1,608,820	1,634,178	1,731,483	1,757,743
	Grandes	227,769	228,406	228,986	229,510	229,958	230,337
TOTAL ATLÁNTICA		2,006,228	2,036,012	2,094,745	2,124,371	2,183,208	2,213,185
TOTAL LOCALIDADES ZNI		98,250,230	100,717,629	104,339,247	108,837,323	111,990,171	114,932,635

Establecimiento de un plan estructural, institucional y financiero, que permita el abastecimiento energético de las zonas no interconectadas con participación de las comunidades y el sector privado

Pronóstico de la demanda de la energía eléctrica en ZNI

Documento No. ANC-375-22 - Rev.00 - 0709/00

MINHACIENDA DNP MINMINAS UPME CREG PNUD

TABLA 7 - 12 Escenario Bajo – proyección de demanda de energía eléctrica 2.000 – 2.005 (kWh/año)

REGIÓN	TAMAÑOS	2000	2001	2002	2003	2004	2005
AMAZONÍA	Pequeñas	1,927,476	1,951,319	1,975,126	1,951,448	1,974,539	1,974,146
	Medianas	10,354,096	10,415,794	10,475,641	10,711,538	10,769,449	10,913,198
	Grandes	35,644,786	35,980,948	36,310,990	36,637,034	36,959,710	37,279,610
TOTAL AMAZONÍA		47,926,359	48,348,060	48,761,756	49,300,020	49,703,699	50,166,954
ORINOQUÍA	Pequeñas	4,870,817	4,609,737	4,454,977	4,402,309	4,334,965	4,253,490
	Medianas	6,548,138	6,752,896	6,823,959	6,146,078	6,086,361	5,422,148
	Grandes	8,196,964	8,240,633	8,278,308	9,365,321	9,399,626	10,462,838
TOTAL ORINOQUÍA		19,615,919	19,603,266	19,557,244	19,913,708	19,820,951	20,138,476
PACÍFICO	Pequeñas	4,836,489	4,838,802	4,907,660	5,000,194	5,025,096	5,119,508
	Medianas	8,553,614	9,003,281	9,031,830	8,745,747	8,861,189	8,831,731
	Grandes	15,311,621	14,708,776	14,652,227	15,120,225	15,062,974	15,005,210
TOTAL PACÍFICO		28,701,723	28,550,859	28,591,717	28,866,167	28,949,258	28,956,448
ATLÁNTICA	Pequeñas	291,208	291,014	290,225	247,644	246,052	244,002
	Medianas	1,487,251	1,481,321	1,474,466	1,535,695	1,526,772	1,517,224
	Grandes	227,769	223,117	218,652	214,369	210,252	206,297
TOTAL ATLÁNTICA		2,006,228	1,995,452	1,983,343	1,997,708	1,983,075	1,967,522
TOTAL LOCALIDADES ZNI		98,250,230	98,497,637	98,894,060	100,077,603	100,456,983	101,229,401

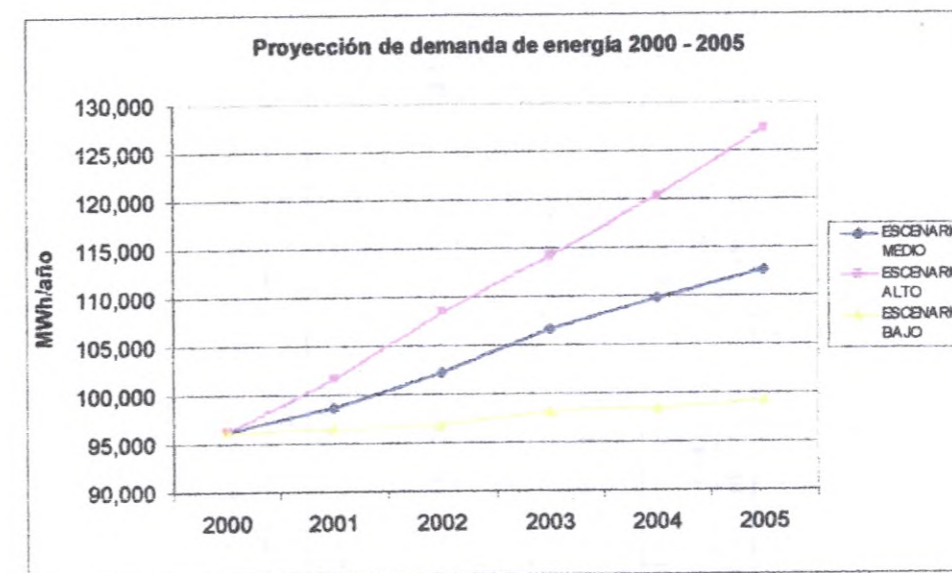


FIGURA 7-1 Escenarios de proyección de demanda total de energía 2.000 – 2.005

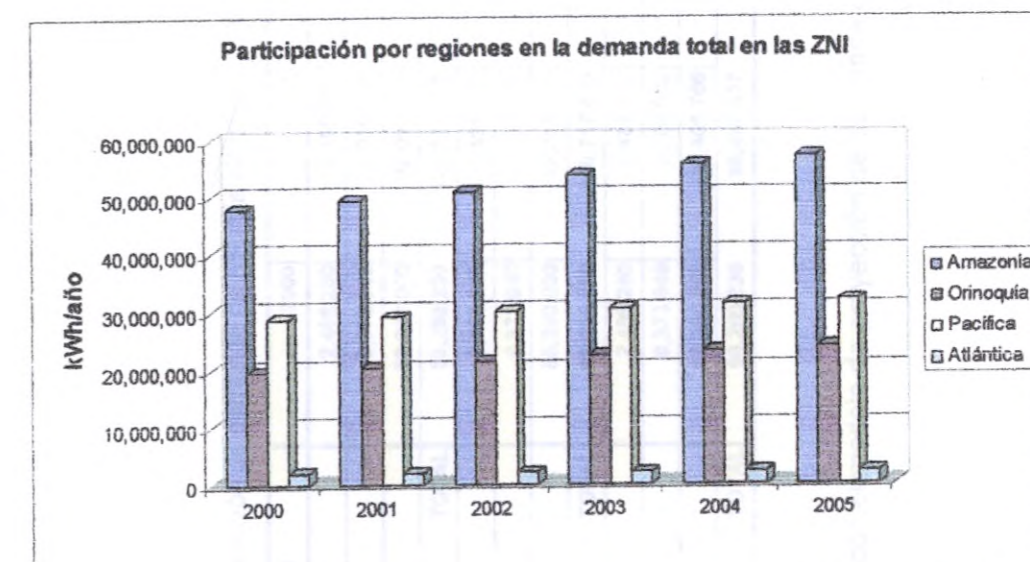


FIGURA 7-2 Escenario Medio – Composición regional de la demanda de energía 2.000 – 2.005

En la TABLA 7 - 13 se presenta la proyección de la demanda de energía eléctrica para tipo de localidad. Las localidades tipo I son aquellas con una población mayor de 500 habitantes, las tipo II tienen una población entre 200 y 500 habitantes, y las tipo III son localidades de menos de 200 habitantes.

Establecimiento de un plan estructural, institucional y financiero, que permita el abastecimiento energético de las zonas no interconectadas con participación de las comunidades y el sector privado

Pronóstico de la demanda de la energía eléctrica en ZNI

Documento No. ANC-375-22 - Rev.00 - 0709/00

MINHACIENDA DNP MINMINAS UPME CREG PNUD

TABLA 7 - 13 Proyección de demanda de energía eléctrica 2.000 – 2.005 por escenarios según tipo de localidad (kWh/año)

ESCENARIOS	TIPO	2000	2001	2002	2003	2004	2005
ALTO	III	2,486,280	2,495,988	2,556,617	2,564,628	2,537,417	2,442,124
	II	9,373,949	9,235,583	9,204,228	8,877,247	8,875,307	8,929,075
	I	86,390,000	92,093,645	99,054,888	105,186,891	111,414,353	118,507,687
	TOTAL	98,250,230	103,825,216	110,815,733	116,628,767	122,827,077	129,878,885
MEDIO	III	2,486,280	2,491,275	2,524,073	2,551,041	2,536,300	2,552,745
	II	9,373,949	9,208,016	9,274,368	9,210,071	8,923,883	9,040,865
	I	86,390,000	89,018,337	92,540,806	97,076,211	100,529,988	103,339,024
	TOTAL	98,250,230	100,717,629	104,339,247	108,837,323	111,990,171	114,932,636
BAJO	III	2,486,280	2,481,270	2,480,389	2,476,092	2,487,444	2,477,569
	II	9,373,949	9,209,602	9,147,599	9,125,503	9,093,208	9,113,576
	I	86,390,000	86,806,766	87,266,072	88,476,007	88,876,332	89,638,255
	TOTAL	98,250,230	98,497,637	98,894,060	100,077,603	100,456,983	101,229,401

Se anexan diskettes con el modelo de proyección de demanda en EXCEL. En el ANEXO 2 se explica su utilización.

TABLA DE CONTENIDO

8	BIBLIOGRAFÍA.....	8-2
---	-------------------	-----

8 BIBLIOGRAFÍA

Westley, Glenn. (1992) *New Directions in Econometric Modeling of Energy Demand*, New York, BID.

ICEL. (1994) *Plan de energización de las zonas no interconectadas de la Orinoquía, amazonía y Costa Pacífica*, Documento ICEL-DG-OP-091-94, Bogotá.

ISA. (1991) *Proyecciones de demanda de energía eléctrica*, Medellín.

García, Leonardo. (1999) *Municipio de la Mesa Cundinamarca – Estudio sobre la demanda por agua*, Bogotá.

Consultoría Colombiana S.A., Consultores Unidos. (1995) *Estudio de expansión del sistema eléctrico de las ZNI*, Bogotá.

UPME. (1995) *Estudio de proyección de demanda de energía eléctrica en el país*, documento UPME-E011/95, Bogotá.

BID. (1993) *Guía para la utilización del método de valoración contingente en la evaluación de proyectos*, New York.

Ramírez, Jairo. (1988) *Aspectos básicos para la energización rural en Colombia*, Bogotá, AENE.

ISA. (1987) *Revisión y reestimación del submodelo de demanda de energía eléctrica en Colombia*, Medellín.

ISA. (1992) *Manual para el planeamiento de sistemas eléctricos de distribución*, Medellín.

Gujarati, Damodar (1992) *Econometría*, Segunda Edición. México, McGRAW-HILL.

Judge, George G., Carter R. Hill, William E. Griffiths, Helmuth Lutkepohl, y Tsoung-Chao Lee. (1988) *Introduction to the Theory and Practice of Econometrics*, John Wiley & Sons, Inc.

Establecimiento de un plan estructural, institucional y financiero, que permita el abastecimiento energético de las zonas no interconectadas con participación de las comunidades y el sector privado
Pronóstico de la demanda de energía en zonas no interconectadas- Anexo 1 Documento No. ANC-375-22 Rev. 01 - 06/09/00

MINHACIENDA DNP MINMINAS UPME CREG PNUD

ANEXO 1

LS // Dependent Variable is LCONS1

Date: 01/01/88 Time: 00:10

Sample(adjusted): 1 88

Included observations: 88 after adjusting endpoints

LCONS1=C(4)*SERV1+C(6)*LBOMB1+C(7)*LNELECT1+C(8)*LVELAS1

	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C(4)	2.103960	0.147827	14.23262	0.0000
C(6)	0.734367	0.123365	5.952812	0.0000
C(7)	0.426001	0.137046	3.108455	0.0026
C(8)	-0.115286	0.035701	-3.229177	0.0018
R-squared	0.827354	Mean dependent var	2.002064	
Adjusted R-squared	0.821188	S.D. dependent var	1.616377	
S.E. of regression	0.683504	Akaike info criterion	-0.716657	
Sum squared resid	39.24292	Schwarz criterion	-0.604051	
Log likelihood	-89.33369	F-statistic	134.1816	
Durbin-Watson stat	1.914510	Prob(F-statistic)	0.000000	

LS // Dependent Variable is LCONS2

Date: 01/01/88 Time: 00:15

Sample(adjusted): 1 101

Included observations: 101 after adjusting endpoints

$$\text{LCONS2} = \text{C}(4) * \text{SERV2} + \text{C}(6) * \text{LBOMB2} + \text{C}(7) * \text{LNELECT2} + \text{C}(10) * \text{PAGA2} + \text{C}(13) * \text{LTARIFAC2}$$

	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C(4)	2.352693	0.194572	12.09163	0.0000
C(6)	0.512034	0.082895	6.176935	0.0000
C(7)	0.735353	0.084211	8.732270	0.0000
C(10)	0.783088	0.358119	2.186672	0.0312
C(13)	-0.150765	0.053056	-2.841608	0.0055
R-squared	0.910176	Mean dependent var		3.528728
Adjusted R-squared	0.906433	S.D. dependent var		1.442403
S.E. of regression	0.441213	Akaike info criterion		-1.588218
Sum squared resid	18.68821	Schwarz criterion		-1.458757
Log likelihood	-58.10778	F-statistic		243.1880
Durbin-Watson stat	1.583005	Prob(F-statistic)		0.000000

LS // Dependent Variable is LCONS3

Date: 01/01/88 Time: 01:40

Sample(adjusted): 1 150

Included observations: 150 after adjusting endpoints

$LCONS3 = C(1) + C(4) * SERV3 + C(6) * LBOMB3 + C(7) * LNELECT3$
 $+ C(10) * PAGA3 + C(12) * LHSERV3 + C(13) * LTARIFAC3$

	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C(1)	-0.937656	0.288376	-3.251509	0.0014
C(4)	1.478147	0.287796	5.136084	0.0000
C(6)	0.411716	0.062747	6.561569	0.0000
C(7)	0.634086	0.072703	8.721597	0.0000
C(10)	2.046929	0.362757	5.642706	0.0000
C(12)	0.308135	0.080286	3.837983	0.0002
C(13)	-0.127191	0.035472	-3.585674	0.0005
R-squared	0.842362	Mean dependent var		4.342081
Adjusted R-squared	0.835748	S.D. dependent var		0.948587
S.E. of regression	0.384443	Akaike info criterion		-1.866375
Sum squared resid	21.13493	Schwarz criterion		-1.725878
Log likelihood	-65.86267	F-statistic		127.3573
Durbin-Watson stat	2.124189	Prob(F-statistic)		0.000000

LS // Dependent Variable is LCONS4

Date: 09/10/00 Time: 18:46

Sample(adjusted): 1 37

Included observations: 37 after adjusting endpoints

$LCONS4 = C(1) + C(2) * LING4 + C(6) * LBOMB4 + C(10) * PAGA4 + C(12) * HSERV4 + C(13) * LTARIFAC4$

	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C(1)	-5.084579	0.912388	-5.572827	0.0000
C(2)	0.629897	0.075716	8.319197	0.0000
C(6)	0.468913	0.081924	5.723743	0.0000
C(10)	1.248385	0.451141	2.767174	0.0095
C(12)	-0.061200	0.024296	-2.518966	0.0171
C(13)	-0.183312	0.072404	-2.531800	0.0166
R-squared	0.938379	Mean dependent var		3.550722
Adjusted R-squared	0.928440	S.D. dependent var		0.850514
S.E. of regression	0.227518	Akaike info criterion		-2.813654
Sum squared resid	1.604705	Schwarz criterion		-2.552424
Log likelihood	5.551872	F-statistic		94.41476
Durbin-Watson stat	1.829542	Prob(F-statistic)		0.000000

LS // Dependent Variable is LCONS5

Date: 09/10/00 Time: 18:48

Sample(adjusted): 1 51

Included observations: 51 after adjusting endpoints

LCONS5=C(1)+C(2)*LING5+C(6)*LBOMB5+C(7)*LNELECT5

+C(8)*LVELAS5+C(10)*PAGA5+C(12)*LHSERV5+C(13)*LTARIFAC5

	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C(1)	-2.963573	0.778847	-3.805076	0.0004
C(2)	0.179662	0.052842	3.399990	0.0015
C(6)	0.430716	0.074252	5.800751	0.0000
C(7)	0.232445	0.076239	3.048905	0.0039
C(8)	0.066945	0.027604	2.425220	0.0196
C(10)	5.066969	0.466939	10.85145	0.0000
C(12)	0.197209	0.084846	2.324305	0.0249
C(13)	-0.356282	0.059354	-6.002621	0.0000
R-squared	0.899673	Mean dependent var	3.865555	
Adjusted R-squared	0.883341	S.D. dependent var	0.868642	
S.E. of regression	0.296688	Akaike info criterion	-2.287050	
Sum squared resid	3.785014	Schwarz criterion	-1.984019	
Log likelihood	-6.046077	F-statistic	55.08576	
Durbin-Watson stat	1.908749	Prob(F-statistic)	0.000000	

LS // Dependent Variable is LCONS6

Date: 09/10/00 Time: 18:49

Sample(adjusted): 1 28

Included observations: 28 after adjusting endpoints

LCONS6=C(1)+C(6)*LBOMB6+C(7)*LNELECT6+C(13)*LTARIFAC6

	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C(1)	3.702701	0.403435	9.177933	0.0000
C(6)	0.632257	0.130786	4.834289	0.0001
C(7)	0.445134	0.135804	3.277757	0.0032
C(13)	-0.247609	0.068675	-3.605492	0.0014
R-squared	0.771082	Mean dependent var	4.318655	
Adjusted R-squared	0.742467	S.D. dependent var	0.564953	
S.E. of regression	0.286701	Akaike info criterion	-2.367070	
Sum squared resid	1.972733	Schwarz criterion	-2.176755	
Log likelihood	-2.591295	F-statistic	26.94704	
Durbin-Watson stat	2.223922	Prob(F-statistic)	0.000000	

LS // Dependent Variable is LCONS7

Date: 09/10/00 Time: 18:50

Sample: 1 170

Included observations: 170

$LCONS7 = C(1) + C(6) * LBOMB7 + C(7) * LNELECT7 + C(9) * LLAMP7 + C(13) * LTARIFAC7$

	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C(1)	0.261083	0.112018	2.330715	0.0210
C(6)	1.174871	0.092338	12.72353	0.0000
C(7)	0.782443	0.099000	7.903425	0.0000
C(9)	-0.148934	0.073121	-2.036803	0.0433
C(13)	0.268647	0.018841	14.25870	0.0000
R-squared	0.840035	Mean dependent var	1.940903	
Adjusted R-squared	0.836157	S.D. dependent var	1.532608	
S.E. of regression	0.620362	Akaike info criterion	-0.925935	
Sum squared resid	63.49998	Schwarz criterion	-0.833706	
Log likelihood	-157.5150	F-statistic	216.6191	
Durbin-Watson stat	2.128891	Prob(F-statistic)	0.000000	

LS // Dependent Variable is LCONS8

Date: 09/10/00 Time: 18:51

Sample(adjusted): 1 156

Included observations: 156 after adjusting endpoints

$LCONS8 = C(2) * LING8 + C(3) * COC8 + C(6) * LBOMB8 + C(7) * LNELECT8 + C(9) * LLAMP8 + C(10) * PAGA8 + C(13) * LTARIFAC8$

	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C(2)	0.067509	0.009346	7.223289	0.0000
C(3)	1.703312	0.382620	4.451710	0.0000
C(6)	0.695338	0.103718	6.704131	0.0000
C(7)	0.620811	0.082140	7.558000	0.0000
C(9)	-0.291236	0.074856	-3.890636	0.0002
C(10)	2.601113	0.409464	6.352484	0.0000
C(13)	-0.190668	0.065069	-2.930222	0.0039
R-squared	0.859150	Mean dependent var	2.990132	
Adjusted R-squared	0.853478	S.D. dependent var	1.382539	
S.E. of regression	0.529210	Akaike info criterion	-1.228905	
Sum squared resid	41.72947	Schwarz criterion	-1.092052	
Log likelihood	-118.4998	F-statistic	151.4773	
Durbin-Watson stat	1.715522	Prob(F-statistic)	0.000000	

LS // Dependent Variable is LCONS9

Date: 09/10/00 Time: 18:58

Sample(adjusted): 1 127

Included observations: 127 after adjusting endpoints

$LCONS9 = C(3) * COC9 + C(6) * LBOMB9 + C(7) * LNELECT9 + C(10) * PAGA9 + C(13) * LTARIFAC9$

	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C(3)	0.772659	0.201712	3.830502	0.0002
C(6)	0.291808	0.059773	4.881906	0.0000
C(7)	0.649370	0.053011	12.24968	0.0000
C(10)	4.482087	0.282302	15.87694	0.0000
C(13)	-0.295623	0.043938	-6.728205	0.0000
R-squared	0.901481	Mean dependent var	3.800312	
Adjusted R-squared	0.898251	S.D. dependent var	1.061725	
S.E. of regression	0.338670	Akaike info criterion	-2.126884	
Sum squared resid	13.99308	Schwarz criterion	-2.014908	
Log likelihood	-40.14807	F-statistic	279.0857	
Durbin-Watson stat	1.892704	Prob(F-statistic)	0.000000	

LS // Dependent Variable is CONS1

Date: 09/10/00 Time: 18:59

Sample(adjusted): 1 88

Included observations: 88 after adjusting endpoints

CONS1=C(1)+C(2)*ING1+C(4)*SERV1+C(6)*BOMB1+C(7)*NELECT1

	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C(1)	-8.340046	2.649659	-3.147592	0.0023
C(2)	1.17E-05	5.43E-06	2.156747	0.0339
C(4)	15.52449	3.142320	4.940455	0.0000
C(6)	2.864076	0.668356	4.285258	0.0000
C(7)	3.755685	0.887617	4.231200	0.0001
R-squared	0.666002	Mean dependent var	18.82048	
Adjusted R-squared	0.649906	S.D. dependent var	22.58825	
S.E. of regression	13.36518	Akaike info criterion	5.240446	
Sum squared resid	14826.13	Schwarz criterion	5.381204	
Log likelihood	-350.4462	F-statistic	41.37617	
Durbin-Watson stat	1.515204	Prob(F-statistic)	0.000000	

LS // Dependent Variable is CONS2

Date: 09/10/00 Time: 18:59

Sample(adjusted): 1 101

Included observations: 101 after adjusting endpoints

CONS2=C(4)*SERV2+C(6)*BOMB2+C(7)*NELECT2+C(10)*PAGA2

	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C(4)	24.66283	13.96433	1.766131	0.0805
C(6)	4.768878	1.273534	3.744602	0.0003
C(7)	14.15561	1.754573	8.067838	0.0000
C(10)	-43.76258	13.89132	-3.150354	0.0022
R-squared	0.731427	Mean dependent var	62.33084	
Adjusted R-squared	0.723121	S.D. dependent var	61.84924	
S.E. of regression	32.54465	Akaike info criterion	7.004024	
Sum squared resid	102737.9	Schwarz criterion	7.107593	
Log likelihood	-493.0160	F-statistic	88.05610	
Durbin-Watson stat	1.637992	Prob(F-statistic)	0.000000	

LS // Dependent Variable is CONS3

Date: 09/10/00 Time: 19:01

Sample(adjusted): 1 150

Included observations: 146

Excluded observations: 4 after adjusting endpoints

CONS3=C(3)*COC3+C(6)*BOMB3+C(7)*NELECT3+C(9)*LAMP3
+C(12)*HSERV3+C(13)*TARIFAC3

	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C(3)	73.80247	24.02006	3.072535	0.0026
C(6)	6.992841	1.148715	6.087531	0.0000
C(7)	6.109986	1.330418	4.592532	0.0000
C(9)	21.72839	9.404265	2.310483	0.0223
C(12)	2.035037	0.382129	5.325523	0.0000
C(13)	-0.032778	0.010025	-3.269564	0.0014
R-squared	0.633935	Mean dependent var		103.6924
Adjusted R-squared	0.620861	S.D. dependent var		64.30848
S.E. of regression	39.59747	Akaike info criterion		7.397758
Sum squared resid	219514.4	Schwarz criterion		7.520372
Log likelihood	-741.2014	F-statistic		48.48910
Durbin-Watson stat	2.063515	Prob(F-statistic)		0.000000

LS // Dependent Variable is CONS4

Date: 01/01/88 Time: 01:56

Sample(adjusted): 1 37

Included observations: 37 after adjusting endpoints

CONS4=C(2)*ING4+C(6)*BOMB4+C(7)*NELECT4+C(13)*TARIFAC4

	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C(2)	2.57E-05	4.80E-06	5.351571	0.0000
C(6)	4.166904	0.974571	4.275631	0.0002
C(7)	5.632438	1.067811	5.274751	0.0000
C(13)	-0.015666	0.006696	-2.339527	0.0255
R-squared	0.955908	Mean dependent var		48.32230
Adjusted R-squared	0.951900	S.D. dependent var		39.69001
S.E. of regression	8.704696	Akaike info criterion		4.429531
Sum squared resid	2500.467	Schwarz criterion		4.603684
Log likelihood	-130.4470	F-statistic		238.4805
Durbin-Watson stat	1.819664	Prob(F-statistic)		0.000000

LS // Dependent Variable is CONS5

Date: 01/01/88 Time: 02:10

Sample(adjusted): 1 51

Included observations: 50

Excluded observations: 1 after adjusting endpoints

CONS5=C(2)*ING5+C(6)*BOMB5+C(7)*NELECT5+C(12)*HSERV5
+C(13)*TARIFAC5

	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C(2)	1.41E-05	3.21E-06	4.404062	0.0001
C(6)	3.298174	0.757265	4.355375	0.0001
C(7)	5.044072	1.076270	4.686621	0.0000
C(12)	2.311907	0.416939	5.544957	0.0000
C(13)	-0.034859	0.007344	-4.746496	0.0000
R-squared	0.812923	Mean dependent var		64.01778
Adjusted R-squared	0.796294	S.D. dependent var		45.31093
S.E. of regression	20.45053	Akaike info criterion		6.130658
Sum squared resid	18820.10	Schwarz criterion		6.321860
Log likelihood	-219.2134	F-statistic		48.88574
Durbin-Watson sta:	2.108308	Prob(F-statistic)		0.000000

LS // Dependent Variable is CONS6

Date: 01/01/88 Time: 02:31

Sample(adjusted): 1 28

Included observations: 28 after adjusting endpoints

CONS6=C(1)+C(6)*BOMB6+C(13)*TARIFAC6

	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C(1)	40.43386	13.38742	3.020288	0.0058
C(6)	9.338247	1.471232	6.347228	0.0000
C(13)	-0.082552	0.041422	-1.992953	0.0573
R-squared	0.636023	Mean dependent var		86.81705
Adjusted R-squared	0.606905	S.D. dependent var		48.24007
S.E. of regression	30.24522	Akaike info criterion		6.919633
Sum squared resid	22869.34	Schwarz criterion		7.062370
Log likelihood	-133.6051	F-statistic		21.84282
Durbin-Watson stat	2.367116	Prob(F-statistic)		0.000003

LS // Dependent Variable is CONST7

Date: 01/01/88 Time: 03:27

Sample: 1 170

Included observations: 115

Excluded observations: 55

CONST7=C(2)*ING7+C(6)*BOMB7+C(7)*NELECT7+C(9)*LAMP7
+C(13)*TARIFAC7

	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C(2)	-5.96E-06	2.79E-06	-2.134353	0.0350
C(6)	7.673066	0.524852	14.61949	0.0000
C(7)	6.677565	0.602005	11.09220	0.0000
C(9)	0.904901	0.396212	2.283880	0.0243
C(13)	-0.013487	0.002584	-5.219696	0.0000
R-squared	0.855457	Mean dependent var		25.96030
Adjusted R-squared	0.850201	S.D. dependent var		24.95251
S.E. of regression	9.657599	Akaike info criterion		4.577995
Sum squared resid	10259.61	Schwarz criterion		4.697340
Log likelihood	-421.4126	F-statistic		162.7545
Durbin-Watson stat	1.067595	Prob(F-statistic)		0.000000

LS // Dependent Variable is CONS8

Date: 01/01/88 Time: 03:40

Sample(adjusted): 1 156

Included observations: 137

Excluded observations: 19 after adjusting endpoints

CONS8=C(3)*COC8+C(6)*BOMB8+C(7)*NELECT8+C(12)*HSERV8
+C(13)*TARIFAC8

	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C(3)	112.2170	13.32547	8.421235	0.0000
C(6)	6.760296	0.917464	7.368460	0.0000
C(7)	6.615180	0.900046	7.349826	0.0000
C(12)	2.066100	0.631519	3.271637	0.0014
C(13)	-0.013384	0.003689	-3.628358	0.0004
R-squared	0.703319	Mean dependent var		41.86111
Adjusted R-squared	0.694328	S.D. dependent var		33.90649
S.E. of regression	18.74608	Akaike info criterion		5.897783
Sum squared resid	46386.85	Schwarz criterion		6.004352
Log likelihood	-593.3927	F-statistic		78.23044
Durbin-Watson stat	1.957404	Prob(F-statistic)		0.000000

LS // Dependent Variable is CONS9

Date: 01/01/88 Time: 03:54

Sample(adjusted): 1 127

Included observations: 122

Excluded observations: 5 after adjusting endpoints

CONS9=C(1)+C(2)*ING9+C(3)*COC9+C(6)*BOMB9+C(7)*NELECT9
+C(13)*TARIFAC9

	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C(1)	17.34266	6.317262	2.745280	0.0070
C(2)	8.54E-06	3.50E-06	2.438661	0.0163
C(3)	136.9086	14.24038	9.614106	0.0000
C(6)	5.669451	1.197114	4.735935	0.0000
C(7)	7.625090	1.140997	6.682834	0.0000
C(13)	-0.033799	0.007292	-4.635125	0.0000
R-squared	0.774685	Mean dependent var		66.53077
Adjusted R-squared	0.764973	S.D. dependent var		49.26956
S.E. of regression	23.88566	Akaike info criterion		6.394487
Sum squared resid	66180.89	Schwarz criterion		6.532389
Log likelihood	-557.1742	F-statistic		79.76702
Durbin-Watson stat	1.845331	Prob(F-statistic)		0.000000

LS // Dependent Variable is CONS

Date: 01/04/88 Time: 04:32

Sample: 1 908

Included observations: 908

$$\text{CONS} = \text{C}(1) + \text{C}(2) * \text{ING} + \text{C}(3) * \text{COC} + \text{C}(4) * \text{SERV} + \text{C}(6) * \text{BOMB} \\ + \text{C}(7) * \text{NELECT} + \text{C}(12) * \text{HSERV} + \text{C}(13) * \text{TARIFAC}$$

	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C(1)	-14.52976	2.337918	-6.214828	0.0000
C(2)	7.71E-06	1.45E-06	5.321572	0.0000
C(3)	104.7420	7.490077	13.98411	0.0000
C(4)	13.59763	2.866349	4.743886	0.0000
C(6)	4.950899	0.377264	13.12317	0.0000
C(7)	7.032805	0.424539	16.56576	0.0000
C(12)	1.656647	0.167267	9.904206	0.0000
C(13)	-0.017612	0.002623	-6.714233	0.0000
R-squared	0.779387	Mean dependent var	52.14490	
Adjusted R-squared	0.777671	S.D. dependent var	54.07506	
S.E. of regression	25.49734	Akaike info criterion	6.485920	
Sum squared resid	585103.0	Schwarz criterion	6.528310	
Log likelihood	-4225.004	F-statistic	454.2203	
Durbin-Watson stat	1.918675	Prob(F-statistic)	0.000000	

LS // Dependent Variable is LCONS

Date: 01/04/88 Time: 03:59

Sample: 1 908

Included observations: 908

LCONS=C(1)+C(2)*LING+C(3)*COC+C(4)*SERV+C(6)*LBOMB
+C(7)*LNELECT+C(9)*LLAMP+C(10)*PAGA+C(12)*HSERV

	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C(1)	-0.188136	0.095546	-1.969054	0.0493
C(2)	0.013387	0.007347	1.822058	0.0688
C(3)	0.800227	0.152117	5.260619	0.0000
C(4)	1.836476	0.088576	20.73333	0.0000
C(6)	0.552036	0.033054	16.70124	0.0000
C(7)	0.603747	0.032616	18.51058	0.0000
C(9)	-0.094835	0.035162	-2.697091	0.0071
C(10)	0.429438	0.079233	5.419930	0.0000
C(12)	0.017429	0.003558	4.898304	0.0000
R-squared	0.889573	Mean dependent var	3.207479	
Adjusted R-squared	0.888591	S.D. dependent var	1.555375	
S.E. of regression	0.519154	Akaike info criterion	-1.301249	
Sum squared resid	242.2988	Schwarz criterion	-1.253560	
Log likelihood	-688.6292	F-statistic	905.2687	
Durbin-Watson stat	1.779089	Prob(F-statistic)	0.000000	

System: SYS1

Estimation Method: Seemingly Unrelated Regression

Date: 09/11/00 Time: 07:28

Sample: 1 170

	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C(1)	-0.145142	0.042306	-3.430722	0.0006
C(2)	0.011439	0.004734	2.416448	0.0159
C(4)	1.816583	0.091089	19.94293	0.0000
C(6)	0.529830	0.029936	17.69887	0.0000
C(7)	0.610135	0.029323	20.80757	0.0000
C(8)	-0.036803	0.015766	-2.334349	0.0198
C(9)	-0.031467	0.010658	-2.952390	0.0032
C(10)	0.768672	0.134225	5.726744	0.0000
C(12)	0.019987	0.003212	6.221868	0.0000
C(13)	-0.061524	0.018329	-3.356577	0.0008
C(3)	0.732102	0.130537	5.608387	0.0000

Determinant residual covariance 5.51E-07

Equation: LCONS1=C(1)+C(2)*LING1+C(4)*SERV1+C(6)*LBOMB1
+C(7)*LNELECT1+C(8)*LVELAS1+C(9)*LAMP1+C(10)*PAGA1
+C(12)*HSERV1+C(13)*LTARIFAC1

Observations: 88

R-squared	0.810219	Mean dependent var	2.002064
Adjusted R-squared	0.788321	S.D. dependent var	1.616377
S.E. of regression	0.743672	Sum squared resid	43.13770
Durbin-Watson stat	1.687468		

Equation: LCONS2=C(1)+C(2)*LING2+C(3)*COC2+C(4)*SERV2
+C(6)*LBOMB2+C(7)*LNELECT2+C(9)*LAMP2+C(10)*PAGA2
+C(12)*HSERV2+C(13)*LTARIFAC2

Observations: 101

R-squared	0.896820	Mean dependent var	3.528728
Adjusted R-squared	0.886615	S.D. dependent var	1.442403
S.E. of regression	0.485696	Sum squared resid	21.46693
Durbin-Watson stat	1.616448		

Equation: LCONS3=C(1)+C(2)*LING3+C(3)*COC3+C(4)*SERV3
+C(6)*LBOMB3+C(7)*LNELECT3+C(8)*LVELAS3+C(9)*LAMP3
+C(10)*PAGA3+C(12)*HSERV3+C(13)*LTARIFAC3

Observations: 150

R-squared	0.818054	Mean dependent var	4.342081
Adjusted R-squared	0.804964	S.D. dependent var	0.948587
S.E. of regression	0.418924	Sum squared resid	24.39408
Durbin-Watson stat	2.059538		

$$\text{Equation: LCONS4} = C(1) + C(2) * \text{LING4} + C(3) * \text{COC4} + C(4) * \text{SERV4} \\ + C(6) * \text{LBOMB4} + C(7) * \text{LNELECT4} + C(9) * \text{LAMP4} + C(10) * \text{PAGA4} \\ + C(12) * \text{HSERV4} + C(13) * \text{LTARIFAC4}$$

Observations: 37

R-squared	0.882667	Mean dependent var	3.550722
Adjusted R-squared	0.843556	S.D. dependent var	0.850514
S.E. of regression	0.336404	Sum squared resid	3.055523
Durbin-Watson stat	1.614364		

$$\text{Equation: LCONS5} = C(1) + C(2) * \text{LING5} + C(3) * \text{COC5} + C(4) * \text{SERV5} \\ + C(6) * \text{LBOMB5} + C(7) * \text{LNELECT5} + C(9) * \text{LAMP5} + C(10) * \text{PAGA5} \\ + C(12) * \text{HSERV5} + C(13) * \text{LTARIFAC5}$$

Observations: 51

R-squared	0.714201	Mean dependent var	3.865555
Adjusted R-squared	0.651464	S.D. dependent var	0.868642
S.E. of regression	0.512819	Sum squared resid	10.78233
Durbin-Watson stat	2.035762		

$$\text{Equation: LCONS6} = C(1) + C(2) * \text{LING6} + C(3) * \text{COC6} + C(4) * \text{SERV6} \\ + C(6) * \text{LBOMB6} + C(7) * \text{LNELECT6} + C(8) * \text{LVELAS6} + C(9) * \text{LAMP6} \\ + C(10) * \text{PAGA6} + C(12) * \text{HSERV6} + C(13) * \text{LTARIFAC6}$$

Observations: 28

R-squared	0.643045	Mean dependent var	4.318655
Adjusted R-squared	0.433071	S.D. dependent var	0.564953
S.E. of regression	0.425380	Sum squared resid	3.076117
Durbin-Watson stat	1.625775		

$$\text{Equation: LCONS7} = C(1) + C(2) * \text{LING7} + C(3) * \text{COC7} + C(4) * \text{SERV7} \\ + C(6) * \text{LBOMB7} + C(7) * \text{LNELECT7} + C(9) * \text{LAMP7} + C(10) * \text{PAGA7} \\ + C(12) * \text{HSERV7} + C(13) * \text{LTARIFAC7}$$

Observations: 170

R-squared	0.801974	Mean dependent var	1.940903
Adjusted R-squared	0.790835	S.D. dependent var	1.532608
S.E. of regression	0.700932	Sum squared resid	78.60880
Durbin-Watson stat	1.868299		

$$\text{Equation: LCONS8} = C(2) * \text{LING8} + C(3) * \text{COC8} + C(4) * \text{SERV8} \\ + C(6) * \text{LBOMB8} + C(7) * \text{LNELECT8} + C(9) * \text{LAMP8} + C(10) * \text{PAGA8} \\ + C(12) * \text{HSERV8} + C(13) * \text{LTARIFAC8}$$

Observations: 156

R-squared	0.862198	Mean dependent var	2.990132
Adjusted R-squared	0.854699	S.D. dependent var	1.382539
S.E. of regression	0.527002	Sum squared resid	40.82644
Durbin-Watson stat	1.724871		

Equation: $LCONS9=C(1)+C(2)*LING9+C(3)*COC9+C(4)*SERV9$
 $+C(6)*LBOMB9+C(7)*LNELECT9+C(9)*LAMP9+C(10)*PAGA9$
 $+C(12)*HSERV9+C(13)*LTARIFAC9$

Observations: 127

R-squared	0.852069	Mean dependent var	3.800312
Adjusted R-squared	0.840690	S.D. dependent var	1.061725
S.E. of regression	0.423773	Sum squared resid	21.01127
Durbin-Watson stat	1.750728		

System: SYS1
 Estimation Method: Seemingly Unrelated Regression
 Date: 09/10/00 Time: 19:05
 Sample: 1 170

	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C(1)	-0.074392	0.042881	-1.734870	0.0831
C(2)	0.016640	0.004823	3.450242	0.0006
C(4)	1.782870	0.093794	19.00828	0.0000
C(6)	0.547533	0.031607	17.32311	0.0000
C(7)	0.592637	0.029092	20.37139	0.0000
C(8)	-0.098837	0.030728	-3.216515	0.0013
C(9)	-0.167598	0.036553	-4.585073	0.0000
C(10)	0.989103	0.139605	7.085029	0.0000
C(12)	0.010271	0.004245	2.419787	0.0157
C(13)	-0.087977	0.019075	-4.612128	0.0000
C(3)	0.749754	0.130660	5.738207	0.0000

Determinant residual covariance 3.91E-06

Equation: $LCONS1=C(1)+C(2)*LING1+C(4)*SERV1+C(6)*LBOMB1$
 $+C(7)*LNELECT1+C(8)*LVELAS1+C(9)*LLAMP1+C(10)*PAGA1$
 $+C(12)*LHSERV1+C(13)*LTARIFAC1$

Observations: 88

R-squared	0.808887	Mean dependent var	2.002064
Adjusted R-squared	0.786835	S.D. dependent var	1.616377
S.E. of regression	0.746278	Sum squared resid	43.44060
Durbin-Watson stat	1.653205		

Equation: $LCONS2=C(1)+C(2)*LING2+C(3)*COC2+C(4)*SERV2$
 $+C(6)*LBOMB2+C(7)*LNELECT2+C(9)*LLAMP2+C(10)*PAGA2$
 $+C(12)*LHSERV2+C(13)*LTARIFAC2$

Observations: 101

R-squared	0.899967	Mean dependent var	3.528728
Adjusted R-squared	0.890073	S.D. dependent var	1.442403
S.E. of regression	0.478232	Sum squared resid	20.81224
Durbin-Watson stat	1.675195		

Equation: $LCONS3=C(1)+C(2)*LING3+C(3)*COC3+C(4)*SERV3$
 $+C(6)*LBOMB3+C(7)*LNELECT3+C(9)*LLAMP3+C(10)*PAGA3$
 $+C(12)*LHSERV3+C(13)*LTARIFAC3$

Observations: 150

R-squared	0.795448	Mean dependent var	4.342081
Adjusted R-squared	0.782298	S.D. dependent var	0.948587
S.E. of regression	0.442597	Sum squared resid	27.42493
Durbin-Watson stat	1.868767		

$$\text{Equation: LCONS4} = C(1) + C(2)*\text{LING4} + C(3)*\text{COC4} + C(4)*\text{SERV4} \\ + C(6)*\text{LBOMB4} + C(9)*\text{LLAMP4} + C(10)*\text{PAGA4} + C(12)*\text{LHSERV4} \\ + C(13)*\text{LTARIFAC4}$$

Observations: 37

R-squared	0.220398	Mean dependent var	3.550722
Adjusted R-squared	-0.002345	S.D. dependent var	0.850514
S.E. of regression	0.851510	Sum squared resid	20.30196
Durbin-Watson stat	0.533731		

$$\text{Equation: LCONS5} = C(1) + C(2)*\text{LING5} + C(3)*\text{COC5} + C(4)*\text{SERV5} \\ + C(6)*\text{LBOMB5} + C(7)*\text{LNELECT5} + C(9)*\text{LLAMP5} + C(10)*\text{PAGA5} \\ + C(12)*\text{LHSERV5} + C(13)*\text{LTARIFAC5}$$

Observations: 51

R-squared	0.703678	Mean dependent var	3.865555
Adjusted R-squared	0.638631	S.D. dependent var	0.868642
S.E. of regression	0.522175	Sum squared resid	11.17934
Durbin-Watson stat	1.871523		

$$\text{Equation: LCONS6} = C(1) + C(2)*\text{LING6} + C(3)*\text{COC6} + C(4)*\text{SERV6} \\ + C(6)*\text{LBOMB6} + C(7)*\text{LNELECT6} + C(9)*\text{LLAMP6} + C(10)*\text{PAGA6} \\ + C(12)*\text{LHSERV6} + C(13)*\text{LTARIFAC6}$$

Observations: 28

R-squared	0.551516	Mean dependent var	4.318655
Adjusted R-squared	0.327273	S.D. dependent var	0.564953
S.E. of regression	0.463374	Sum squared resid	3.864881
Durbin-Watson stat	1.226548		

$$\text{Equation: LCONS7} = C(1) + C(2)*\text{LING7} + C(3)*\text{COC7} + C(4)*\text{SERV7} \\ + C(6)*\text{LBOMB7} + C(7)*\text{LNELECT7} + C(9)*\text{LLAMP7} + C(10)*\text{PAGA7} \\ + C(12)*\text{LHSERV7} + C(13)*\text{LTARIFAC7}$$

Observations: 170

R-squared	0.789874	Mean dependent var	1.940903
Adjusted R-squared	0.778054	S.D. dependent var	1.532608
S.E. of regression	0.722029	Sum squared resid	83.41222
Durbin-Watson stat	1.827863		

$$\text{Equation: LCONS8} = C(2)*\text{LING8} + C(3)*\text{COC8} + C(4)*\text{SERV8} \\ + C(6)*\text{LBOMB8} + C(7)*\text{LNELECT8} + C(9)*\text{LLAMP8} + C(10)*\text{PAGA8} \\ + C(12)*\text{LHSERV8} + C(13)*\text{LTARIFAC8}$$

Observations: 156

R-squared	0.868455	Mean dependent var	2.990132
Adjusted R-squared	0.861296	S.D. dependent var	1.382539
S.E. of regression	0.514898	Sum squared resid	38.97263
Durbin-Watson stat	1.723877		

$$\text{Equation: } LCONS9 = C(1) + C(2)*LING9 + C(3)*COC9 + C(4)*SERV9 \\ + C(6)*LBOMB9 + C(7)*LNELECT9 + C(9)*LLAMP9 + C(10)*PAGA9 \\ + C(12)*HSERV9 + C(13)*LTARIFAC9$$

Observations: 127

R-squared	0.865246	Mean dependent var	3.800312
Adjusted R-squared	0.854880	S.D. dependent var	1.061725
S.E. of regression	0.404459	Sum squared resid	19.13973
Durbin-Watson stat	1.853457		

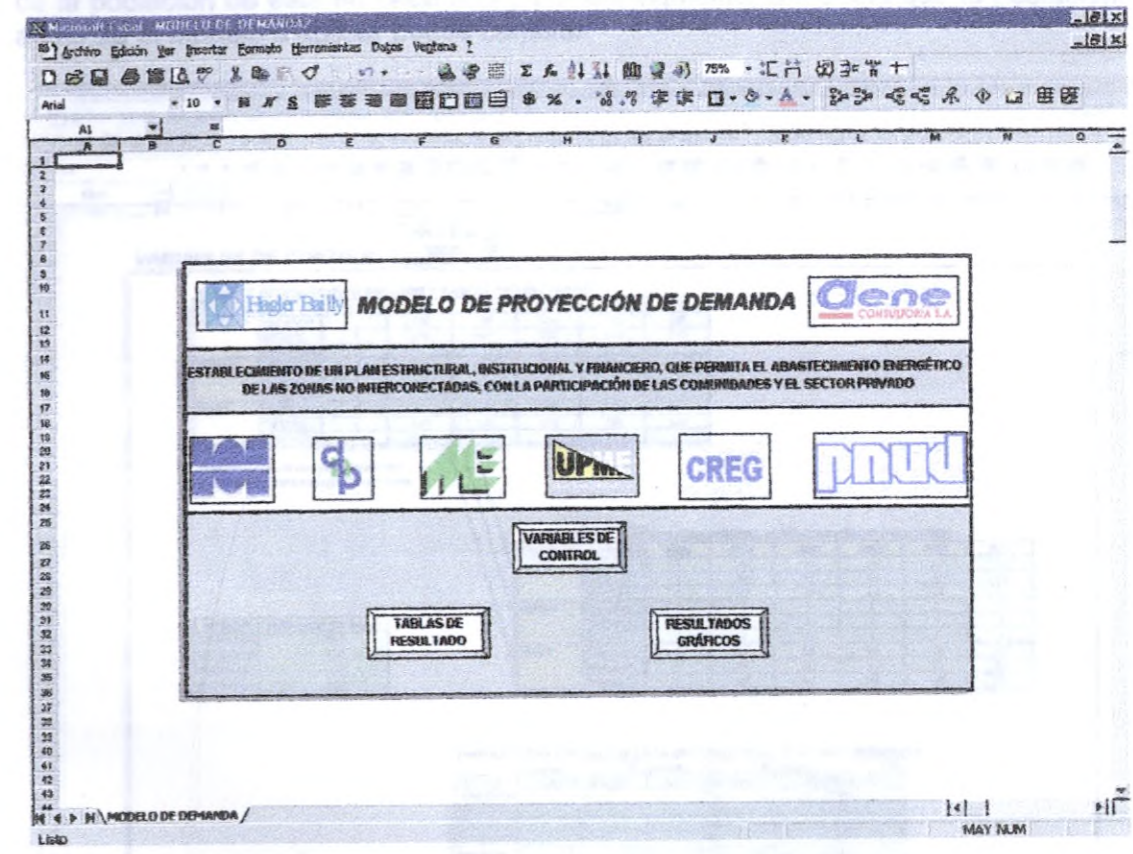
Establecimiento de un plan estructural, institucional y financiero, que permita el abastecimiento energético de las zonas no interconectadas con participación de las comunidades y el sector privado
Pronóstico de la demanda de energía en zonas no interconectadas- Anexo 2 Documento No. ANC-375-22 Rev. 01 - 06/09/00

MINHACIENDA	DNP	MINMINAS	UPME	CREG	PNUD
-------------	-----	----------	------	------	------

ANEXO 2

Al documento se anexa el archivo *MODELO DE DEMANDA.xls* en EXCEL. En este archivo se encuentra el modelo utilizado para calcular las proyecciones de los diferentes escenarios, y se compone de tres partes:

- Cuadro de variables de control
- Tablas de resultados
- Resultados gráficos



- Cuadro de Variables: En este cuadro se encuentran los supuestos de los diferentes escenarios (Tasas de crecimiento de población, ingresos y tarifas, número de habitantes por hogar y porcentaje de participación de cada sector en el total de la demanda). Estas variables corresponden a las celdas de color verde, las cuales pueden modificarse de acuerdo a los criterios del usuario.

Estos datos alimentan al modelo, el cual calcula la proyección de demanda al estimar para cada una de las localidades del universo su demanda de acuerdo al estrato muestral al que pertenece. El modelo aplicado a cada localidad depende de la población de esta en cada año y por consiguiente, a medida que la población aumenta el modelo a aplicar puede cambiar.

Microsoft Excel - MODELO DE DEMANDA

Archivo Edición Formato Herramientas Datos Ventanas

Arial 10

CE45

VOLVER AL INICIO

VARIABLES DE CONTROL

TASAS DE CRECIMIENTO DE INGRESOS Y TARIFAS POR ESCENARIO						
ESCENARIO	VARIABLE	2000	2001	2002	2003	2004
ALTO	INGRESOS	1	1.02	1.03	1.04	1.05
	TARIFAS	1	0.95	0.95	0.95	0.95
	POBLACION	1				
MEDIO	INGRESOS	1	1.01	1.015	1.02	1.025
	TARIFAS	1	1	1	1	1
	POBLACION	1				
BAJO	INGRESOS	1	0.99	0.995	0.99	0.99
	TARIFAS	1	1.02	1.02	1.02	1.02
	POBLACION	1				

* Las celdas en verde modifican las variables que manejan los supuestos para cada escenario.

TASAS DE CRECIMIENTO POBLACIONAL SEGUN TAMAÑO DE POBLACION						
ESCENARIO	VARIABLE	2000	2001	2002	2003	2004
ALTO	Pequeñas	1	1.5	1.5	1.5	1.5
	Medianas	1	1.5	1.5	1.5	1.5
	Grandes	1	1.2	1.2	1.2	1.2
MEDIO	Pequeñas	1	1	1	1	1
	Medianas	1	1	1	1	1
	Grandes	1	1	1	1	1
BAJO	Pequeñas	1	0.5	0.5	0.5	0.5
	Medianas	1	0.5	0.5	0.5	0.5
	Grandes	1	0.5	0.5	0.5	0.5

REGION		Habitantes por hogar
AMAZONIA		6.45
ORINOQUIA		4.17
PACIFICO		6.05
ATLANTICA		6.93

PARTICIPACION POR SECTOR EN LA DEMANDA TOTAL DE ENERGIA ELECTRICA			
SECTOR	Pequeñas	Medianas	Grandes
RESERVA	75	75	85
RESIDENCIAL	100	45	85
COMERCIAL	75	175	155
INSTITUCION	85	55	145
FACTOR	1.05	1.05	1.05

© Libro MAY NUM

Establecimiento de un plan estructural, institucional y financiero, que permita el abastecimiento energético de las zonas no interconectadas con participación de las comunidades y el sector privado
 Pronóstico de la demanda de energía en zonas no interconectadas- Anexo 2 Documento No. ANC-375-22 Rev. 01 - 06/09/00

MINHACIENDA DNP MINMINAS UPME CREG PNUD

• Cuadro de Resultados: En este cuadro se presentan los resultados de los diferentes escenarios. Para cada escenario se presenta una tabla de resultados de las proyecciones de demanda para cada región, una tabla con el porcentaje de participación de cada región de el total de la demanda, una tabla con el consumo promedio por usuario residencial, una tabla con la demanda proyectada por tipo de localidad (I,II y III) y una tabla con las tasas de crecimiento de la demanda por escenario.

Microsoft Excel: MODELO DE DEMANDA

Archivo Edición Ver Insertar Formato Herramientas Datos Ventanas ?

Arial 10

70 71 72 73 74

TABLAS DE RESULTADOS

ESCENARIO ALTO

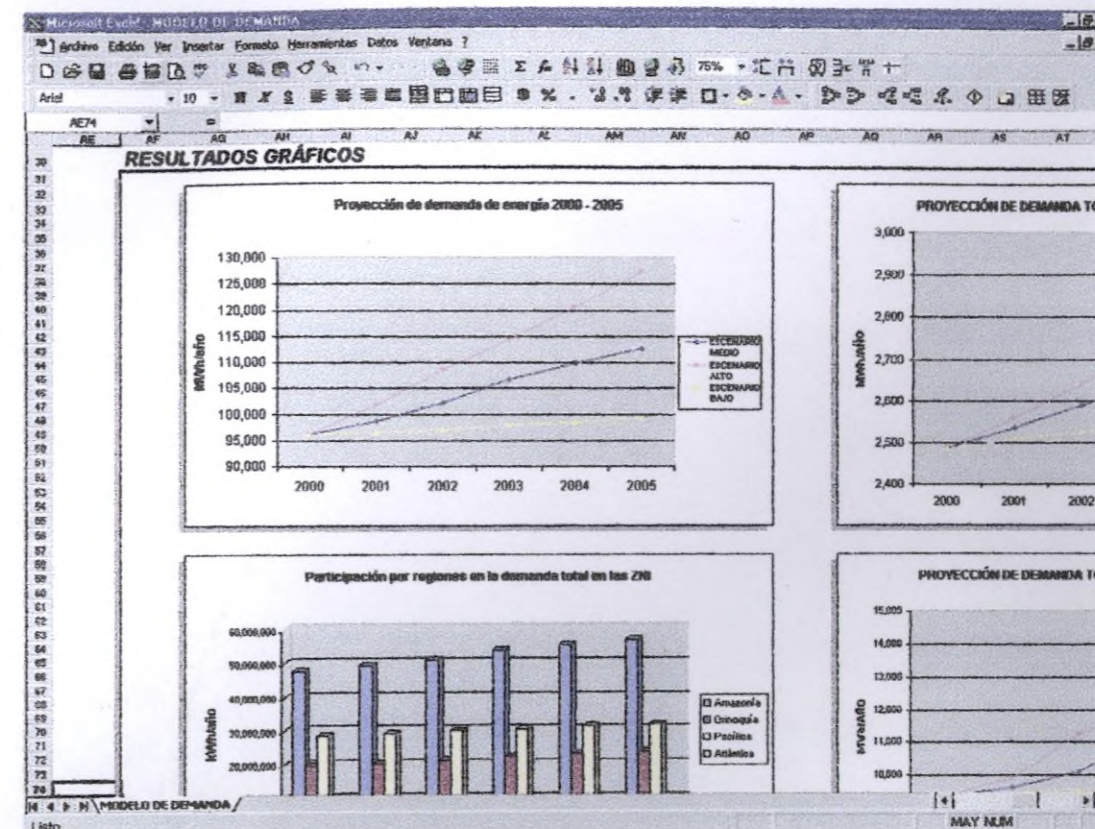
PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR ESTRATOS 2000-2005 TOTAL ZONAS (MWh/año)							
REGIÓN	TAMARCO	2000	2001	2002	2003	2004	2005
AMAZONIA	Papeñas	1,537,476	1,681,872	1,788,251	1,728,694	1,625,772	1,627,476
	Medianas	19,754,000	17,818,223	12,218,221	12,854,178	13,566,380	14,806,605
	Grandes	26,844,786	27,864,627	48,488,917	42,618,284	44,830,006	47,128,714
TOTAL AMAZONIA		48,136,262	47,364,722	108,485,389	57,201,156	60,022,158	63,562,805
ORINOQUIA	Papeñas	4,870,917	4,788,123	5,042,615	4,827,875	4,501,453	4,292,769
	Medianas	6,846,138	6,673,397	6,491,218	7,209,225	6,962,897	6,842,862
	Grandes	8,186,884	8,848,025	11,625,068	12,254,182	13,113,411	13,267,252
TOTAL ORINOQUIA		19,903,939	20,289,545	23,168,901	24,291,282	24,577,761	24,362,883
PACIFICO	Papeñas	4,726,029	4,762,888	4,720,418	4,638,829	4,588,671	4,496,748
	Medianas	5,582,614	5,113,874	5,531,101	10,240,232	10,980,871	10,363,320
	Grandes	16,211,621	16,822,553	18,798,788	17,811,488	19,482,820	20,879,850
TOTAL PACIFICO		26,520,264	26,699,315	38,150,215	32,690,549	35,052,362	35,740,918
ATLANTICA	Papeñas	251,288	250,218	268,248	234,272	246,597	250,847
	Medianas	1,497,251	1,818,421	1,822,252	1,824,611	1,897,717	1,972,845
	Grandes	287,792	220,882	220,844	245,828	261,218	288,818
TOTAL ATLANTICA		2,036,331	2,289,521	2,311,344	2,304,703	2,405,532	2,512,510
TOTAL LOCALIDADES		98,286,230	98,626,216	116,945,733	118,523,767	122,622,677	123,876,805

PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR ESTRATOS 2000-2005 TOTAL ZONAS (MWh/año)							
REGIÓN	TAMARCO	2000	2001	2002	2003	2004	2005
AMAZONIA	Papeñas	4,02%	3,62%	3,16%	3,02%	2,81%	2,52%
	Medianas	21,69%	21,87%	21,84%	22,81%	23,91%	23,77%
	Grandes	74,27%	74,32%	74,41%	74,17%	74,18%	74,88%
TOTAL AMAZONIA		48,78%	48,82%	48,17%	49,13%	49,92%	49,82%
ORINOQUIA	Papeñas	24,73%	22,15%	21,65%	19,72%	18,60%	17,88%
	Medianas	34,36%	31,36%	27,78%	28,88%	30,88%	31,82%
	Grandes	41,78%	46,77%	50,38%	51,39%	50,28%	50,30%
TOTAL ORINOQUIA		18,97%	20,09%	20,82%	21,82%	21,23%	21,32%
PACIFICO	Papeñas	16,89%	16,83%	18,21%	14,78%	12,47%	12,47%
	Medianas	28,69%	24,45%	28,62%	31,94%	32,11%	30,36%
	Grandes	53,28%	53,69%	51,98%	51,18%	54,42%	57,16%
TOTAL PACIFICO		29,21%	28,98%	30,69%	27,67%	27,62%	27,72%
ATLANTICA	Papeñas	14,56%	12,22%	12,25%	16,19%	16,73%	16,48%
	Medianas	74,13%	76,92%	76,92%	74,16%	73,22%	73,28%
	Grandes	11,28%	11,08%	10,92%	10,92%	10,45%	10,25%
TOTAL ATLANTICA		2,80%	2,82%	2,82%	2,80%	2,80%	2,80%
TOTAL LOCALIDADES		100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR ESTRATOS 2000-2005 TOTAL ZONAS (MWh/año)							
REGIÓN	TAMARCO	2000	2001	2002	2003	2004	2005
AMAZONIA	Papeñas	4,02%	3,62%	3,16%	3,02%	2,81%	2,52%
	Medianas	21,69%	21,87%	21,84%	22,81%	23,91%	23,77%
	Grandes	74,27%	74,32%	74,41%	74,17%	74,18%	74,88%
TOTAL AMAZONIA		48,78%	48,82%	48,17%	49,13%	49,92%	49,82%
ORINOQUIA	Papeñas	24,73%	22,15%	21,65%	19,72%	18,60%	17,88%
	Medianas	34,36%	31,36%	27,78%	28,88%	30,88%	31,82%
	Grandes	41,78%	46,77%	50,38%	51,39%	50,28%	50,30%
TOTAL ORINOQUIA		18,97%	20,09%	20,82%	21,82%	21,23%	21,32%
PACIFICO	Papeñas	16,89%	16,83%	18,21%	14,78%	12,47%	12,47%
	Medianas	28,69%	24,45%	28,62%	31,94%	32,11%	30,36%
	Grandes	53,28%	53,69%	51,98%	51,18%	54,42%	57,16%
TOTAL PACIFICO		29,21%	28,98%	30,69%	27,67%	27,62%	27,72%
ATLANTICA	Papeñas	14,56%	12,22%	12,25%	16,19%	16,73%	16,48%
	Medianas	74,13%	76,92%	76,92%	74,16%	73,22%	73,28%
	Grandes	11,28%	11,08%	10,92%	10,92%	10,45%	10,25%
TOTAL ATLANTICA		2,80%	2,82%	2,82%	2,80%	2,80%	2,80%
TOTAL LOCALIDADES		100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

MODELO DE DEMANDA / MAY 2001

- Cuadro de Resultados Gráficos: En este cuadro se presentan las gráficas de la evolución de la demanda por escenarios, la participación de las diferentes regiones en el total de la demanda, y la evolución de la demanda para cada tipo de localidad (I, II y III).



Establecimiento de un plan estructural institucional y financiero que permita el abastecimiento energetico de las zonas no interconectadas con participación de las comunidades y el sector privado :pronostico de la demanda de energia eléctrica en zonas no

333.82 P682e1 Ej. 1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA PEDIDO	PRESTADO A	FECHA DEVUELTO