



CID

**Centro de
Investigaciones
para el Desarrollo**



**UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA**

Sede Bogotá
Facultad de
Ciencias Económicas

**INFORME FINAL
PROYECTO COSTOS POR RACIONAMIENTO DE ENERGIA
UNIVERSIDAD DE ANTIOQUIA
CONVENIO CENTRO DE INVESTIGACIONES ECONOMICAS –CIE-
UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA
CENTRO DE INVESTIGACIONES PARA EL DESARROLLO**

Bogotá, noviembre de 1997

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA
CENTRO DE INVESTIGACIONES PARA EL DESARROLLO
- CID -**

**UNIVERSIDAD DE ANTIOQUIA
CENTRO DE INVESTIGACIONES ECONÓMICAS
- CIE -**

**PROYECTO
“COSTOS POR RACIONAMIENTO DE ENERGÍA”**

INFORME FINAL

SANTAFÉ DE BOGOTÁ, NOVIEMBRE DE 1997

TABLA DE CONTENIDO

1. EL IMPACTO DE LAS INTERRUPCIONES DEL SUMINISTRO DE ENERGIA ELÉCTRICA EN EL SECTOR RESIDENCIAL	1
1.1 Aspectos teóricos y metodológicos	1
En la sección primera se presentan los antecedentes del estudio en Colombia; en la segunda las consideraciones teóricas que han servido de base al diseño de las encuestas mediante las cuales se obtendrá, directamente de los agentes afectados, la información necesaria para la evaluación de los costos en que incurren ante interrupciones anunciadas o no del suministro y ante situaciones de racionamiento. ...	2
1.1.1 Antecedentes	2
1.1.2 Consideraciones teóricas	3
1.1.2.1 Las funciones de demanda y la determinación de la variación compensada	4
1.1.2.2 La valoración contingente como procedimiento complementario	8
1.1.2.3 El racionamiento propiamente dicho	11
1.1.2.4 Un modelo de equilibrio general computable	14
1.1.2.5 Problemas de calidad	14
1.2 Obtención y procesamiento de los datos	15
1.2.1 Determinación de los tamaños muestrales	16
1.2.2 Datos para el diligenciamiento previo de los formularios	20
1.2.3 Los modelos de demanda	22
1.2.3.1 Peculiaridades del esquema tarifario	23
1.2.3.2 Método de estimación	30
1.2.3.3 Formas Funcionales	36
1.2.3.4 Resultados de las estimaciones	37
APENDICE	62
2. SECTOR INDUSTRIAL	64
INTRODUCCION	64
2.1 Metodología utilizada	64
2.2 Los antecedentes en Colombia	64
2.3 Método del costeo directo	66
2.3.1 Características de la encuesta	69
2.3.2 Ecuaciones utilizadas	71
2.4 Definición de la muestra y procesamiento	76
2.4.1 Criterios para definir la muestra	76
2.4.2 Procesamiento de la información	79
2.5 Resultados del trabajo	81
2.5.1 Cobertura de la muestra	81
2.5.2 Costos de las interrupciones eléctricas	84
2.5.3 Actitud empresarial sobre las interrupciones	89
3. SECTOR COMERCIO Y SERVICIOS	91
INTRODUCCION	91
3.1 Metodología utilizada	91
3.2 Definición de la muestra y procesamiento	92
3.2.1 Definición de la muestra	92
3.2.2 Procesamiento de la información	93

3.3.1. Cobertura de la muestra	94
3.3.2 Costos de las interrupciones eléctricas.....	95
3.3.3 Actitud empresarial sobre las interrupciones	98
4. ANALISIS DEL IMPACTO DEL RACIONAMIENTO MEDIANTE UN MODELO DE EQUILIBRIO GENERAL.....	100
4.1. Consideraciones generales	100
4.2. sectorizacion, fuentes de información y supuestos	102
4.3 Estructura del modelo.....	104
4.4 Metodología de evaluación de los costos de racionamiento.....	105
4.5 Resultados.....	107
4.6 Conclusiones	108
APENDICE	109
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	116

INTRODUCCIÓN

El presente informe es el resultado final del convenio interadministrativo suscrito entre la Universidad Nacional de Colombia (Centro de Investigaciones para el Desarrollo - CID), la Universidad de Antioquia (Centro de Investigaciones Económicas - CIE) e Interconexión Eléctrica S.A. "E.S.P". para desarrollar una metodología y evaluar los costos en que incurren los usuarios de energía eléctrica al presentarse interrupciones de este servicio.

El trabajo fue desarrollado por un equipo de investigadores de las dos universidades y contó con la asesoría del señor Georg Anders, de Ontario Hydro¹, quien realizó dos visitas a Colombia para reunirse con los investigadores y aportar contribuciones que permitieran evitar errores y mejorar el diseño del trabajo. En la primera de ellas, su papel fue el de contribuir a aclarar y refinar los aspectos metodológicos en que se iba a fundamentar la investigación, así como a mejorar el diseño de los formularios con que se iba a recolectar la información entre los usuarios del servicio, simplificar y hacer más eficientes las preguntas y, transmitir la experiencia internacional en la fase previa a la recolección de la información.

La segunda visita del señor Anders se realizó cuando había finalizado la etapa muestral y su propósito fue analizar los resultados preliminares de la investigación y discutir la forma de procesar los datos para una mayor pertinencia de los resultados.

El señor Anders trabajó abnegadamente durante largas jornadas en las cuales insistió particularmente en la claridad metodológica y en la simplicidad con la que debían presentarse los resultados. Reconocemos y agradecemos sus aportes que, en ningún caso, lo hacen responsable de los resultados del estudio.

Muchas otras personas y entidades contribuyeron en una u otra forma a acopiar la información, a procesarla, a discutir los resultados, etc. Ante la imposibilidad de mencionarlas a todas, queremos manifestar nuestra gratitud a todas ellas y, en particular, a los funcionarios de las distintas empresas distribuidoras de electricidad que suministraron la información requerida para la realización de las encuestas, así como a los funcionarios de la UPME y de ISA.

Manuel Ramírez, Alvaro Reyes y otras personas vinculadas a Econometría Ltda., firma integrante del Consorcio que realizó el primer estudio sobre costos de racionamiento en Colombia, revisaron los resultados preliminares e hicieron importantes aportes para mejorarlo. Son, pues, responsables de esas mejoras, y en particular, de la corrección de algunas cifras por la eficacia del racionamiento en virtud del posible desplazamiento de los consumos hacia horarios no racionados, más no de los resultados finales del estudio.

Los primeros tres capítulos están dedicados a la presentación sectorial de la metodología y los resultados del estudio : residencial, industrial y comercial. En el cuarto se presenta el modelo de equilibrio general, con el cual se obtienen resultados que consideran la interacción entre los agentes, pero que son independientes de los obtenidos en los otros capítulos y dan más bien unas magnitudes de referencia.

El capítulo quinto toma resultados de los tres primeros y concluye en una cifra general que da cuenta del costo del racionamiento para un usuario medio del sistema interconectado nacional.

¹ Con experiencia en este tipo de estudio en otros países.

1. EL IMPACTO DE LAS INTERRUPCIONES DEL SUMINISTRO DE ENERGIA ELÉCTRICA EN EL SECTOR RESIDENCIAL

Cuando el suministro de la energía eléctrica se interrumpe por cualquier razón, durante un tiempo específico, los usuarios residenciales se ven obligados a posponer, cancelar o modificar algunas de las actividades que de otra manera hubieran desarrollado en el hogar, con lo cual experimentan una pérdida de bienestar. Tal pérdida constituye el costo que los usuarios asumen por la interrupción del suministro, es decir, por no poder emplear tantos kWh como hubieran deseado.

El objeto del presente capítulo es dar cuenta de la forma en que han sido medidos tales costos para los usuarios del sector residencial en Colombia.

En lo que sigue, deberá tenerse presente que se trata de medir los costos de las interrupciones o del racionamiento para un nivel específico de confiabilidad que caracteriza la situación como de corto plazo. Es decir, aquella en la cual el usuario no altera sus hábitos de uso de electricidad de manera permanente.

Dado un cierto nivel de confiabilidad -que puede ser medido por variables tales como el número de interrupciones por período, el porcentaje de horas diarias en que falta el suministro, etc.- cada usuario residencial dispondrá de una cierta dotación de electrodomésticos y tendrá ciertas costumbres para su uso que se traducirán en un cierta cantidad deseada de consumo de electricidad por período para cada precio de mercado: una curva de demanda. Mediremos, para ese nivel de confiabilidad, la pérdida de bienestar que experimenta el usuario cuando no se le suministra la totalidad de la electricidad que hubiera deseado comprar. Pero si, como resultado de un fuerte racionamiento del suministro, por ejemplo, el consumidor cambia su dotación y sus costumbres con respecto al uso de la electricidad, sustituyéndola parcialmente por algún otro energético, es claro que su curva de demanda habrá cambiado y que, en consecuencia, la pérdida de bienestar ante una interrupción igual debería ser menor.

Sin embargo, como empleamos datos de una muestra de corte transversal, las variaciones observadas en el consumo de electricidad representan tanto la tasa de variación en el uso, como el ajuste de la dotación de electrodomésticos de los usuarios, el cual depende, entre otras cosas, de su percepción del nivel de confiabilidad en el suministro.

El presente capítulo explica, en primer lugar, los aspectos teóricos necesarios para la valoración de ese costo (pérdida de bienestar); en segundo lugar, el proceso para la obtención y uso de los datos requeridos para la valoración y, finalmente, presenta los resultados obtenidos.

1.1 Aspectos teóricos y metodológicos

Ante todo, es importante aclarar el sentido en que se emplearán en este estudio los términos que se refieren a interrupciones de cualquier clase en el suministro de electricidad.

Por **interrupción** en el suministro se entenderá cualquier situación en que la demanda de los usuarios no sea atendida por razones de mantenimiento, daños en las líneas, accidentes en la distribución y, en general, cortes caracterizados por ser eventuales, casi siempre de corta duración y de poco cubrimiento en cuanto a los usuarios involucrados. Puede tratarse de interrupciones **anunciadas** o **no anunciadas**.

Por **racionamiento** se entenderá la falta prolongada de atención a la demanda como un fenómeno generalizado geográficamente. Se entenderá que el racionamiento es siempre

anunciado y su causa fundamental es la falta de agua para el funcionamiento de las plantas hidroeléctricas debida, a su vez, a condiciones hidrológicas desfavorables.

En la sección primera se presentan los antecedentes del estudio en Colombia; en la segunda las consideraciones teóricas que han servido de base al diseño de las encuestas mediante las cuales se obtendrá, directamente de los agentes afectados, la información necesaria para la evaluación de los costos en que incurren ante interrupciones anunciadas o no del suministro y ante situaciones de racionamiento.

1.1.1 Antecedentes

El único antecedente de un estudio para determinar los costos del kWh racionado en Colombia con fines de planeación fue el trabajo realizado por SISTECOM-ECONOMETRIA² (1986). En consideración a las particularidades del sistema eléctrico colombiano, dependiente en un 80% de la hidroelectricidad, "el estudio tuvo como objetivo central analizar el efecto de interrupciones del servicio eléctrico anunciadas con anticipación...".

El estudio calculó costos de racionamiento para el sector residencial y el comercial empleando la metodología del área bajo la curva de demanda, es decir, suponiendo que el costo del racionamiento para estos usuarios era el excedente del consumidor perdido a consecuencia de la interrupción en el suministro de electricidad.

El excedente de los consumidores fue medido empleando elasticidades horarias, las cuales fueron calculadas a partir de las elasticidades mensuales con la hipótesis de que a mayor uso de electricidad, mayor sería la dificultad de desplazamiento del consumidor y, en consecuencia, menor debería ser la elasticidad: "...las funciones de demanda son mas inelásticas con respecto al precio en las horas en que el consumo de electricidad es más difícil de desplazar que tienden a coincidir con las horas pico."

Una vez obtenidas las elasticidades horarias, cuidando que su suma ponderada por el inverso del porcentaje de carga correspondiente coincidiera con la elasticidad mensual, se obtuvo una aproximación al excedente del consumidor como el área de un triángulo, con el supuesto adicional de que se racionaría la totalidad de la demanda, expresada como una función lineal - pero con elasticidad constante-, para un grupo de usuarios.

Algunos años mas tarde, LONDON ECONOMICS (1992) realizó una evaluación del trabajo mencionado junto con otros similares para Indonesia, Argentina y Pakistán, en el marco de la elaboración de una propuesta metodológica para medir los costos de las interrupciones. A su juicio, la metodología empleada en Colombia para medir los costos de los sectores comercial y residencial es inadecuada por ignorar los efectos de largo plazo que producen un desplazamiento de la curva de demanda, así como por emplear elasticidades precio anuales las cuales no reflejan adecuadamente la naturaleza de corto plazo de la respuesta a las interrupciones. Por tales razones London Economics concluye que muy probablemente, las estimaciones subestiman los costos del racionamiento.

La crítica de London Economics se refiere, por supuesto, al hecho de que si bien el mencionado estudio hace uso de elasticidades horarias, ellas no son obtenidas mediante procedimientos de inferencia a partir de observaciones de la conducta de los usuarios, sino tomando como base elasticidades estimadas para consumos anuales.

². Nos referimos a estudios que se plantearan el objetivo de medir los costos del racionamiento con fines de planeación. Existen estudios metodológicos o estudios que han medido el costo de un racionamiento específico.

En síntesis, London Economics considera que el estudio realizado en Colombia subestima los costos para los agentes residenciales y comerciales.

1.1.2 Consideraciones teóricas

La energía eléctrica es un bien que se abastece de forma particular a cada consumidor mediante una infraestructura propia (la instalación), y para el que la posibilidad de reventa es prácticamente inexistente por las dificultades de crear las redes que la permitirían. En esa medida, es susceptible de una forma de racionamiento peculiar, consistente en limitar el acceso al bien, sin modificar su precio. Ello puede hacerse sin que la empresa oferente deba establecer complejos sistemas de arbitramento de la cantidad racionada, y sin generar las actividades de búsqueda de renta, tan corrientes en otros tipos de racionamiento.

Por otra parte, la energía eléctrica es un bien transado en un mercado. Como tal, en relación a él, los consumidores pueden expresar sus preferencias por la vía de los precios. La teoría microeconómica convencional ha desarrollado las herramientas adecuadas para estimar todos los efectos de bienestar derivados de la provisión del bien. En consecuencia, la estimación de los efectos del racionamiento debe hacerse, en primera instancia, a partir de esas herramientas.

No obstante, hay aspectos del consumo residencial de electricidad que escapan a la metodología convencional: el primero hace relación a la oportunidad en el consumo que introduce una heterogeneidad entre las unidades del bien; el segundo, a que la situación de racionamiento puede ocasionar efectos que van más allá de los producidos por la carencia de luz en los hogares.

En cuanto a lo primero, la energía eléctrica puede considerarse, desde el punto de vista del consumidor, como el agregado de diversos bienes o características: la hora en que se consuma la energía, el uso que se le dé, etc, que están asociados al hecho de que la electricidad debe ser suministrada en el momento en que se demanda, pues no es almacenable. Así, cuando la electricidad no es suministrada en el momento en que se requiere, no se trata sólo de que queden sin abastecer una cierta cantidad de kWh que los consumidores hubieran deseado, sino que también hay diferencias entre esas cantidades dependiendo del momento en que faltan, del uso que se hubiera hecho de ellos, etc. Por ello, el impacto de un eventual racionamiento no puede asimilarse al que se produce en el caso de un bien homogéneo. Si admitimos que un consumidor demanda “X” unidades de un bien -digamos bolsas de leche-, una restricción en la disponibilidad del bien opera sobre efectos marginales: el consumidor se privará de consumir una unidad “marginal”, dando prioridad en el uso a aquellos consumos que se consideran importantes. En el caso de la energía eléctrica el consumidor no tendrá esa flexibilidad, y dependiendo de las circunstancias de tiempo y duración del racionamiento sufrirá impactos diferenciales en su bienestar.

Por otra parte, una interrupción en el suministro de electricidad tiene probables impactos adicionales sobre el bienestar del consumidor, en la medida en que se experimenta como un problema colectivo que ocasiona efectos externos negativos sobre el conjunto de la sociedad. Estos efectos incluyen fallas en provisión de bienes públicos (alumbrado público, semaforización, etc) y efectos adversos que se manifiestan en la indignación ciudadana por la falta de previsión de las autoridades.

Estos tipos de efectos no son captados en Colombia por el precio que el consumidor paga por el bien que consume, pues no hay diferencias tarifarias por el momento en que la electricidad es consumida. Por ello, es necesario utilizar métodos de valoración como los empleados con bienes para los que no existe un mercado. La valoración contingente (que se denomina así por presentar valoraciones relativas a un mercado simulado en una encuesta) es el método escogido para captar esos factores **adicionales** de los impactos del racionamiento, que por su carácter de externalidad, o por afectar al consumidor en forma distinta a la asumida por el análisis marginal de la provisión de un bien homogéneo, escapan al análisis convencional de las pérdidas de bienestar del consumidor.

Por las anteriores razones, la forma en que mediremos los efectos que sobre el bienestar de los consumidores tienen las interrupciones del suministro eléctrico es la combinación de dos métodos: de una parte, emplearemos funciones de demanda para obtener finalmente estimativos de la variación compensada en el bienestar del consumidor, con lo cual usaremos la información del mercado para determinar los efectos marginales de la interrupción; de otra parte, emplearemos el método de valoración contingente para captar los efectos de la interrupción debidos a la heterogeneidad en el uso de la electricidad.

1.1.2.1 Las funciones de demanda y la determinación de la variación compensada

El efecto que la interrupción del suministro produce sobre un consumidor residencial de electricidad es equivalente a una modificación simultánea del precio y del ingreso del consumidor, cuyas características se ilustran en el caso de una elección en el espacio de dos bienes (x,y) que representan, respectivamente, la electricidad comprada y el gasto en los demás bienes.

El consumidor maximiza su función de utilidad, sujeto a su restricción presupuestaria, así:

$$\begin{aligned} \text{Max } U &= U(x,y) \\ \text{s.a } M &= P_x x + P_y y \end{aligned}$$

Las condiciones de primer orden generan el equilibrio del consumidor, en las cantidades x' y y' , y son:

$$\begin{aligned} U_x(x,y) &= mP_x \\ U_y(x,y) &= mP_y \\ M &= P_x x + P_y y \end{aligned}$$

de las cuales se obtienen las funciones de demanda marshallianas:

$$\begin{aligned} x' &= x'(P_x, P_y, M) \\ y' &= y'(P_x, P_y, M) \end{aligned}$$

Asumamos que se raciona el acceso del consumidor al bien x (electricidad) a una cantidad x^* , inferior a x' , sin que se modifiquen los precios de los bienes ni el ingreso del consumidor.

Ello obliga al consumidor a adquirir una cantidad y^* del bien alternativo, igual a:

$$y^* = (M - P_x x^*)/P_y.$$

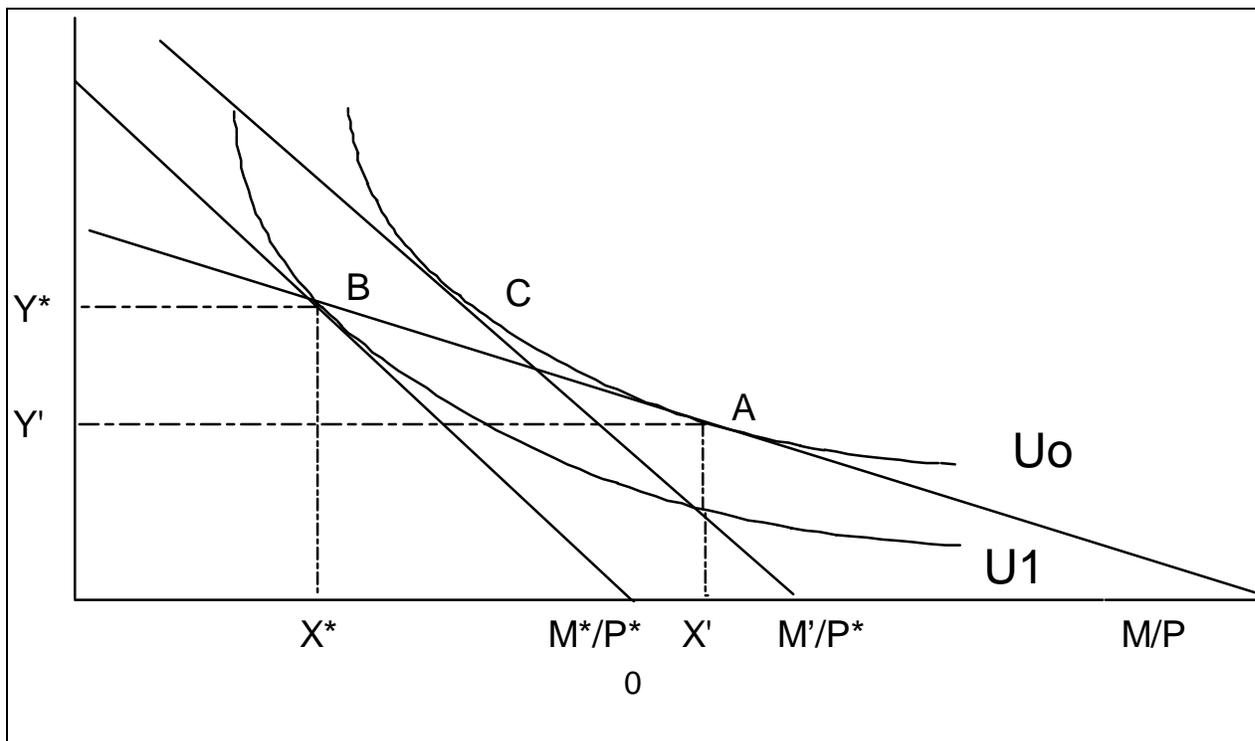
Es decir, la nueva cantidad comprada del bien y es la que puede adquirir con el ingreso no gastado en x^* .

Al comprar esta nueva canasta, el consumidor experimenta una pérdida de bienestar, pues ella está situada en una curva de indiferencia inferior a la de su equilibrio original. Esta pérdida de bienestar sería, en principio³, la medida del efecto que produce la interrupción en el suministro de electricidad.

Habitualmente, las variaciones en el bienestar se miden empleando la **variación compensada** o la **variación equivalente**. Para ello se requiere comparar puntos de equilibrio sobre diferentes curvas de indiferencia empleando unos mismos precios de referencia e ingresos alternativos, vale decir, comparando puntos sobre una función de demanda.

Sin embargo, en nuestro caso, la nueva canasta no es la solución a un problema de optimización del consumidor para las condiciones planteadas y, por lo tanto, no pertenece a su curva de demanda. Es necesario, entonces, definir para qué precios y qué ingreso lo sería.

GRAFICO 1.1



³. Veremos luego que ello sólo es así si la disminución del consumo de electricidad entre x' y x^* se produce voluntariamente, es decir, de tal manera que sea el propio consumidor quien decide cómo se produce esa reducción.

Como se puede apreciar en el gráfico I-1, la nueva canasta x^*, y^* sería una canasta de equilibrio para el consumidor a los precios P_x^*, P_y , y para el ingreso M^* . Estas condiciones dan lugar a una nueva restricción presupuestaria:

$$M^* = P_x^*x^* + P_y y^*$$

y reemplazando en esta restricción el valor de y^* encontrado antes, obtenemos:

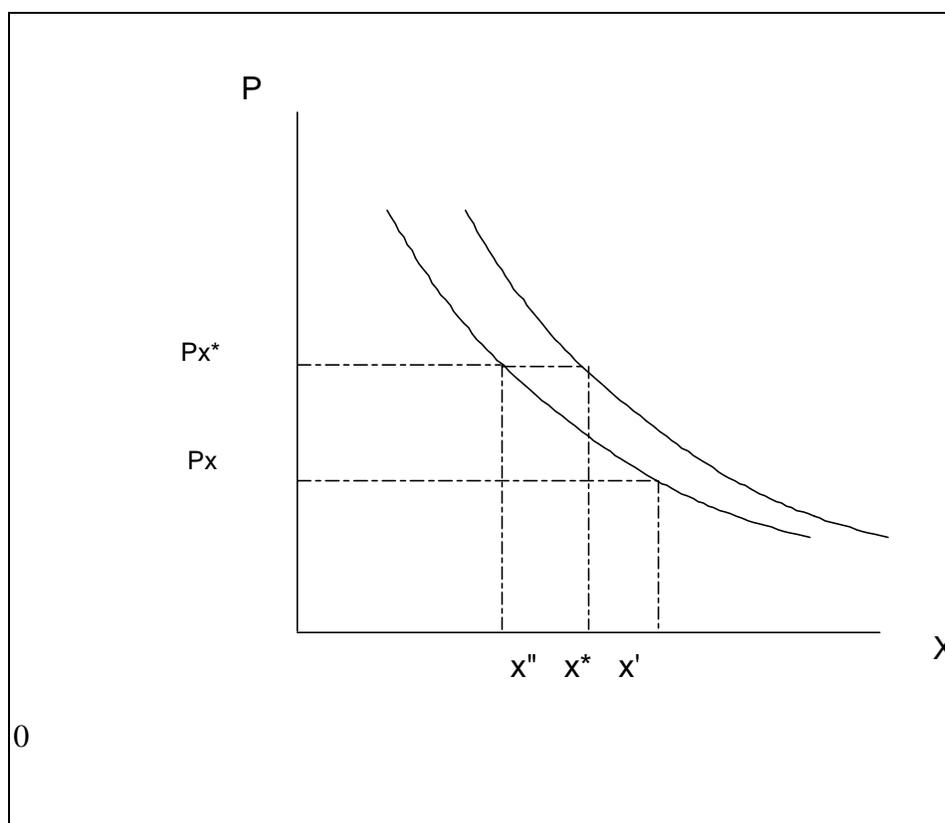
$$M^* = P_x^*x^* + M - P_x x^* \quad (1)$$

o sea:

$$M^* - M = x^*(P_x^* - P_x)$$

Es decir, se podría haber inducido al consumidor a llegar a la canasta racionada, imponiéndole un precio superior adecuado (P_x^*), y compensándole como ingreso (aumentándole) la diferencia entre este precio y el primero multiplicada por el consumo racionado.

GRAFICO 1.2



En términos de **curvas de demanda**, ello equivale a aumentar primero el precio hasta P_x^* , haciendo disminuir la cantidad demandada hasta x'' , produciendo un movimiento sobre la misma

curva de demanda (Ver gráfico I-2), y luego aumentar el ingreso en la magnitud señalada produciendo un desplazamiento de la curva, de manera que el punto (x^*, P_x^*) se encuentra sobre la nueva curva.

Todo ello no pasaría de ser un juego de lenguaje si no fuese porque considerar el problema así nos lleva a determinar una metodología precisa para medir el impacto del racionamiento sobre el bienestar.

Ilustremos el procedimiento a partir del gráfico No. I-1.

El consumidor está en un equilibrio inicial observado A, sobre la curva de indiferencia U_0 . Al racionarlo a la cantidad x^* , el consumidor es desplazado al punto B, en la curva de indiferencia U_1 . Si podemos encontrar el precio de la electricidad y el ingreso para los cuales la canasta B es óptima, tendríamos claramente establecida la restricción presupuestal cuyo punto de corte en X se identifica como M^*/P_x^* , que es tangente a la curva U_1 en el punto B, y por tanto, indicativa de la situación del consumidor racionado. Dicho precio y dicho ingreso (P_x^* y M^* del ejemplo anterior) pueden obtenerse del sistema formado por la ecuación (1) y la función de demanda sin que haya necesidad de conocer la función de utilidad del consumidor.

En síntesis: si se conoce la función de demanda del consumidor, el equilibrio sin racionamiento, y el nivel de consumo racionado, es posible determinar el precio y el ingreso para los cuales dicho consumo hubiese sido óptimo.

Ahora bien: ¿de qué nos sirve conocer estos valores? Es importante porque también es posible encontrar el ingreso (M') que, al precio P^* , mantiene al consumidor en el nivel de bienestar U_0 . La diferencia entre este ingreso y el M^* es la denominada **variación compensada**, una medida monetaria de la pérdida de bienestar experimentada por el consumidor cuando se le raciona su consumo de electricidad. En otras palabras, desde el punto de vista del bienestar, racionar el consumo produce un efecto idéntico al que se obtendría mediante un aumento del precio hasta P_x^* junto con una disminución del ingreso desde M' hasta M^* : Ambos movimientos hacen que el consumidor se desplace de la curva de indiferencia U_0 a la curva U_1 .

Ahora bien, este nivel de ingreso M' puede determinarse fácilmente si se conoce la función de utilidad indirecta, lo que en el caso más sencillo de dos bienes es posible, a partir de la función de demanda de un bien, de acuerdo a lo que se denomina en la literatura el problema de la integrabilidad⁴, pero también es posible determinarlo por métodos numéricos, si se conoce el sistema de funciones de demanda, para el caso de dos o más bienes: Vartia (1982) presenta un algoritmo eficiente que permite tal cálculo.

Nótese, además, que toda la información necesaria está contenida en la función de demanda, por lo cual el primer paso en nuestro problema de la medición de los costos residenciales es la estimación de funciones de demanda.

Como se sabe, las funciones de demanda relacionan la cantidad demandada de una mercancía con su precio, el de otros bienes el ingreso del consumidor y sus características socioeconómicas. Para obtener tales funciones requerimos, entonces de una muestra de usuarios de los cuales podamos conocer su ingreso, el precio que pagan por él y sus características socioeconómicas (número de personas en el hogar, existencia de aparatos sustitutos de los eléctricos, etc.)

⁴. Para una función de demanda logarítmica, de la forma $x=Ap^aM^b$, la función de utilidad indirecta es:

$$m = (M^{1-\beta} + ((\beta-1)/(1+a)) \cdot A \cdot (p^{a+1} - q^{a+1})^{1/(1-\beta)})$$

En esta expresión se calcula el ingreso correspondiente a una variación del precio, desde p a q .

Con las funciones de demanda se estarían captando las preferencias del consumidor por el servicio de electricidad, habida cuenta de la calidad percibida. Vale decir, para un determinado nivel de confiabilidad que está implícito en el uso que actualmente hace el consumidor de la electricidad.

Obviamente, cuando el nivel de confiabilidad se deteriora, el consumidor cambia su función de demanda, lo cual significa que a iguales valores del ingreso, el precio y las demás variables explicatorias, comprará menos electricidad, pues preferirá modificar su dotación de aparatos domésticos en favor de aquellos que no requieren el uso de la electricidad.

Como ya lo hemos dicho, a partir de las funciones de demanda es posible reconstruir la función de utilidad indirecta o la función de gasto y con ellas calcular las variaciones de corto plazo en el bienestar de los consumidores como consecuencia de las interrupciones en el suministro de la electricidad.

En síntesis, toda la primera parte del trabajo está encaminada a obtener funciones de demanda para varios tipos de usuarios residenciales, con las cuales calcularemos finalmente la variación compensada como una medida parcial de la pérdida de bienestar que experimentan cuando se interrumpe el suministro de electricidad.

Debe tenerse presente, sin embargo, que al procedimiento anterior se le puede hacer una objeción fundamental: omite considerar la diversidad de usos de la electricidad en el hogar, y el probable impacto diferencial que el racionamiento pueda tener, según el tipo de uso que se ve afectado. Es decir, asume el costo de la interrupción como si el consumidor se sometiese voluntariamente a ella prescindiendo de los kilovatios que le resultarían menos útiles.

1.1.2.2 La valoración contingente como procedimiento complementario

El consumidor de nuestro ejemplo anterior se ve forzado a reducir un porcentaje dado de su consumo, pero en condiciones tales que, implícitamente, se le permite escoger el momento y el uso de la electricidad que resulta afectado. Un racionamiento así no es estrictamente viable, y la práctica cotidiana muestra que el esquema típico de racionamiento es un esquema de racionamiento por *unidad de tiempo*.

El impacto de este tipo de racionamiento sería perceptible a través de funciones de utilidad o de demanda, si existiese una tarificación diferencial por horas, que permitiese que el consumidor "revelara" sus preferencias por cada tipo de consumo, de acuerdo al momento en que se realice.

Este tipo de facturación sólo existe, parcialmente, en el sector industrial, y no en el residencial. Por tal razón, para éste conjunto de consumidores no hay definido un mercado en el que puedan medirse las características del consumo por horas del día. Por ello, el problema debe ser abordado mediante otro esquema de análisis cuando se trata de este sector.

En general, un esquema corrientemente utilizado es el de la determinación directa o indirecta del costo de la interrupción del servicio⁵, obtenido mediante encuestas: se trata de captar por preguntas directas o por métodos indirectos, en cuánto aprecia el consumidor los kilovatios que deja de consumir, cuando se le raciona el consumo deseado. Una forma directa de obtener tal información es preguntar al consumidor cuánto estaría dispuesto a pagar por kWh para evitar un corte en circunstancias específicas en cuanto al momento y a la duración del corte; un método indirecto es observar las acciones (reales o hipotéticas) que el consumidor tomaría para enfrentar una interrupción programada, para deducir, de ellas, el *valor* que asigna al consumo de energía en el lapso analizado.

⁵. Ver Wacker and Billinton (1989) para una reseña global de los métodos alternativos.

La aplicación de los denominados métodos indirectos supone la consideración implícita del largo plazo, puesto que el tipo de medidas que el consumidor puede poner en práctica dependen de procesos más o menos importantes de inversión, que sólo se cumplirán en racionamientos que se mantengan por un período relativamente largo.

En efecto: si un racionamiento es *suficientemente* largo, el consumidor probablemente encontrará razonable emprender el proceso de inversión que le atenúe los efectos del racionamiento. Si el racionamiento es corto, en cambio, probablemente resulte irracional emprender alguna acción de inversión. El *valor* que el consumidor reconoce a la energía racionada probablemente no cambie. Pero sólo en racionamientos de largo plazo, el consumidor realizará (o estará dispuesto a realizar) acciones que permitan la aplicación de métodos indirectos.

Ahora bien: la aplicación de los métodos directos o indirectos supone el uso de encuestas. El problema de la confiabilidad de las encuestas ha sido ampliamente analizado en el debate acerca de la *valoración contingente*. Posiciones críticas extremas enfatizan, para utilizar la expresión de McConnell (1988), que a preguntas hipotéticas habrá respuestas hipotéticas que no necesariamente corresponden a la acción que el consumidor emprenderá cuando enfrente en la práctica lo que se supuso en la encuesta.

Un panel organizado por la National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), y conducido por Keneth Arrow y Robert Solow, abordó el tema de la utilización de la valoración contingente en la estimación de los denominados *valores de no-uso*, es decir, el valor de aquellos bienes a los que se concede una apreciación sin estar en relación con el uso o disfrute que se pueda hacer de ellos.

El panel encontró que, habida cuenta de que no existen en todos los casos metodologías alternativas que permitan la estimación de los valores de no-uso, la valoración contingente es una alternativa posible que "puede producir estimativos suficientemente confiables para ser (incluso) puntos de partida de procesos judiciales de estimación de daños".⁶ No obstante, algunas precauciones son necesarias para garantizar esa confiabilidad: entre ellas, la de abordar preferentemente la disponibilidad a pagar en relación a un evento futuro y no la disponibilidad de aceptar compensación por un evento pasado; la necesidad de utilizar el formato de referendo, y no el de pregunta abierta; y la importancia de que la encuesta comience con una ilustración suficiente al encuestado, que le permita entender claramente aquello sobre lo que está respondiendo.

Para nuestro caso, la necesidad de utilizar la Valoración Contingente resulta de la imposibilidad de contar con otro tipo de información, que refleje adecuadamente el impacto de un esquema de interrupción por unidad de tiempo, puesto que el análisis de variaciones equivalentes o compensadas *subestima* el impacto que las interrupciones del suministro producen sobre los consumidores porque supone una minimización del impacto del corte, que no puede lograrse en la práctica.

De esta manera, pues, se requiere realizar un encuesta que, mediante el método del referendo, indague acerca de la valoración que hace el consumidor de la interrupción en el suministro.

Las dos variables que, para efectos de la caracterización de la interrupción son relevantes, son la **duración** y el **momento** del corte. Estas variables son decisivas, porque de ellas depende el impacto diferencial que el corte del servicio tiene para el consumidor: así, el tipo de situación

⁶ Portney (1994)

que debe ser evaluada debe definirse como una interrupción de x duración, en la hora y . La forma de efectuar el referendo, ha sido la siguiente: Usted paga actualmente la suma de \$P1 por la electricidad consumida en el lapso x a la hora y . ¿estaría Ud. dispuesto a pagar **adicionalmente** una cantidad $z\%$ para evitar que le cortaran ese suministro?

Nótese que en esta forma se está tomando como base para la pregunta lo que actualmente paga el consumidor por la electricidad consumida en el escenario específico sobre el cual se le pregunta, de tal manera que lo que se valora es una adición.

Ahora bien, la variación compensada es el **valor de mercado** de los kilovatios no consumidos en el específico escenario que se considera, es decir, es lo que el consumidor ha revelado estar dispuesto a pagar por ellos si justamente se tratara de los que son para él **los menos importantes**. No siendo así, su disposición a pagar debería tener un componente **adicional** que es el que se trata de captar con la pregunta del referendo.

Así pues lo que el consumidor está dispuesto a pagar por evitar el corte del suministro en un escenario específico -y que mide su pérdida de bienestar si se le somete a la interrupción- es la suma de la **variación compensada** en su bienestar y la cantidad adicional z que ha sido su respuesta a la pregunta del referendo cuando se emplea el método de valoración contingente.

Obviamente, la encuesta debería contener una ilustración suficiente acerca del uso de la electricidad para que el consumidor evalúe correctamente la interrupción del suministro bajo unas determinadas características de momento y duración, y se debe informar al consumidor acerca de su consumo y el precio⁷ al que paga actualmente dicho consumo.

Además, para poner de relieve el impacto diferencial de la *duración* y el *momento*, conviene que la encuesta incluya una relación detallada de los artefactos eléctricos, con preguntas acerca del tiempo que se usan, y la oportunidad de dicho uso, de forma tal que el encuestador pueda apoyar la correcta comprensión del encuestado mostrándole el perfil de uso de electricidad que se deduce de la relación de electrodomésticos y su tiempo de uso.

En resumen, pues, debe hacerse una tipología de las interrupciones, de acuerdo a duración y oportunidad (entendiendo por oportunidad el momento del día en que se producen), para configurar los eventos que se someterán a la valoración contingente. Una posible tipología es la siguiente:

- Tipo de interrupción de acuerdo a la duración.

BREVE:	Hasta 15 minutos diarios.
MEDIA:	Entre 15 minutos y 1 hora diaria.
LARGA:	Mas de una hora diaria.

- Tipo de interrupción de acuerdo a la duración.

En hora pico diurna.
En hora pico nocturna.
En hora no-pico.

⁷. Un importante problema, al que más adelante dedicaremos atención, es el problema de selección del precio relevante, cuando hay tarificación por bloques.

La combinación de estas dos tipologías genera nueve escenarios a ser evaluados mediante la valoración contingente.

Para cada uno de estos escenarios, la *valoración contingente* determinará cuánto aprecia el consumidor el kWh que le sería racionado en caso de existir cortes de energía, y éste valor habría de agregarse al efecto medido mediante la variación compensada, para tener un idea adecuada del efecto del racionamiento.

En cuanto al precio relevante para servir de base a la valoración contingente, hay dos posibilidades: el precio medio y el precio marginal, de las cuales hemos optado por ésta última. Se trata de ilustrar al encuestado acerca del precio que paga por la electricidad que compra, para que éste indique, en relación a un precio claramente entendido, cuánto más aprecia el kWh que se le raciona en determinadas circunstancias de tiempo y duración.

En cualquier caso, la respuesta deberá convertirse a proporciones respecto al precio marginal, puesto que el análisis de la variación compensada supone que al consumidor se le impide el acceso al consumo de las unidades marginales del bien, que de acuerdo a la teoría, se pagan a un precio que iguala la apreciación marginal que de ellas se hace.

En este sentido, pues, la encuesta debe orientarse a indagar en cuánto más valora el consumidor el consumo que realiza en determinados momentos del día. El *exceso* de valoración debe ser adicionado al cálculo de la variación compensada, para estimar correctamente el efecto del racionamiento.

En síntesis, el efecto de racionar una cantidad de kilovatios en cada tipo de interrupción, podrá estimarse así:

$$\text{Efecto total} = VC + (VA - PMg) * kWhR$$

Donde:

VC: Variación compensada, medida con la metodología descrita al principio de esta sección y llevada a pesos por kWh racionado.

VA: Valor apreciado, de acuerdo a los resultados de la valoración contingente.

PMg: Precio marginal que enfrenta el consumidor.

kWhR: Cantidad de kilovatios racionados.

1.1.2.3 El racionamiento propiamente dicho

Obsérvese que no se ha incluido la prolongación del racionamiento como una variable explicativa. La razón es la siguiente: en el esquema que hemos bosquejado, el costo del racionamiento debe medirse a partir de la pérdida neta de bienestar que la no disponibilidad del bien genera. Esta pérdida de bienestar se puede apreciar como compuesta de dos elementos: el menor bienestar bruto derivado de no tener electricidad, menos la compensación de ingreso que se genera por no incurrir en el gasto en el bien racionado.

Esta pérdida es idéntica en el corto y en el largo plazo, a menos que la función de utilidad se modifique, lo que, en general, puede considerarse una alternativa no considerada en la mayor parte del análisis económico. No obstante, hay una diferencia importante entre el corto y el largo

plazo: en el corto plazo, el consumidor generalmente no consigue desarrollar alternativas de sustitución, en tanto que el largo plazo se define precisamente como el horizonte en que tal sustitución se produce.

Ilustrado desde la óptica de la *producción de los hogares*⁸ el razonamiento anterior equivale a plantear que la función de utilidad, definida sobre los bienes finales que se consumen en el hogar, no se altera, pero la prolongación del racionamiento genera nuevas alternativas de producción de dichos bienes. Estas alternativas están asociadas a procesos de inversión, y por ello se implementan sólo en el largo plazo. Por supuesto, dado un período de racionamiento suficientemente largo, el consumidor habrá desarrollado producciones alternativas que hacen mínimo el efecto del racionamiento, pero sería injusto olvidar que dicha atenuación del efecto se ha conseguido por la vía de un proceso de inversión realizado por los hogares.

Presumiblemente, la respuesta dada por los encuestados en la valoración contingente hará referencia a la valoración que el consumidor hace, en el horizonte de corto plazo, del racionamiento. Es decir, sin efectuar procesos de inversión que le permitan atenuar el impacto del racionamiento. Confrontado al racionamiento, el consumidor implementará medidas de inversión que le permitirán reducir el efecto que éste tiene sobre su bienestar. Consideramos no obstante, que la medida correcta es aquella que parte, en cada momento, de la dotación actual de los consumidores. Es con esa dotación que el racionamiento afecta al consumidor, y si bien es cierto que el consumidor puede alterar su dotación en el largo plazo, los procesos de inversión necesarios para hacerlo no serían necesarios en caso de no haber racionamiento.

Para ilustrar este punto, supongamos que planteamos el problema de un consumidor que actúa racionalmente sobre un horizonte de largo plazo, maximizando una función de utilidad de la forma:

$$U = \sum_t \frac{C_t^{1-\sigma} - 1}{1-\sigma} (1+\delta)^{-t}$$

Donde C es el consumo en el período t, σ es el parámetro de aversión al riesgo y δ es la tasa de descuento psicológica. En condiciones de oferta abundante de electricidad, el consumidor elegirá su trayectoria óptima de consumo, sin recurrir a procesos alternativos de producir electricidad o sustitutos.

Si se le raciona, deberá ajustar su consumo a las cantidades racionadas, decrementando por ello el nivel de utilidad que alcanza. Este efecto es el que puede medirse combinando el cálculo de la variación compensada con la valoración contingente.

No obstante, si se pone a su alcance una forma alternativa de producir un sustituto⁹, entonces podrá incurrir en la compra de equipos alternativos, siempre y cuando ello mejore su utilidad.

Un ejemplo hipotético sencillo ilustra el asunto: sea un consumidor que aprecia igual el consumo presente y el futuro, que no tiene aversión al riesgo¹⁰, y que tiene un ingreso constante en un horizonte finito de n períodos.

⁸. La referencia básica en esta concepción sigue siendo Becker (1976).

⁹. El sustituto pueden entenderse tanto en su forma restringida de sustituto de la electricidad, como en la forma más amplia de sustituto de los bienes en los que se ha usado la electricidad.

¹⁰. Asumir este valor de los parámetros simplifica el análisis, pero no altera las conclusiones.

Si a este consumidor se le raciona en su consumo marginal, tendrá una demanda insatisfecha de electricidad correspondiente a la parte de su función de demanda que no está atendida. Asumamos que el consumidor puede generar un sustituto de la electricidad, mediante un equipo con el cual podría producir la energía equivalente a un kWh a un costo de x pesos. El costo del equipo de generación es y , y permite generar durante n períodos. El consumidor instalará equipo para producir un cantidad f tal que:

$$VI(f) - x = y/n$$

Donde VI es el valor intrínseco del kWh, que es una función decreciente del volumen que se produzca.

El mismo razonamiento es válido cuando el racionamiento no es marginal: se invertirá en generación o en sustitutos, si el costo de uso del capital invertido, más el costo variable, es menor o igual al valor intrínseco del kWh que se sustituye.

Por ello, cuando se observa que alguien invierte para atenuar el efecto del racionamiento, se puede afirmar que valora los kWh que produce (o sus equivalentes), en promedio, a:

$$(CUK + CV)/KWA$$

Donde: CUK es el costo de uso del capital en el período considerado; CV el costo variable y KWA los kWh promedio que se reemplazan en el mismo período.

Este enfoque da lugar a los denominados métodos indirectos: si a un consumidor se le raciona, y se observa que ha invertido en equipo alternativo para producir una cierta cantidad de energía que reemplace electricidad, el kWh reemplazado valdrá aproximadamente lo que indica la anterior fórmula: el costo de uso más el costo variable, sobre la cantidad generada.

Por otra parte, la encuesta ilustra al consumidor acerca de los perjuicios derivados de tal racionamiento y, como ya se ha dicho, acerca de los usos actuales de la electricidad. Todo ello sirve como escenario preparatorio para una pregunta final en la cual, mediante la valoración contingente se trata de captar el costo que para el usuario se derivaría de un racionamiento de dos horas diarias durante un período prolongado de tiempo. El consumidor deberá pensar si en tales condiciones se justifica hacer una inversión y asumimos entonces que su respuesta tendrá en cuenta esa circunstancia. Esto en vista de la dificultad de construir escenarios alternativos para situaciones de racionamiento¹¹. Sin embargo, es difícil que el consumidor, en el momento de la encuesta, se encuentre en condiciones de realizar una valoración adecuada del monto de la inversión y del costo variable en que deberá incurrir para reemplazar el consumo de una cierta cantidad de kilovatios.

Una alternativa frente a esta opción es la de adaptar las valoraciones hechas para los distintos escenarios de las interrupciones ocasionales asumiéndolas como diarias. En esta forma, tendríamos escenarios de racionamiento similares a los de las interrupciones ocasionales, pero en ellos no se consideraría la opción de realizar inversiones para sustituir la dotación de electrodomésticos por aparatos que empleen otros energéticos.

¹¹. Hay que recordar que en el racionamiento de 1992 en muchos circuitos residenciales los cortes aplicados iban cambiando de momento y de duración a lo largo del período.

Finalmente, emplearemos también un modelo de equilibrio general computable para hacer una medida alternativa de los costos del racionamiento para los distintos tipos de usuarios del servicio de electricidad.

1.1.2.4 Un modelo de equilibrio general computable

El modelo de equilibrio general está basado en la información estadística recogida en las Cuentas Nacionales del DANE para 1994, así como en información suministrada por el SINSE acerca del sector energético. Con esta información se construye una matriz de contabilidad social (SAM) que resume, para los agentes considerados en el modelo, las transacciones realizadas entre ellos en ese año. Los agentes definidos son los sectores productivos (entre los cuales está el de electricidad, gas y agua), los factores de producción, el gobierno, los hogares y el resto del mundo. Para cada uno de estos agentes se determina una ecuación de comportamiento con base en conductas optimizadoras, de estas ecuaciones y de las identidades que garantizan la consistencia macroeconómica del modelo resulta un sistema de ecuaciones que se resuelve mediante algún programa de computador adecuado -el paquete GAMS, en nuestro caso-. El primer paso es un procedimiento de calibración que garantiza que la SAM original se produce como un resultado de las conductas optimizadoras. Luego, se pueden realizar ejercicios de simulación, denominados en economía de **estática comparativa**. El resultado de cada ejercicio es una nueva matriz de contabilidad social que puede confrontarse con la original para comparar resultados.

En nuestro caso, el ejercicio básico ha consistido en calcular el consumo óptimo de electricidad por cada uno de los agentes productores y consumidores para luego racionar este consumo y observar los efectos. Como se explicará luego, de la comparación de resultados pueden desprenderse varias medidas del costo del racionamiento para los agentes económicos.

La ventaja de las mediciones realizadas con el modelo de equilibrio general es que se captan los efectos finales, luego de que a través de las transacciones entre los agentes se han producido ajustes en cadena. En el sector residencial, por ejemplo, cuando se lo considera aisladamente, no se capta más que el efecto de bienestar que produce directamente sobre un consumidor el hecho de no permitirle comprar toda la electricidad deseada, pero se omiten los efectos secundarios que se producirían al modificar las compras que realiza a los diferentes sectores industriales, etc.

1.1.2.5 Problemas de calidad

Por último, es importante considerar otro tipo de problemas asociados al suministro de la energía eléctrica, conocidos como problemas de calidad y que tienen que ver con el hecho de que a veces se producen alteraciones del voltaje, interrupciones que apenas alcanzan a ser percibidas por los usuarios, etc.

Este tipo de problemas deterioran la confiabilidad en el servicio si llegan a ser muy frecuentes y obviamente ocasionan perjuicios a los consumidores, es decir, en nuestros términos, disminuyen su bienestar.

Para valorar los costos asociados a este tipo de problemas se ha optado también por el método de la valoración contingente y, así, se incluye en la encuesta una pregunta por la disponibilidad a pagar por una mejora en la calidad del servicio.

1.2 Obtención y procesamiento de los datos

Como queda dicho, la metodología planteada para la medición de los costos de las interrupciones del suministro de electricidad en el sector residencial se basa en la combinación de dos métodos.

El primero de ellos es la estimación de una función de demanda mediante la cual podrá realizarse una medición de la variación compensada en el bienestar del usuario, resultante de considerar la interrupción del suministro como el recorte voluntario de un cierto número de kWh, con respecto a lo que considera su consumo óptimo en las condiciones vigentes de mercado. Esta medida subestima los costos pues supone que el usuario recorta el consumo menos necesario, vale decir, los kWh marginales.

El segundo, emplea el método de la valoración contingente como forma de corregir algunas deficiencias de la medida anterior, haciendo que el usuario valore la electricidad forzosamente no empleada a causa de la interrupción, y no el consumo que él considera marginal.

De acuerdo a lo anterior, la pregunta específica empleada en la encuesta se refiere al “hecho” del racionamiento más que al precio del kWh. Se ilustra al consumidor acerca de cuánto paga por el bien, y se le pregunta acerca de cuánto más estaría dispuesto a pagar para evitar que se lo racionara.

Como resulta obvio, el rango posible de las respuestas está entre cero e infinito. La respuesta de “cero” indica que el consumidor no está dispuesto a pagar por encima del precio del bien para garantizar que le sea proveído. En este caso, debe entenderse que ese consumo es el consumo marginal del consumidor, y que no hay ningún efecto externo negativo atribuible al racionamiento. Por supuesto, la forma misma de la pregunta excluye valores negativos, porque se admite que si el consumidor paga el precio, lo hace como resultado de una decisión racional en la que la utilidad que obtiene del bien es por lo menos igual al precio que paga por él.

Una pregunta en otro sentido (por ejemplo, cuánto “vale” para usted determinado consumo) arroja la posible inconsistencia de la apreciación con la conducta, que se generaría si el encuestado informa un valor inferior al precio. Así, resulta pertinente una metodología que, admitiendo el impacto general de la no provisión del bien medido con métodos convencionales, indague además por los costos adicionales que tanta importancia adquieren en el debate público. Tal metodología es la que hemos aplicado en la encuesta.

Reiteramos, pues, que el costo que una interrupción del suministro le impone a un usuario será una suma de las dos medidas mencionadas. La encuesta ha sido diseñada sobre estas consideraciones.

La encuesta incluye cuatro módulos: información demográfica, usos de la electricidad, experiencias pasadas y disposición a pagar.

El primer módulo capta la información necesaria para obtener luego, con base en un modelo diseñado por la Misión Social del Departamento Nacional de Planeación, los ingresos laborales de cada uno de los hogares encuestados. En la medida en que el modelo ha sido construido con base en la información de la Encuesta Nacional de Hogares que se realiza trimestralmente y dada la resistencia de las personas a revelar sus ingresos, hemos preferido usar el modelo para estimar los ingresos y no hacer preguntas sobre este tema en la encuesta.

Por otra parte, la información de este primer módulo también será empleada para construir variables explicativas, tanto en los modelos de demanda como en los de valoración contingente.

El segundo módulo de la encuesta -usos de la electricidad- está encaminado primordialmente a recordarle al usuario que responde la encuesta qué usos le está dando a la electricidad en diversas horas del día para que luego tenga esa información en mente cuando responda las preguntas acerca de la disponibilidad a pagar, es decir, para que tenga mas claridad acerca de la heterogeneidad de los consumos a la que nos hemos referido anteriormente.

En el tercer módulo se hacen algunas preguntas acerca de experiencias pasadas de racionamiento, y en concreto acerca del racionamiento de 1992, cuyo recuerdo puede contribuir a una mejor valoración posterior de las interrupciones y del racionamiento propiamente dicho que se le plantean como situaciones hipotéticas.

El último módulo pretende captar la valoración que el usuario hace de las interrupciones y del racionamiento a través de la disponibilidad a pagar por evitarlos.

1.2.1 Determinación de los tamaños muestrales

De acuerdo con la metodología propuesta para el estudio, había que realizar una encuesta entre usuarios del servicio residencial de electricidad en todo el país, distribuyendo la muestra de tal manera que incluyera regiones de diferentes condiciones en cuanto a clima, costumbres alimenticias de las familias, disponibilidad de sustitutos y, en general, de todo aquello que pudiera incidir en la diversidad de respuestas de las familias frente a interrupciones en el suministro de electricidad.

Para determinar el tamaño muestral nacional (n) se empleo el muestreo aleatorio estratificado. Una muestra aleatoria estratificada es la obtenida mediante la separación de los elementos de la muestra poblacional en grupos, que no presenten traslapes, llamados estratos. El objetivo del diseño de encuestas por muestreo es maximizar la cantidad de información para un costo dado (presupuesto fijo) o minimizar el límite para el error de estimación. Con la estratificación lo que se busca es que exista una gran homogeneidad dentro de las unidades correspondientes a cada grupo o estrato y una gran heterogeneidad entre dichos grupos o estratos.

La asignación de las encuestas por muestreo aleatorio estratificado permite la estimación separada de parámetros poblacionales dentro de cada estrato, y además, cuando se combinen los resultados, la estimación final tendrá un margen para el error final de estimación mucho más pequeño que el obtenido de una muestra asignada con el criterio de proporcionalidad, el cual involucra un muestreo con reemplazo, donde una unidad de muestreo no es eliminada de la población después de ser seleccionada para la muestra.

Los motivos principales para emplear el muestreo aleatorio estratificado con afijación óptima en lugar del muestreo estratificado proporcional son los siguientes:

1. La estratificación puede producir un intervalo de confianza más amplio para el error de estimación que el que generaría una muestra proporcional (no aleatoria) del mismo tamaño. Este resultado es particularmente cierto si las mediciones dentro de los estratos son homogéneas.

2. Los costos por observación en la encuesta pueden ser reducidos mediante la estratificación de los elementos de la población en grupos convenientes.
3. Se puede obtener estimación de parámetros poblacionales para subgrupos de la población. Los subgrupos deben ser entonces estratos identificables.

El tamaño de la muestra total a nivel nacional fue determinado de la siguiente manera:

$$n = \frac{Z_{\infty/2} \left(\sum_{h=1}^4 w_h s_h \right)^2}{\varepsilon^2 + (Z_{\infty/2}^2 / N) \left(\sum_{h=1}^4 w_h s_h^2 \right)}$$

donde:

N número total de suscriptores residenciales en el país

N_h número total de suscriptores residenciales en el estrato h , para $h = 1, 2, 3, 4$.

donde, los estratos muestrales 1 y 4 representan la agrupación de los estratos socioeconómicos 1-2 y 5-6, respectivamente.

n tamaño de muestra poblacional

$Z_{\infty/2}$ confiabilidad del 95%, $Z_{\infty/2} = Z_{0.025} = 1.96$

$w_h = N_h / N$, proporción del estrato h en el total poblacional

s_h desviación estándar del consumo del estrato h

ε error de estimación con respecto al nivel de consumo medio

Los datos empleados para la estimación de la muestra total nacional pueden ser observados en el cuadro 1.1 y los resultados de esta estimación para diferentes niveles de confianza y error en el consumo medio estimado se presentan el cuadro 1.2.

Cuadro 1.1
Datos Empleados para la Estimación
del Tamaño Muestral en el Sector Residencial

	No.	VARIANZ	$W_h =$
	SUSCRIPTORES	A (kWh)	N_h / N
Total sistema (N)	5521372		1
Estratos 1 y 2 (N1)	2921910	26096	0.5292
Estrato 3 (N2)	1578008	37343	0.2858
Estrato 4 (N3)	636062	78999	0.1152
Estratos 5 y 6 (N4)	385392	553325	0.0698

Aceptando un nivel de confianza del 95% y un margen de error de 5 kWh en el consumo medio, se obtuvo un tamaño muestral de 3962 (ver cuadro 1.2), lo cual confirma que el tamaño de muestra establecido previamente (4000 encuestas a los usuarios residenciales), es estadísticamente representativo, por tanto se acordó que se realizaran un total de 4000 encuestas para este sector.

Cuadro 1.2
Tamaño Muestral para el Sector Residencial
Según Diferentes Niveles de Confiabilidad

CONFIANZA A	ERROR 2	n	n1	n2	n3	n4
90%	1	80444	30562	19744	11576	18562
90%	2.25	36445	13846	8945	5244	8409
90%	4	20640	7842	5066	2970	4763
90%	6.25	13252	5035	3252	1907	3058
90%	9	9218	3502	2263	1326	2127
90%	12.25	6780	2576	1664	976	1564
90%	16	5194	1973	1275	747	1199
90%	20.25	4106	1560	1008	591	947
90%	25	3327	1264	817	479	768
95%	1	94493	35900	23193	13597	21804
95%	2.25	43144	16391	10589	6208	9955
95%	4	24502	9309	6014	3526	5654
95%	6.25	15752	5984	3866	2267	3635
95%	9	10966	4166	2691	1578	2530
95%	12.25	8068	3065	1980	1161	1862
95%	16	6183	2349	1518	890	1427
95%	20.25	4889	1857	1200	703	1128
95%	25	3962	1505	972	570	914
97.5%	1	106434	40436	26123	15315	24559
97.5%	2.25	48979	18608	12022	7048	11302
97.5%	4	27897	10599	6847	4014	6437
97.5%	6.25	17958	6823	4408	2584	4144
97.5%	9	12511	4753	3071	1800	2887
97.5%	12.25	9209	3499	2260	1325	2125
97.5%	16	7060	2682	1733	1016	1629
97.5%	20.25	5583	2121	1370	803	1288
97.5%	25	4525	1719	1111	651	1044
99%	1	119976	45581	29447	17264	27684
99%	2.25	55796	21198	13695	8029	12875
99%	4	31903	12121	7830	4591	7361
99%	6.25	20575	7817	5050	2961	4748
99%	9	14348	5451	3522	2065	3311
99%	12.25	10568	4015	2594	1521	2439

99%	16	8105	3079	1989	1166	1870
99%	20.25	6411	2436	1574	923	1479
99%	25	5197	1974	1276	748	1199

La muestra para el total de usuarios del país fue distribuida entre los diferentes estratos socioeconómicos de la siguiente forma:

$$n_h = n * \frac{w_h S_h}{\sum_{h=1}^4 w_h S_h} \quad \text{donde } h = 1,2,3,4$$

Los resultados obtenidos para distribuir las 4000 encuestas en los diferentes estratos, a nivel nacional, fueron:

Estrato bajo $n_1 = 1525$

Estrato 3 $n_2 = 981$

Estrato 4 $n_3 = 577$

Estrato Alto $n_4 = 917$

Luego de obtener el tamaño muestral poblacional y el tamaño de la muestra por estrato a nivel nacional, se distribuyeron dichos tamaños estratificados entre los diferentes municipios de acuerdo a la participación de sus consumos en el consumo total, resultante éste último de la suma de los consumos de dichos municipios. Los resultados de dicha distribución pueden ser observados en el cuadro 1.3.

Para determinar el cubrimiento geográfico en el sector residencial, las ciudades fueron seleccionadas de acuerdo con criterios económicos, de tal forma que se consideraran las grandes ciudades (7 Areas Metropolitanas), ciudades intermedias (capitales de departamentos) y ciudades pequeñas. El total de municipios considerados en la muestra, incluyendo los municipios que conforman las Areas Metropolitanas, es de 39.

Dicha selección no se realizó bajo un muestreo probabilístico, sino intencional, dado que una selección al azar puede determinar una muestra muy poco representativa, por tal razón se tomaron los municipios del país que son más representativos y que a su vez concentran los mayores niveles de consumo.

Cuadro 1.3
Distribución de las Encuestas por Estrato y Ciudad

Nro	CIUDAD	E1	E2	E3	E4	E5	E6	TOTAL
1	SANTAFE DE BOGOTA	59	408	347	247	173	99	1333
2	SOACHA	2	14	5	0	0	0	21
3	MEDELLIN	16	180	157	117	104	47	621
4	CALDAS	0	10	5	1	0	0	16
5	BARBOSA	0	5	2	1	0	1	9
6	GIRARDOTA	0	6	4	1	1	1	13

7	COPACABANA	0	6	6	1	1	1	15
8	BELLO	1	38	27	5	0	0	71
9	ENVIGADO	1	9	15	12	12	5	54
10	ITAGUI	0	12	35	2	0	0	49
11	LA ESTRELLA	0	5	5	0	0	0	10
12	SABANETA	0	1	7	1	0	0	9
13	CALI	87	134	82	28	119	57	507
14	YUMBO	3	6	2	0	0	0	11
15	BARRANQUILLA	75	87	87	27	50	60	386
16	SOLEDAD	13	21	0	0	0	0	34
17	MANIZALES	2	19	27	17	13	13	91
18	VILLA MARIA	0	2	3	0	0	0	5
19	PEREIRA	9	17	0	22	0	22	70
20	DOSQUEBRADAS	1	13	14	0	0	0	28
21	BUCARAMANGA	1	12	16	23	3	10	65
22	FLORIDA BLANCA	0	7	9	5	1	1	23
23	GIRON	0	2	5	1	0	0	8
24	CARTAGENA	36	42	43	13	25	30	189
25	SANTAMARTA	6	12	12	13	4	18	65
26	TUNJA	7	9	11	5	4	5	41
27	ARMENIA	3	8	14	9	6	6	46
28	MONTERIA	7	9	11	5	4	5	41
29	SOGAMOSO	0	12	4	4	4	0	24
30	PIEDRECUESTA	0	2	5	1	0	0	8
31	BUGA	0	12	4	4	4	0	24
32	MALAMBO	4	8	0	0	0	0	12
33	ARANZAZU	0	1	1	0	0	0	2
34	CIENAGA	6	5	1	1	0	0	13
35	SANTA ROSA DE CABAL	0	1	4	2	0	0	7
36	CALARCA	0	2	3	1	0	0	6
37	GIRARDOT	0	12	4	4	4	0	24
38	FACATATIVA	0	12	4	4	4	0	24
39	CHIA	0	25	0	0	0	0	25
	TOTAL	339	1186	981	577	536	381	4000

1.2. 2 Datos para el diligenciamiento previo de los formularios

Dado que una de las metodologías empleadas para obtener la información era la de la valoración contingente, fue necesario realizar algunas operaciones previas para prediligenciar los formularios de las encuestas, de tal manera que se facilitara el trabajo de los encuestadores y que las personas encuestadas entendieran con toda claridad las preguntas referentes a su disponibilidad a pagar.

El procedimiento general consistió en utilizar la curva de carga disponible que parecía mas próxima a las condiciones de uso de la electricidad en el sitio de residencia del usuario. Tales curvas de carga permiten repartir porcentualmente el consumo de un usuario medio de

cada estrato socioeconómico en intervalos de quince minutos. Se supone entonces que cada usuario distribuye su consumo en estos mismos porcentajes. Pese a los problemas que pueda presentar esta asimilación de cada usuario a la media correspondiente, no hay otra alternativa disponible. La obtención de estas curvas de carga representó la mayor dificultad para la recolección de información, finalmente se logró obtener las curvas de carga estratificadas del sector residencial para Empresas Públicas de Medellín, Electrificadora del Atlántico, Empresa de Energía de Bogotá, Electrificadora de Santander y las Empresas Municipales de Cali. Por tanto se decidió aplicar estas mismas por región de la siguiente forma: la de EPM fue aplicada a todas las ciudades de Antioquia y la Zona cafetera, la curva de ELECTRANTA se aplicó a toda la costa Atlántica, la de EMCALI en todas las ciudades del Valle, la de EBB en Bogotá, Cundinamarca y la de ESSA en Santander.

Fue necesario incluir en el cuestionario tres preguntas sobre la disposición a pagar para obtener una valoración independiente de los cortes ocasionales o no anunciados, los racionamientos y la calidad en el suministro.

En la primera (pregunta 17), se definieron unos escenarios sobre los cuales se iba a preguntar a los encuestados. Cada escenario consistía en una interrupción no anunciada del suministro de electricidad de cierta duración (quince minutos, una hora y dos horas) y a diversas horas del día, de tal manera que se incluyeran situaciones de pico y por fuera de pico. A cada usuario se le preguntaba por uno solo de los escenarios para evitar condicionamientos de sus respuestas sucesivas con respecto a la primera de ellas; en esta pregunta también se diferencia el efecto de un corte de un día entre semana y los domingos y festivos.

En la segunda (pregunta 22) se evalúa la disponibilidad a pagar por evitar una situación de racionamiento, consistente en una interrupción anunciada de dos horas diarias durante un largo período de tiempo, en dos escenarios distintos (horas pico y no pico). Esta pregunta se formula a unas personas para horas pico y a otras para horas fuera de pico.

Aunque el ideal hubiera sido preguntar por racionamientos con distintas características de duración diaria con el fin de poder mostrar la evolución de los costos de acuerdo con la duración, la experiencia histórica del racionamiento de 1992 muestra que la forma de racionar se iba alterando para cada circuito residencial con el fin de que a cada hogar le tocara enfrentar diversos escenarios.

En tales condiciones, es muy difícil para la persona que responde la encuesta pensar en diversos escenarios que se van alternando en el tiempo. Consideramos preferible suponer que el racionamiento hipotético por el cual se interroga a los usuarios corresponde a uno similar al de 1992. Así, cada uno estará respondiendo de acuerdo con su propia experiencia y tomando como base la factura mensual anterior al diligenciamiento del formulario. Se puede decir que los resultados obtenidos son entonces los de una combinación de escenarios.

Finalmente, en la pregunta 23, se evalúa la disposición a pagar para mejorar la calidad del suministro, vale decir, para tener menos interrupciones cortas, menos caídas en la intensidad, etc.

La encuesta aplicada en el sector residencial se presenta en el Anexo 1.

Las empresas distribuidoras seleccionaron al azar la muestra que les correspondía, suministrando para cada uno de los usuarios en la muestra la respectiva dirección, su consumo mensual en kWh¹², el valor del consumo, la tabla de tarifas aplicada a dicho consumo y el número de días incluido en la facturación. Se calculó entonces su consumo por día,

¹² . Excepto en el caso de Bogotá donde la facturación es bimensual.

suponiendo simplemente que éste equivalía al consumo del mes dividido por el número de días del período de facturación. A este consumo por día se aplicaron los porcentajes ya mencionados de la curva de carga para obtener el consumo correspondiente al escenario de interrupción. Finalmente, aplicando la tarifa correspondiente por kWh se obtuvo el valor del consumo¹³ para cada usuario en los intervalos de corte considerados (15 min, 1 hora y 2 horas) y para cada una de las horas del día evaluadas (7a.m., 11a.m., 3p.m. y 6:30p.m.).

Con los cálculos mencionados fue prediligenciado el cuadro de la pregunta 17, de tal manera que a cada persona entrevistada se le suministraba la información sobre su pago actual y los pagos particulares sobre los cuales versaba el referendo, calculados, como ya se ha explicado, con base en un porcentaje aleatorio adicional al pago actual, entre cero y cien para las interrupciones no anunciadas.

La disposición a pagar, en racionamientos y calidad del suministro, se evalúa con base en el valor del consumo mensual, e igual que en el caso anterior, las cantidades sobre las cuales versa el referendo son porcentajes aleatorios adicionales sobre su pago actual (por mes) entre cero y cincuenta.

Toda la información sobre estos cálculos será suministrada en medio magnético, incluyendo las curvas de carga.

1.2.3 Los modelos de demanda

La presente sección contiene un resumen de la teoría empleada en el proceso; algunos comentarios y explicaciones sobre la estructura tarifaria vigente en el momento en que fue suministrada la información para la realización de las encuestas; y una descripción de las principales características de las formas funcionales empleadas en la estimación.

Como se ha explicado antes, las funciones de demanda están destinadas a servir de base para la estimación de la variación compensada como una medida parcial del bienestar que el consumidor pierde cuando no se le suministra toda la electricidad que quisiera para alcanzar su óptimo. Pero es necesario aclarar de nuevo que esta medida subestima el efecto sobre el bienestar puesto que considera en realidad el efecto de una **restricción voluntaria** en el consumo de electricidad, caso en el cual el usuario suprime los kWh que considera marginales, es decir aquellos cuyo no suministro le representa menos inconvenientes, hecho que no corresponde en absoluto a lo que ocurre cuando los kWh no suministrados son una decisión de la empresa distribuidora y no del consumidor.

Se trata, pues, en primera instancia, de estimar funciones de demanda. Sin embargo, existen algunas peculiaridades del esquema tarifario que plantean problemas a la estimación. A continuación se explican tales peculiaridades y la forma como se resolvieron los problemas de estimación resultantes.

¹³. Era necesario presentar a los entrevistados cual era el valor de su consumo en los diferentes intervalos de corte y horas del día, porque realmente los usuarios del servicio no tienen una conciencia de cuál es su consumo en kWh.

1.2.3.1 Peculiaridades del esquema tarifario

El sistema de tarifas empleado en Colombia para el cobro por la utilización residencial de electricidad, precios crecientes por bloques ascendentes de consumo¹⁴, plantea algunos problemas especiales a la hora de proceder a estimar funciones de demanda para un conjunto de datos observados.

Los problemas se originan, tal como fue señalado en un estudio anterior del CIE¹⁵, en que el sistema tarifario implica la determinación simultánea de los precios, la cantidad comprada y el ingreso de los consumidores.

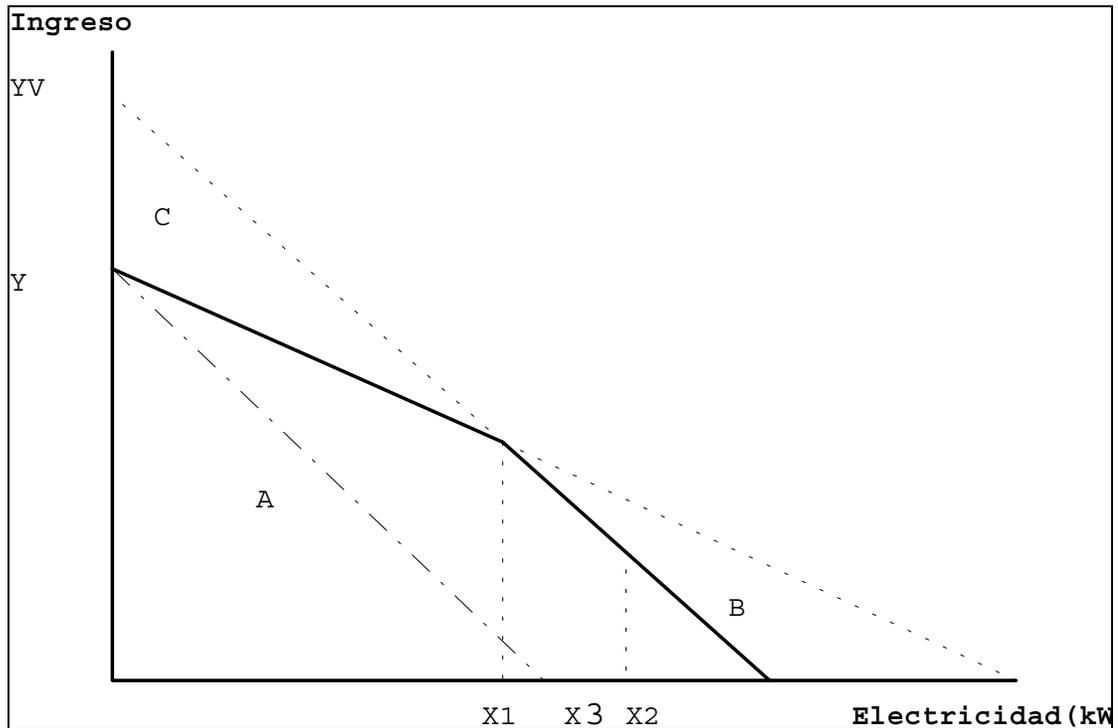
Para explicar las particularidades que plantea el sistema tarifario, supongamos un consumidor que, dotado de un cierto ingreso (Y) se enfrenta al problema de repartirlo de manera óptima, de acuerdo con sus preferencias entre electricidad y un agregado de todos los demás bienes, de precio unitario.

Si el cobro por la electricidad estuviera definido por un esquema de sólo dos bloques: un precio P_1 por kWh para los consumos que no excedieran de 200 kWh y un precio $P_2 > P_1$ por cada kWh que excediera este límite, el conjunto presupuestal para un consumidor cualquiera se representaría como en el siguiente gráfico:

14. Para el mes en el que se tomó la muestra correspondiente a Medellín, los precios presentaban altibajos.

15. Vélez, Maddock y Castaño (1989). Usando precios públicos para redistribuir el ingreso: el caso de EPM. Informe presentado a Empresas Públicas de Medellín. Toda la metodología para esta parte del trabajo ha sido tomada de este estudio.

GRAFICO 1.3



El conjunto presupuestal representado por la figura (área A), o conjunto de canastas accesibles para el consumidor, dados los precios y el ingreso, es en realidad la intersección de dos conjuntos distintos. El primero de ellos sería el correspondiente a un cobro de P_1 por cada kWh (áreas A y B), independientemente de la cantidad consumida, mientras el segundo correspondería a un cobro de P_2 (áreas A y C). Pero nótese que para cada uno de estos conjuntos el ingreso del consumidor, representado por el punto de corte de la línea de presupuesto sobre el eje vertical, es diferente. Para el primero de ellos el ingreso es Y, vale decir, es el reportado por el consumidor; pero para el segundo, el ingreso es una cifra superior, que denominaremos en lo sucesivo "ingreso virtual" (YV)¹⁶.

Es claro que si para todo el consumo estuviese vigente el segundo precio y el ingreso fuera el mismo original, el conjunto presupuestal relevante estaría limitado por la línea YX_3 , lo cual sería evidentemente incorrecto, pues equivale a que el consumidor pagara por todo su consumo la tarifa correspondiente al segundo rango.

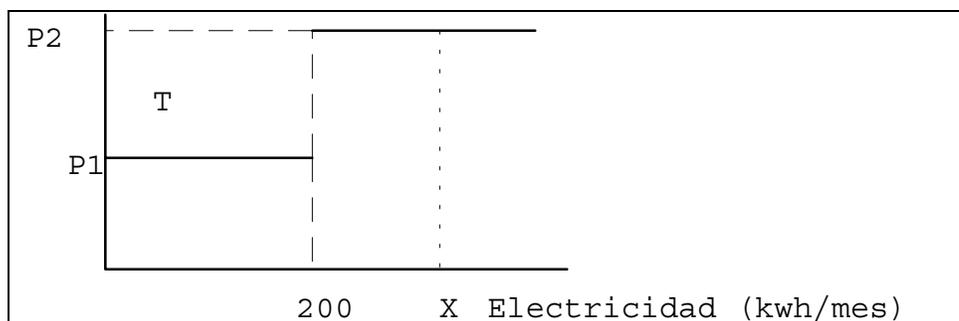
Ahora bien, con este esquema de tarifas caben tres opciones para los consumidores, dependiendo de sus preferencias, representadas finalmente en una función matemática denominada de "utilidad": algunos escogerán un consumo inferior a 200 y entonces su conjunto presupuestal relevante será el primero; otros decidirán consumir más de 200,

¹⁶. Es además necesario restar del ingreso el cargo fijo cuando éste existe.

situándose en el segundo conjunto presupuestal y, finalmente, otros se ubicarán exactamente en 200, es decir en la intersección de los dos conjuntos, o sea en el vértice de la figura A.

Veamos ahora qué es el ingreso virtual. Desde el punto de vista de la empresa distribuidora de electricidad domiciliaria, el esquema tarifario define su función de oferta para un usuario cualquiera. En el caso sencillo que hemos planteado, la función de oferta sería como la que se presenta en el gráfico 1.4:

GRAFICO 1.4



Un usuario que consumiera una cierta cantidad (X) superior a 200 kWh al mes estaría pagando por ese consumo:

$$(X - 200) \cdot P_2 + 200 \cdot P_1$$

pero si ese mismo usuario hubiese tenido que pagar el precio P_2 por la totalidad de su consumo, el pago total hubiese sido el área correspondiente al producto $P_2 \cdot X$. Podemos observar entonces que hay una diferencia entre éste último pago y el primero, equivalente al área T. Esta área, una suma de dinero que denominaremos "transferencia", agregada al ingreso del consumidor da como resultado el ingreso virtual. Si en lugar de 200 kWh ponemos cualquier cifra arbitraria X_2 , tenemos:

$$Y - P_1 X_1 - P_2 (X_2 - X_1) = YV - P_2 X_2$$

$$\Rightarrow Y + X_1 (P_2 - P_1) = YV$$

De acuerdo con esta última apreciación, será necesario calcular ingresos virtuales para cada una de las observaciones de la muestra.

Para el caso de Medellín, en el mes en que se seleccionó la muestra (marzo de 1996) las tarifas aplicadas se muestran en los siguientes gráficos, por estratos socioeconómicos:

GRAFICO 1.5
Medellín: Tarifas en el Sector Residencial

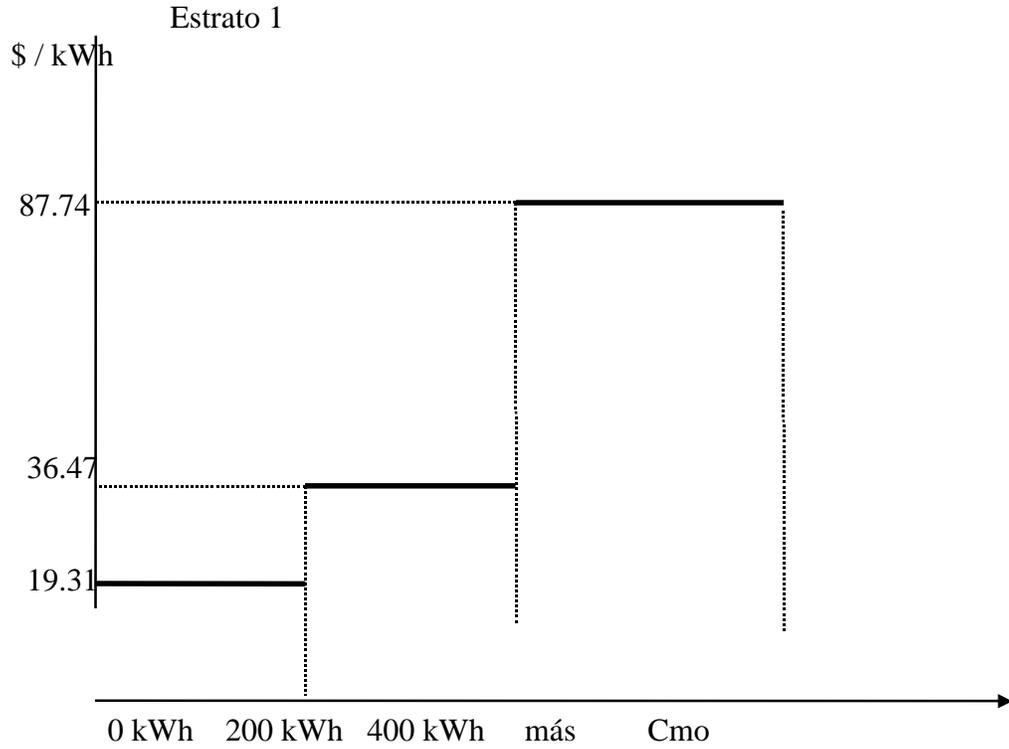
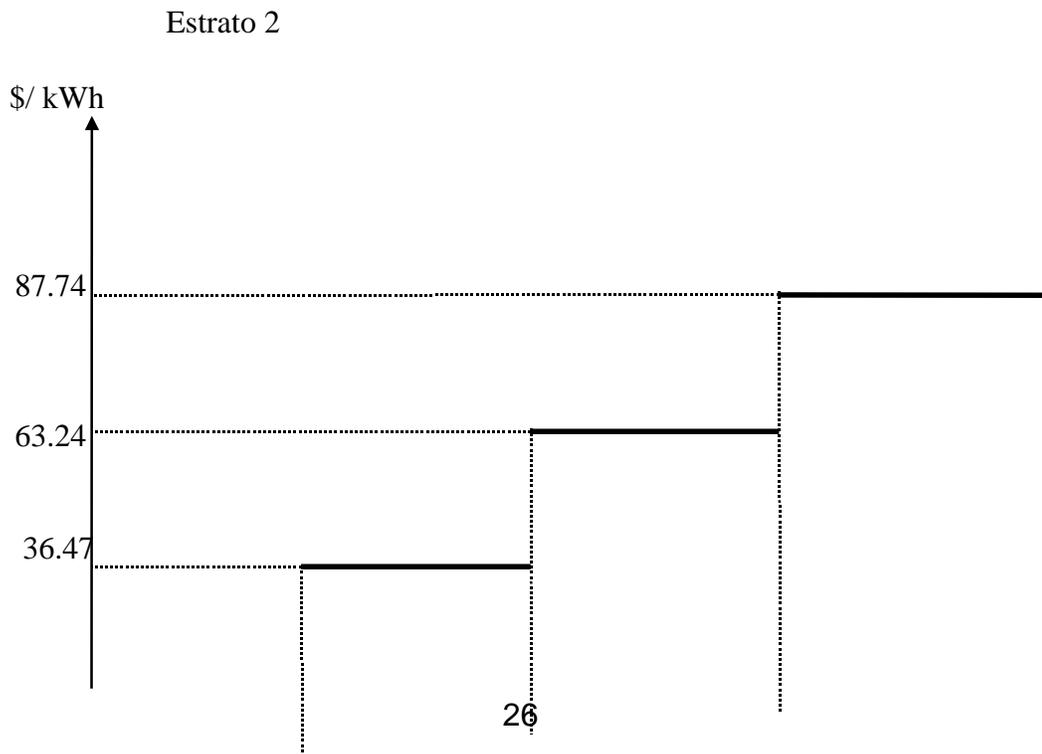


GRAFICO 1.6
Medellín: Tarifas en el Sector Residencial



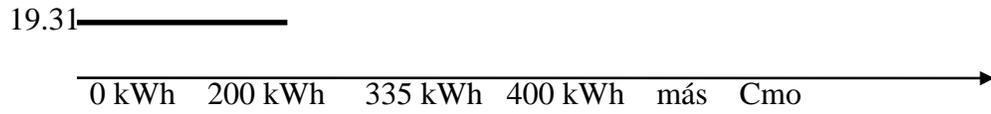


GRAFICO 1.7
Medellín: Tarifas en el Sector Residencial

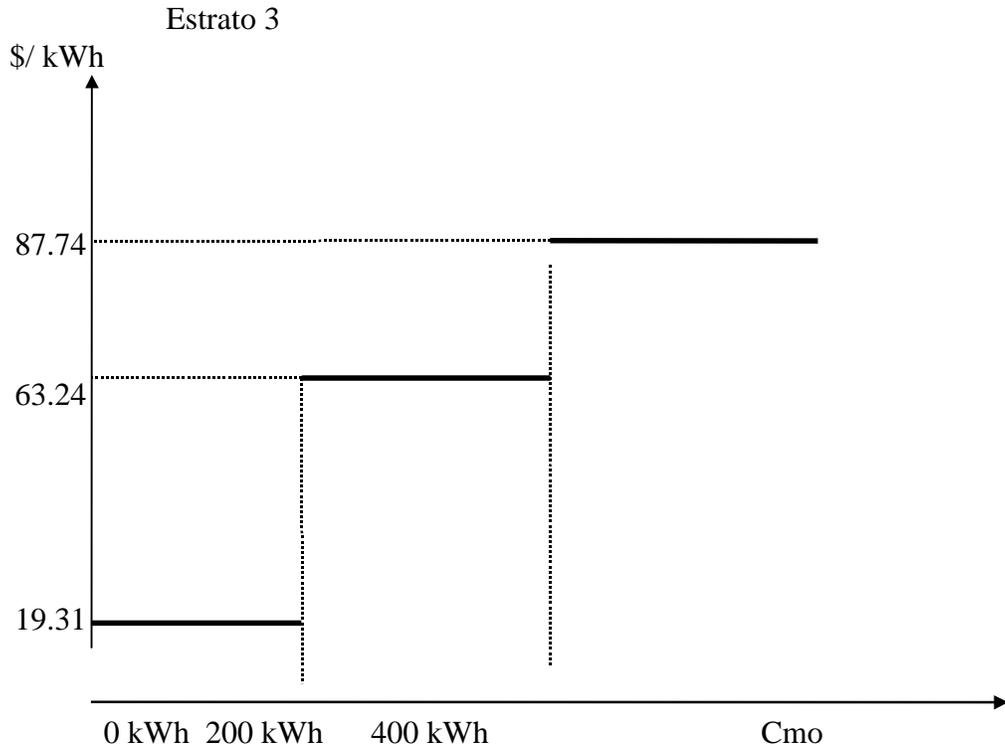
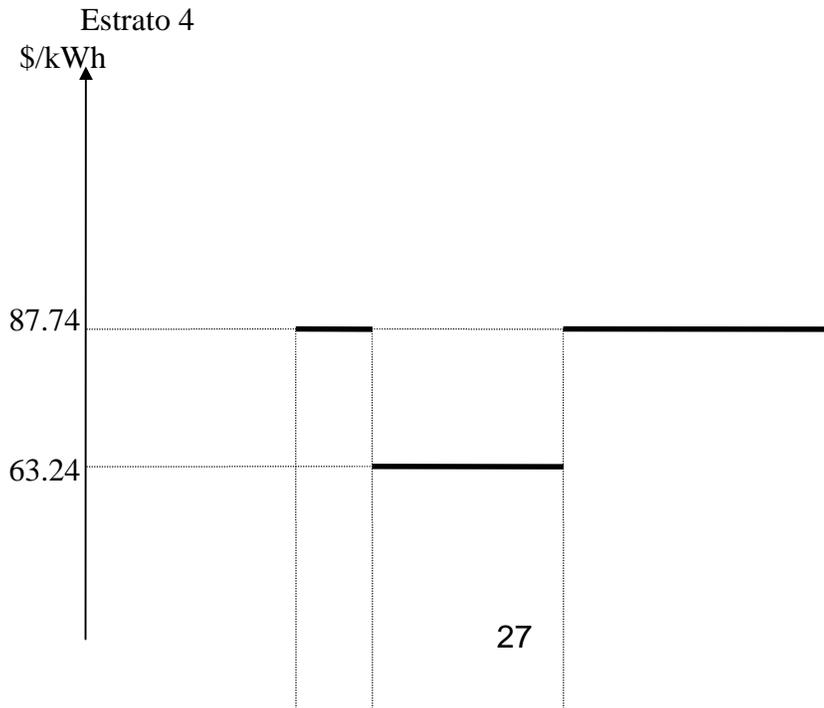


GRAFICO 1.8
Medellín: Tarifas en el Sector Residencial



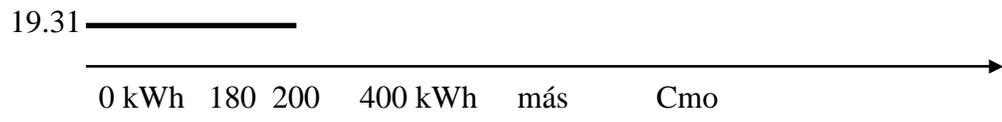
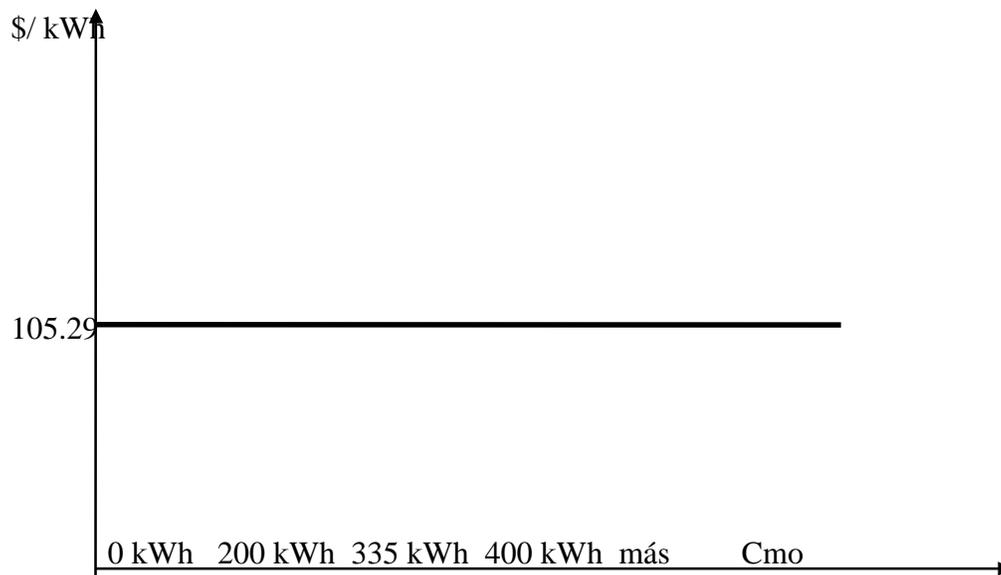
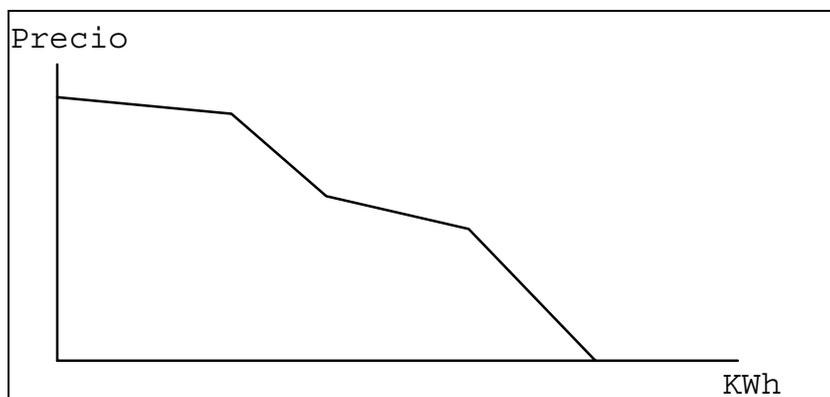


GRAFICO 1.9
Medellín: Tarifas en el Sector Residencial
 Estrato 5 y 6



En particular, hay que destacar las tarifas aplicadas a los usuarios clasificados en el estrato cuatro, para el cual el esquema tiene cuatro rangos de consumo, al segundo de los cuales -un pequeño intervalo de 20 kWh- se le aplica el mismo precio que al último (\$87.74 por kWh). En este esquema, el conjunto presupuestal es no convexo (gráfico 1.10), lo cual eventualmente creará dificultades a la estimación de los parámetros, pues puede presentarse doble equilibrio o puntos de tangencia que no constituyen un equilibrio (óptimo) para el consumidor. Pudney recomienda algún mecanismo ad-hoc para resolver el problema¹⁷. Por fortuna las observaciones en tales casos eran relativamente pocas.

GRAFICO 1.10



¹⁷ Ver Pudney, capítulo 5.

Adicionalmente, aunque nuestra propuesta inicial era agrupar los estratos cinco y seis en uno solo, tanto para efectos de la disponibilidad a pagar como para la estimación de la demanda, nos vimos obligados a reunirlos con el decil superior de ingresos del estrato cuatro a este último propósito, pues el hecho de existir un precio único para todos los usuarios de los dos últimos estratos (\$105.29), nos conduciría a una función de demanda en la cual el precio sería irrelevante. En otros casos, cuando la muestra resultante era muy pequeña, se reunieron los estratos cuatro, cinco y seis.

Se estimaron, entonces, en general, cuatro funciones de demanda: la primera para las observaciones de los estratos uno y dos, la segunda para las del estrato tres, la tercera para las del estrato cuatro, y la cuarta, como queda dicho, para las observaciones de los estratos cinco y seis.

1.2.3.2 Método de estimación

El método fue propuesto en primera instancia por Hausmann y empleado por el CIE en otra oportunidad, y consiste en un procedimiento iterativo en el cual se va calculando, para cada observación en la muestra, la ubicación de su consumo estimado en un rango determinado, chequeando sucesivamente cuál sería su consumo con el precio y el ingreso relevantes para cada rango.

A continuación se presenta, a manera de ejemplo de acuerdo con la agrupación por estratos que se propone, y para el caso de Medellín, el tipo de programa que se debe usar para el proceso de estimación. Se supone que la cantidad de electricidad demandada (estimada) por un usuario cualquiera es función del precio, del ingreso y de un vector de características socioeconómicas al que denominaremos Z .

Estratos 1 y 2.

Las denominaciones de los precios corresponden a los cuatro rangos de consumo que se consideran, así como los ingresos virtuales.

$$\begin{array}{ll}
 P_1 \text{ si } 0 < X \leq 200 & Y_1 = Y \\
 P_2 \text{ si } 200 < X \leq 335 & Y_2 = Y + 200(P_2 - P_1) \\
 P_3 \text{ si } 335 < X \leq 400 & Y_3 = Y + 200(P_3 - P_1) + 135(P_3 - P_2) \\
 P_4 \text{ si } X > 400 & Y_4 = Y + 200(P_4 - P_1) + 135(P_4 - P_2) + 65(P_4 - P_3)
 \end{array}$$

$$\begin{aligned}
 X' &= X(P_1, Y_1, Z) \text{ si } X(P_1, Y_1, Z) \leq 200 \quad \text{ó} \\
 &= 200 \text{ si } X(P_1, Y_1, Z) > 200 \text{ y } X(P_2, Y_2, Z) \leq 200 \quad \text{ó} \\
 &= X(P_2, Y_2, Z) \text{ si } X(P_2, Y_2, Z) > 200 \text{ y } \leq X(P_2, Y_2, Z) \leq 335 \quad \text{ó} \\
 &= 335 \text{ si } X(P_2, Y_2, Z) > 335 \text{ y } X(P_3, Y_3, Z) \leq 335 \quad \text{ó} \\
 &= X(P_3, Y_3, Z) \text{ si } X(P_3, Y_3, Z) > 335 \text{ y } X(P_3, Y_3, Z) \leq 400 \quad \text{ó} \\
 &= 400 \text{ si } X(P_3, Y_3, Z) > 400 \text{ y } X(P_4, Y_4, Z) \leq 400 \quad \text{ó} \\
 &= X(P_4, Y_4, Z) \text{ si } X(P_4, Y_4, Z) > 400
 \end{aligned}$$

Los precios relevantes, de acuerdo con el sistema tarifario y los rangos establecidos son:

ESTRATO	P1	P2	P3	P4
1	19.31	36.47	36.47	87.74
2	19.31	36.47	63.24	87.74

Estrato 3

En este estrato hay tres rangos de consumo:

$$\begin{aligned}
 P_1 \text{ (si } 0 < X \leq 200) &= 19.31 & Y_1 &= Y \\
 P_2 \text{ (si } 200 < X \leq 400) &= 63.24 & Y_2 &= Y + 200(P_2 - P_1) \\
 P_3 \text{ (si } X > 400) &= 87.74 & Y_3 &= Y + 200(P_3 - P_1) + 200(P_3 - P_2)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 X' &= X(P_1, Y_1, Z) \text{ si } X(P_1, Y_1, Z) \leq 200 \quad \acute{o} \\
 &= 200 \text{ si } X(P_1, Y_1, Z) > 200 \text{ y } X(P_2, Y_2, Z) \leq 200 \quad \acute{o} \\
 &= X(P_2, Y_2, Z) \text{ si } X(P_2, Y_2, Z) > 200 \text{ y } \leq X(P_2, Y_2, Z) \leq 400 \quad \acute{o} \\
 &= 400 \text{ si } X(P_2, Y_2, Z) > 400 \text{ y } X(P_3, Y_3, Z) \leq 400 \quad \acute{o} \\
 &= X(P_3, Y_3, Z) \text{ si } X(P_3, Y_3, Z) > 400
 \end{aligned}$$

Estratos 4, 5 y 6

Como ya se ha explicado, para los dos estratos mas altos es necesario reunir la informaci3n correspondiente con la del 3ltimo decil de ingresos del estrato cuatro para que la demanda resulte sensible al precio. Se toman entonces los rangos de consumo del estrato 4 y para los estratos 5 y 6 se aplican precios iguales en los cuatro rangos.

$$\begin{aligned}
 P_1 \text{ (si } 0 < X \leq 180) & \quad Y_1 = Y \\
 P_2 \text{ (si } 180 < X \leq 200) & \quad Y_2 = Y + 180(P_2 - P_1) \\
 P_3 \text{ (si } 200 < X \leq 400) & \quad Y_3 = Y + 180(P_3 - P_1) + 20(P_3 - P_2) \\
 P_4 \text{ (si } X > 400) & \quad Y_4 = Y + 180(P_4 - P_1) + 20(P_4 - P_2) + 200(P_4 - P_3)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 X' &= X(P_4, Y_4, Z) \text{ si } X(P_4, Y_4, Z) > 400 \text{ ó} \\
 &= 400 \text{ si } X(P_3, Y_3, Z) > 400 \text{ y } X(P_4, Y_4, Z) \leq 400 \text{ ó} \\
 &= X(P_3, Y_3, Z) \text{ si } X(P_3, Y_3, Z) > 200 \text{ y } X(P_3, Y_3, Z) \leq 400 \text{ ó} \\
 &= 200 \text{ si } X(P_2, Y_2, Z) > 200 \text{ y } X(P_3, Y_3, Z) \leq 200 \text{ ó} \\
 &= X(P_2, Y_2, Z) \text{ si } X(P_2, Y_2, Z) > 180 \text{ y } X(P_2, Y_2, Z) \leq 200 \text{ ó} \\
 &= 180 \text{ si } X(P_1, Y_1, Z) > 180 \text{ y } X(P_2, Y_2, Z) \leq 180 \text{ ó} \\
 &= X(P_1, Y_1, Z) \text{ si } X(P_1, Y_1, Z) \leq 180
 \end{aligned}$$

Los precios que deben aplicarse son:

ESTRATO	P1	P2	P3	P4
4	19.31	87.74	63.24	87.74
5 y 6	105.29	105.29	105.29	105.29

El siguiente cuadro describe las estructuras tarifarias vigentes en las distintas ciudades del país en las que se realizó la muestra.

Cuadro 1.4
Estructuras Tarifarias

EPM						
MARZO/96						
	ESTRATO	ESTRATO	ESTRATO	ESTRATO	ESTRATO	ESTRATO
	1	2	3	4	5	6
1 a 180 KWh				19,31		
181 a 200 KWh		19,31	19,31	87,74		
201 a 335 KWh		36,47				
336a 400 KWh		63,24	63,24	63,24		
401 o más KWh		87,74	87,74	87,74		
UNICA					105,29	105,29
BOLIVAR						
ABRIL/96						
	ESTRATO	ESTRATO	ESTRATO	ESTRATO	ESTRATO	ESTRATO

	1	1	3	4	5	6
1 a 120 KWh				30,67		
121 a 200 KWh	30,67	30,67	30,97	93,02		
201 a 300 KWh	66,52	66,52	102,78	102,78		
301 o más KWh	93,02	93,02	93,02	93,02		
UNICA					111,63	126,51
MAGDALENA						
ENERO/96						
	ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3	ESTRATO 4	ESTRATO 5	ESTRATO 6
1 a 170 KWh				29,49		
171 a 180 KWh				72,94		
181 a 200 KWh	29,49	29,49	29,49	84,45		
201 a 334 KWh		80,02				
335 a 400 KWh	80,02	115,91	115,91	115,91		
400 o más KWh	84,45	84,45	84,45	84,45		
UNICA					102,19	120,77
CORDOBA						
FEBRERO/96						
	ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3	ESTRATO 4	ESTRATO 5	ESTRATO 6
1 a 200 KWh	32,69	33,26	44,6	58,63	109,35	153,96
201 a 400 KWh	42,00	45,03	58,37	72,49	103,55	119,43
400 o más KWh	61,88	66,00	76,82	83,79	101,85	118,44
UNICA						
QUINDIO						
AGOSTO/96						
	ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3	ESTRATO 4	ESTRATO 5	ESTRATO 6
1 a 200 KWh	26,09	30,38	30,38			
201 o más KWh	99,26	99,26	99,26			
UNICA				99,26	119,11	135,99
CHEC						
JUNIO/96						
	ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3	ESTRATO 4	ESTRATO 5	ESTRATO 6
1 a 200 KWh	24,29	24,29	24,29			
201 a 250 KWh	57,67	57,67	78,32			

251 o más KWh	105,72	105,07	105,07			
UNICA				105,07	126,1	135,55
ATLANTICO						
MAYO/96						
	ESTRATO	ESTRATO	ESTRATO	ESTRATO	ESTRATO	ESTRATO
	1	2	3	4	5	6
1 a 100 KWh				25,62		
101 a 200 KWh	25,62	25,62	25,62	86,69		
201 a 250 KWh	70,31	70,31	108,76	108,76		
251 o más KWh	86,69	86,69	86,69	86,69		
UNICA					117,03	126,57

CALI						
JULIO/96						
	ESTRATO	ESTRATO	ESTRATO	ESTRATO	ESTRATO	ESTRATO
	1	2	3	4	5	6
1 a 120 KWh				20,65		
121 a 200 KWh	20,65	20,65	20,65	107,44		
201 a 250 KWh	75,48	75,48	101,38	101,38		
251 o más KWh	107,44	107,44	107,44	107,44		
UNICA					128,93	128,93
BUGA						
JULIO/96						
	ESTRATO	ESTRATO	ESTRATO	ESTRATO	ESTRATO	ESTRATO
	1	2	3	4	5	6
1 a 100 KWh				20,91		
101 a 200 KWh		20,91	20,91	116,79		
201 a 250 KWh		76,47	102,71	102,71		
251 o más KWh		116,79	116,79	116,79	140,19	
UNICA						
BOYACA						
JUNIO/96						
	ESTRATO	ESTRATO	ESTRATO	ESTRATO	ESTRATO	ESTRATO
	1	2	3	4	5	6
1 a 200 KWh	28,84	28,84	28,84	118,76		
201 a 250 KWh	71,97	71,97	114,37	114,37		
251 o más KWh	118,76	118,76	118,76	118,76		
UNICA					142,52	142,52

SANTANDER						
JULIO/96						
	ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3	ESTRATO 4	ESTRATO 5	ESTRATO 6
1 a 200 KWh	29,33	29,33	29,33			
201 a 250 KWh	110,40	110,40	110,40			
251 o más KWh	110,40	110,40	110,40			
UNICA				110,40	132,50	136,89
BOGOTA						
OCTUBRE/95						
	ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3	ESTRATO 4	ESTRATO 5	ESTRATO 6
0 a 400 kwh/bim	13,74	13,75	13,75	13,75		
401 a 470 kwh/bim				42,16		
471 a 585 kwh/bim			42,16			
586 a 732 kwh/bim		42,16				
733 a 800 kwh/bim	42,16					
801 a 1600 kwh/bim	92,75	92,76	92,76	92,76		
1601 a 3200 kwh/bim	121,3	121,3	121,3	121,3		
mas de 3200 kwh/bim	139,37	139,38	139,38	139,38		
única *					111,38	117,88
* estas tarifas corresponden al mes de enero de 1996						

1.2.3.3 Formas Funcionales

La cantidad demandada de una mercancía cualquiera, en nuestro caso los kWh demandados por un usuario del sistema eléctrico, se supone dependiente, en primera instancia, del ingreso del consumidor y de los precios a los cuales le ofrecen el bien o servicio. Adicionalmente, suelen existir otras variables relevantes en la explicación de la conducta de los consumidores, entre las cuales sobresalen los precios de los bienes relacionados, como sucedáneos o complementarios. En el caso específico de la demanda de electricidad y cuando la fuente de información es una encuesta realizada a un determinado número de usuarios, no es posible disponer de datos sobre los precios de los bienes relacionados, como sería deseable. A cambio de esto, sin embargo, hemos captado información sobre disponibilidad y uso de aparatos sustitutivos de los electrodomésticos, número de personas en el hogar encuestado, existencia o no de algún tipo de negocio en la propia residencia y disponibilidad de electrodomésticos para acondicionamiento de aire.

Así, en principio, el consumo de electricidad de cada usuario debería ser explicado por el precio, definido por la estructura tarifaria; el ingreso del hogar; el número de personas; la disponibilidad o no de aparatos sustitutivos, y la existencia o no de un negocio cualquiera en la residencia.

Ahora bien, tradicionalmente se han empleado formas funcionales bien conocidas y que en estudios realizados en muchas partes del mundo han probado ser suficientemente buenas para captar las características del consumo residencial. Entre ellas sobresalen la lineal, la semilogarítmica y la logarítmica. Después de algunas pruebas con varias de estas formas funcionales, decidimos emplear la logarítmica, pues con varias bases de datos diferentes lograba mejores ajustes que las otras.

La forma funcional, para el caso más general es entonces:

$$LCONS = CONST + A_1 * COC + A_2 * CALENT + A_3 * NEGOCIO + A_4 * LPNAS + A_5 * LPREC + A_6 * LYV$$

Donde las variables incluidas son:

COC: existencia de algún aparato sustitutivo para cocción (Variable Dicótoma)

CALENT: existencia de aparatos sustitutivos para calentamiento de agua (Dicótoma)

NEGOCIO: Indica la presencia o no de un negocio en la residencia (Dicótoma)

LPNAS: Logaritmo del número de personas en el hogar

LPREC: Logaritmo del precio pertinente

LYV: Logaritmo del ingreso del hogar

Esta forma funcional tiene la ventaja de dar lugar a una interpretación directa de los coeficientes del ingreso y del precio como las elasticidades del consumo al ingreso y al precio, respectivamente. Por otra parte, es una forma con la cual el proceso de integración de las funciones para el cálculo de las variaciones en el bienestar resulta relativamente sencillo.

Es necesario aclarar, sin embargo, que nos estamos refiriendo a la forma más general. En algunas estimaciones particulares, algunas de las primeras variables no producen resultados significativos y es preciso excluirlas del modelo. Generalmente esto se debe a escasa frecuencia de las respuestas.

Los signos esperados de estos coeficientes son:

A1: Negativo

- A2: Negativo
- A3: Positivo
- A4: Positivo
- A5: Negativo
- A6: Positivo

Es decir, lo que se espera en condiciones normales es que el consumo disminuya si existen sustitutos para cocción o calentamiento, aumente con el número de personas y si existe un negocio en la residencia, disminuya si el precio aumenta y, finalmente, aumente si lo hace el ingreso del hogar.

Vale la pena anotar, finalmente, que sólo el paquete estadístico SYSTAT permite emplear el método de estimación propuesto por Hausman para restricciones presupuestales quebradas, independientemente de la forma funcional escogida.

En síntesis, el proceso se realiza mediante la minimización de una función de pérdida, lo cual requiere suministrar como parte de los datos unos valores iniciales de los parámetros, los cuales deben irse modificando en iteraciones sucesivas para ir logrando la minimización de esa función. Estas iteraciones, resultan sumamente lentas, aún empleando el paquete actualizado que hubo de adquirir la Universidad para realizar los procesos. Pero las versiones anteriores anteriores no tenían capacidad para realizarlo en vista de la serie de sentencias condicionales que caracterizan el programa y que corresponden a la particular estructura tarifaria.

1.2.3.4 Resultados de las estimaciones

Las tablas siguientes presentan los resultados obtenidos en la estimación de las funciones de demanda para las diferentes regiones del país.

Cuadro 1.5
Funciones de demanda estimadas - Area Metropolitana de Medellín

ESTRA	OBSER.	CONST	COC	NEGOCIO	LPNAS	LPREC	LINGRES	R2 corregi
1 y 2	418	5.0745 (0.0571)	-0.1684 (0.0574)	0.1076 (0.0236)	0.4509 (0.0197)	-0.2100 (0.0159)	0.3241 (0.0223)	0.247
3	303	5.552 (0.0501)	-0.0744 (0.0190)	0.0782 (0.1155)	0.6897 (0.0247)	-0.2504 (0.0131)	0.0819 (0.0216)	0.209
4	143	5.7168 (0.0009)	-0.0419 (0.0297)	0.2642 (0.0437)	0.2810 (0.0003)	-0.1525 (0.0001)	0.1700 (0.0001)	0.219
5 y 6	205	6.1244 (0.0010)	-0.0103 (0.0002)		0.5911 (0.0265)	-0.1898 (0.0001)	0.0149 (0.0002)	0.251

Cuadro 1.6
Funciones de demanda estimada - Santafé de Bogotá

ESTRA	OBSER.	CONST	COC	NEGOCIO	LPNAS	LPREC	LINGRES	R2 correg
1	58	5.4733	-0.2258	0.2246	0.3586	-0.1007	0.1856	0.218

		(0.068)	(0.0343)	(0.0388)	(0.023)	(0.019)	(0.0234)	
2	432	6.4135	-0.0266	0.2179	0.1179	-0.2217	0.2089	0.152
3	359	6.6804 (0.041)	-0.1986 (0.022)	0.2140 (0.0359)	0.2077 (0.017)	-0.1460 (0.015)	0.0366 (0.0152)	0.126
4	253	7.7232 (0.012)	-0.1092 (0.001)	0.0661 (0.0957)	0.4142 (0.001)	-0.4176 (0.001)	0.0789 (0.0017)	0.163
5 y 6	348	6.989 (0.016)	-0.009 (0.002)		0.436 (0.026)	-0.235 (0.002)	0.034 (0.002)	0.000

Cuadro 1.7
Funciones de demanda estimada - Valle del Cauca

ESTRA	OBSER.	CONST	COC	NEGOCI O	LPNAS	LPREC	LINGRE S	R2 corregi
1 2 y 3	336	5.1507 (0.0010)	-0.1062 (0.0266)	0.1561 (0.0002)	0.2318 (0.0002)	-0.1050 (0.0001)	0.1118 (0.0002)	0.180
4	27	6.7101 (0.0011)			0.5300 (0.0001)	-0.5335 (0.0001)	0.2675 (0.0001)	0.381
5 y 6	181	6.3983 (0.0007)	-0.1340 (0.1108)		0.5303 (0.0009)	-0.3765 (0.0006)	0.3153 (0.0009)	0.239

Cuadro 1.8
Funciones de demanda estimadas - Barranquilla

ESTRA	OBSER.	CONST	NEGOCIO	LPNAS	LPREC	LINGRES	R ²
1 y 2	199	6.0069 (0.1463)	0.2795 (0.079)	0.554 (0.0638)	-0.4177 (0.0512)	0.2050 (0.623)	0.041
3	87	4.7355 (0.0010)	0.4613 (0.1829)	0.2875 (0.0002)	-0.1259 (0.0002)	0.1220 (0.0002)	0.119
4 5 y 6	130	6.4903 (0.00260)		0.7384 (0.0004)	-0.4659 (0.0004)	0.1914 (0.0004)	0.213

Cuadro 1.9
Funciones de demanda estimadas - Manizales

ESTRA	OBSER.	CONST	COC	NEGOCIO	LPNAS	LPREC	LINGRES	R2 corregi
1, 2 Y 3	126	7.1461 (0.521)	-0.1730 (0.0246)	0.2664 (0.0573)	0.3176 (0.0240)	-0.6070 (0.0107)	0.4463 (0.0277)	0.155

Cuadro 1.10

Funciones de demanda estimadas - Tunja

ESTRA	OBSER.	CONST	NEGOCI O	LPNAS	LPREC	LINGRE S	R2 corregi
1, 2 Y 3	42	5.9242 (0.1173)	0.4833 (0.0742)	0.3868 (0.0868)	-0.6025 (0.0339)	0.1152 (0.0514)	0.268

1.3 Los modelos de valoración contingente

En el modelo de valoración contingente convencional de una sola cota se pregunta al individuo si estaría dispuesto a pagar una cantidad dada B de forma que se pueda asegurar, por ejemplo, una mejora en la calidad del servicio de electricidad. La probabilidad de obtener un ‘no’ o un ‘sí’ por respuesta puede ser representada, respectivamente, por

$$\pi^n (B) = G(B; \theta) ,$$

$$\pi^y (B) = 1-G(B; \theta),$$

donde $G(., \theta)$ es alguna distribución estadística con vector de parámetros θ . Como lo señala Hanemann (1984), este modelo estadístico puede ser interpretado como la respuesta a la maximización de la utilidad en el contexto de utilidad aleatoria, donde $G(., \theta)$ es la función de densidad acumulativa (fdc) de la verdadera disponibilidad a pagar máxima (WTP) individual, debido a que la maximización de la utilidad implica que

$$\Pr \{ \text{responder no a B} \} \Leftrightarrow \Pr \{ B > \text{máximo WTP} \},$$

$$\Pr \{ \text{responder sí a B} \} \Leftrightarrow \Pr \{ B \leq \text{máximo WTP} \},$$

Una alternativa frecuentemente usada para $G(., \theta)$ es la fdc logística dada por:

$$G(B) = [1 + e^{a-b(B)}]^{-1}$$

Si consideramos una muestra aleatoria de N participantes y B_i^S es la cantidad ofrecida al i-ésimo de ellos, la función de verosimilitud para el conjunto de respuestas es:

$$\text{LnL}^S(\theta) = \sum_{i=1}^N \{ d_i^y \ln \pi^y (B_i^S) + d_i^n \ln \pi^n (B_i^S) \}$$

d_i^y es 1 si la i-ésima respuesta es ‘sí’ y cero en otro caso, mientras que d_i^n es uno si la i-ésima respuesta es ‘no’ y cero en otro caso. El estimador derivado por este procedimiento es consistente (aunque puede ser sesgado en muestras pequeñas) y asintóticamente eficiente.

Sin embargo, Hanemann, Loomis y Kanninen (1991) muestran que el modelo de elección dicótoma de valoración contingente de doble cota es asintóticamente más eficiente que el modelo anterior. En este modelo, al participante se le presentan dos cantidades en la siguiente forma: Si el individuo responde ‘sí’ a la primera cantidad presentada (denotada por B_i), la segunda cantidad (denotada por B_i^u) es una cantidad mayor que la primera ($B_i < B_i^u$); si el individuo responde ‘no’ a la primera cantidad, la segunda cantidad B_i^d es menor que la primera ($B_i^d < B_i$).

Por tanto hay cuatro resultados posibles: a) que ambas respuestas sean ‘sí’; b) que ambas respuestas sean ‘no’; c) un ‘sí’ seguido de un ‘no’; y d) un ‘no’ seguido de un ‘sí’.

Si denotamos las verosimilitudes de estos resultados por π^{yy} , π^{nn} , π^{yn} y π^{ny} , respectivamente y bajo el supuesto de maximización de la utilidad del individuo que responde, Hanemann, Loomis y Kanninen (1991) muestran que

$$\pi^{yy}(B_i, B_i^u) = 1 - G(B_i^u; \theta)$$

$$\pi^{nn}(B_i, B_i^d) = G(B_i^d; \theta)$$

$$\pi^{yn}(B_i, B_i^u) = G(B_i^u; \theta) - G(B_i; \theta)$$

$$\pi^{ny}(B_i, B_i^d) = G(B_i; \theta) - G(B_i^d; \theta)$$

Dada una muestra de N individuos, la función de verosimilitud toma la forma:

$$\ln L^D(\theta) = \sum_{i=1}^N \{ d_i^{yy} \ln \pi^{yy}(B_i, B_i^u) + d_i^{nn} \ln \pi^{nn}(B_i, B_i^d) + d_i^{yn} \ln \pi^{yn}(B_i, B_i^u) + d_i^{ny} \ln \pi^{ny}(B_i, B_i^d) \}$$

Donde d_i^{yy} , d_i^{nn} , d_i^{yn} y d_i^{ny} son variables indicadoras binarias que toman el valor de uno en el respectivo evento y cero en otro caso.

El estimador Máximo Verosímil, θ^D , para este modelo es la solución a la ecuación

$$\partial \ln L^D(\theta^D) / \partial \theta = 0$$

El objetivo final en el ajuste del modelo anterior es derivar una medida resumen de la distribución $G(B, \theta)$ de las WTP. Dicha medida es función de los parámetros en el vector θ (a y b en el caso más simple). Para el modelo logístico la media y la mediana de WTP están dadas por

$$WTP^* = a/b,$$

mientras que la media truncada está dada por

$$WTP^+ = \ln(1 + e^a)/b$$

Finalmente, para obtener los estimadores máximo verosímiles se empleo el paquete estadístico SYSTAT.

1.4 Resultados del estudio

El esquema teórico propuesto incorpora dos elementos en la valoración del impacto del racionamiento: el primero, correspondiente al efecto del racionamiento "al margen" (es decir, el racionamiento de las cantidades marginales de energía eléctrica consumida), se determina a partir de la función de utilidad indirecta; el segundo, que valora el sobre costo producido por distintos patrones horarios de racionamiento, se establece mediante la valoración contingente.

Puede asimilarse el primer elemento al impacto de un racionamiento voluntario: el consumidor es obligado a ahorrar una cierta cantidad de electricidad, pero se le deja en libertad de llevar a cabo el ahorro de acuerdo a sus conveniencias. Presuntamente el consumidor eliminará aquellos usos marginales, y el "costo" del racionamiento será equivalente a la reducción de bienestar que por tal ahorro forzoso se produce.

Si el racionamiento no es voluntario, sino forzoso, a este efecto debe sumarse el impacto adicional de pérdida de bienestar que genera el patrón horario escogido. Para el cálculo de este impacto adicional se ha realizado una encuesta, en la que se pregunta por la voluntad de pagar adicional que el consumidor tenga, en el entendimiento de que ya ha sido revelada la preferencia de comprar, al precio dado, en la conducta observada del consumidor. El rango de respuestas posibles arranca de cero, para aquel consumidor que considere que está pagando el valor adecuado por el kWh consumido, hasta un número positivo, que refleja la valoración adicional que del consumo hace el encuestado.

La encuesta se ha utilizado, adicionalmente, para estimar la funciones de demanda que permiten valorar la pérdida de bienestar. Dado el ingreso, el precio enfrentado, y el vector de características individuales, se estima la función de demanda del hogar. Esta estimación se ha hecho a nivel de estrato y región, siempre que ello ha sido posible. Cuando los resultados han sido insatisfactorios, se han agregado estratos y/o regiones, hasta producir estimaciones adecuadas de la función de demanda.

Así mismo, las respuestas a la valoración contingente se han utilizado en la obtención de cifras, por estrato, por región y por patrón de racionamiento (hora y duración).

De esta manera, a cada elemento de la encuesta se le asigna una función de demanda (la del estrato y región a la que pertenece) y una cifra de valoración contingente (de la región, estrato y patrón de racionamiento). Para cada elemento de la encuesta es posible calcular la variación compensada que refleja el impacto de un racionamiento; y su valoración del impacto adicional que el tipo de racionamiento hipotético al que se enfrenta le genera.

Con esta información se realizan dos ejercicios: el primero, simulando el patrón de racionamiento hipotético al que se le ha asociado en la encuesta; el segundo, simulando un aumento gradual del racionamiento, para determinar curvas de "costo del racionamiento".

Ambos son usos de la base de datos, que pueden arrojar resultados al nivel que se desee: por estrato y región; agregando estratos; o agregando regiones.

Para el primer ejercicio, se parte de convertir el esquema de racionamiento hipotético presentado al consumidor en la encuesta, a kWh que se dejarían de consumir, mediante la curva de carga respectiva. Usando la función de demanda estimada para el estrato y región correspondiente, se calculan el precio y el ingreso que hubiesen producido el consumo racionado. Este precio se denomina "precio de racionamiento", y su ingreso respectivo "ingreso de racionamiento".

Debe anotarse que, dado el esquema de tarificación en bloques, la función estimada de demanda debe emplearse para establecer el consumo estimado de cada hogar. A este consumo estimado corresponde un precio marginal y un ingreso virtual, que se consideran como el "precio de equilibrio" y el "ingreso de equilibrio".

Dados el "precio de equilibrio", el "ingreso de equilibrio" y el "precio de racionamiento", se calcula el "ingreso compensado" que dejaría al consumidor en su nivel de utilidad inicial, dada su función de utilidad indirecta, y la variación entre el "precio de equilibrio" y el "precio de racionamiento". La función de utilidad indirecta se deriva de la función de demanda estimada, mediante un procedimiento de integración.

El "impacto del racionamiento" se estima como la diferencia entre el "ingreso compensado" y el "ingreso de racionamiento". Racionarlo le produce un impacto igual al que le produciría una reducción de ingreso de tal magnitud.

Adicionalmente, y mediante los datos de valoración contingente, se estima la apreciación adicional que cada hogar hace del patrón específico de racionamiento por el que se pregunta.

En consecuencia, la base de datos asigna a cada elemento de la muestra, tres datos adicionales: la magnitud en kWh del racionamiento por el que se le ha preguntado; el impacto que tal racionamiento tiene, según la función de utilidad indirecta; y la valoración adicional, según los datos obtenidos mediante la valoración contingente.

Al tomar todos los elementos de la muestra, para una determinada región, estrato, y patrón de racionamiento, se pueden determinar agregados de racionamiento, costo y valoración, y establecer valores medios por kWh racionado. Se trata, pues, de utilizar la Base de Datos completa (incluyendo los tres datos adicionales mencionados en cada observación) para hacer estimaciones en la región y estrato que se desee analizar, para cada tipo de racionamiento.

El segundo ejercicio que se realiza se orienta a construir una función de costo de racionamiento: simulando racionamientos de distinta magnitud porcentual, se puede determinar el "impacto del racionamiento" correspondiente. Agregando los elementos pertenecientes a una región y estrato determinado, se puede obtener el promedio de "costo de racionamiento por kWh" para cada magnitud simulada. El costo del racionamiento por kWh es una función creciente de la magnitud del racionamiento, por lo que el ejercicio se presenta relacionando los costos con el tamaño porcentual del racionamiento.

Este ejercicio se puede realizar al nivel de estratos, ciudad, o ciudades y estratos.

En síntesis, a cada elemento de la muestra hay asignados los siguientes elementos:

1. Una zona en que está ubicado.
2. El estrato en que está calificado.
3. Un vector de características socioeconómicas que lo distingue.
4. Un patrón de racionamiento (hora y duración) por el que se le ha preguntado.
5. Un equivalente en kWh, según la curva de carga, del patrón de racionamiento correspondiente.
6. Un consumo estimado, según la función de demanda.
7. Una significación porcentual del racionamiento, en relación al consumo estimado, si se aplicara diariamente.
8. Una estructura de precios correspondiente a su región y a su estrato.

9. Un "impacto de racionamiento", medido a través de la función de utilidad indirecta correspondiente, para la cantidad de kWh establecida en el punto 5.
10. El "costo básico del kWh racionado", medido como el cociente entre el "impacto del racionamiento" y el equivalente en kWh del racionamiento simulado.
11. Una "valoración contingente" del efecto adicional de dicho racionamiento.
12. El "costo adicional del kWh racionado", medido como el cociente entre la "valoración contingente" y el equivalente en kWh del racionamiento simulado.
13. Un vector de cuatro posiciones, para una secuencia de racionamiento del 5% al 20% del consumo estimado, calculando los "costos básicos del kWh racionado", para cada nivel porcentual de racionamiento.

Tomando los elementos correspondientes al estrato y zona que se desee analizar, se pueden obtener totales agregados - y promedios - que respondan a las siguientes preguntas:

1. ¿Qué cuesta un kWh racionado a la "x" horas, mediante un racionamiento de duración "y"? ¿ Cuanto es el costo básico, y cual la apreciación adicional que se hace del racionamiento?
2. ¿Qué forma tiene la curva de racionamiento, para una determinado región y ciudad?

Obsérvese que en la primera pregunta se da por admitida una magnitud de racionamiento, que condiciona la estimación del "impacto del racionamiento", y que está incluida en la Base de Datos en la posición 5. La citada estimación depende exclusivamente de la magnitud, y no de la oportunidad del racionamiento. Por ello, puede resultar más conveniente un uso alternativo de la Base de Datos, en el que se emplee la curva de racionamiento y la valoración contingente de forma conjunta. El tipo de preguntas que se pueden plantear es el siguiente:

¿Cuánto cuesta lograr un racionamiento del "x%", mediante cortes de duración "y" a la hora "z"?

La respuesta incorporaría, como un primer elemento, el "costo básico del racionamiento" determinado mediante el vector de la posición 13 de la Base de Datos; y una valoración "contingente" adicional, obtenida de la columna 12 de la Base de Datos. Obsérvese, por lo demás, que el racionamiento tiene un impacto máximo posible, que está señalado en la columna 7, y que corresponde a la situación extrema en la que no haya ningún desplazamiento temporal del consumo.

Los siguientes cuadros muestran los principales resultados del estudio. El primero (I-11) presenta los cálculos de la variación compensada en el ingreso de los consumidores medios de cada ciudad y cada estrato, vale decir, la pérdida de bienestar que experimentan ante un racionamiento voluntario de electricidad en diferentes porcentajes con respecto a su consumo estimado; al final se presentan los resultados correspondientes al consumidor medio nacional por estratos y por porcentajes racionados.

En el segundo (I-12), se presentan los resultados nacionales, para cada escenario de racionamiento de las medias simples de la valoración contingente.

En el tercero (I-13) aparecen los resultados de los modelos de valoración contingente, los cuales captan la pérdida de bienestar de los consumidores debida a la especificidad de los consumos racionados. Los resultados son nacionales, por estrato y por escenario de racionamiento, y no regionales, debido a que al fraccionar la muestra por regiones, horarios y estratos, los parámetros obtenidos no son significativos.

En el cuarto (I-14) se presentan los consumos estimados para el consumidor medio de cada estrato y cada región. Fueron obtenidos mediante las funciones de demanda y son la base para el cálculo de los precios marginales medios, los precios de racionamiento y la variación compensada.

Los precios de racionamiento, es decir, los precios que sería necesario cobrar de acuerdo con las funciones de demanda estimadas para que el consumidor medio de cada estrato y cada región tuviera un consumo deseado igual al que resulta de racionarlo en cada porcentaje, aparecen en el quinto cuadro (I-15). Este precio es una referencia básica, pues aunque no puede interpretarse claramente en relación a la pérdida de bienestar del consumidor ante un racionamiento, sí es indicativo de lo que estaría dispuesto a pagar por un consumo como el racionado.

Cuadro 1.11
variacion compensada en el ingreso
(Pesos por kWh)

BOGOTA	5%	11.21	20.26	9.15	13.37	13.59
	10%	16.45	35.74	14.62	29.54	23.69
	15%	25.17	58.48	21.75	49.34	37.93
MEDELLIN	5%	9.04	10.64	16.10	15.51	11.54
	10%	14.88	17.45	33.16	34.92	21.44
	15%	22.97	26.63	57.26	59.62	34.78
VALLE	5%	25.75	40.28	5.39	9.61	21.52
	10%	40.56	54.75	11.22	20.64	34.49
	15%	67.51	85.12	17.72	33.39	56.07
COSTA	5%	24.97	10.59	6.94	7.08	15.85
	10%	22.88	20.81	12.49	15.01	19.55
	15%	26.43	36.33	19.00	23.95	27.22
ZONA CAFETERA	5%	49.73	63.77	-	-	55.94
	10%	36.10	42.95	-	-	39.13
	15%	34.34	39.07	-	-	36.43
TUNJA	5%	4.14	2.62	-	-	3.61
	10%	4.57	3.62	-	-	4.24
	15%	5.81	5.03	-	-	5.54
TOTAL 5%		17.28	19.87	10.67	11.52	15.87
TOTAL 10%		21.70	29.39	19.57	25.30	24.11
TOTAL 15%		31.35	45.60	31.55	42.03	37.19

Cuadro 1.12
Valoración contingente-medias simples

COSTO DEL RACIONAMIENTO, CALCULOS SOBRE LAS MEDIAS PESOS POR kWh						
		ESTRATOS				
SEMANA	DURACION CORTE	1.2	3	4	5.6	
7:00 AM	15'	15.10	34.41	4.16	3.32	
	60'	16.25	39.49	18.73	55.23	
	120'	14.66	38.35	25.48	60.69	
11:00 AM	15'	13.63	13.74	10.54	26.41	
	60'	14.73	13.00	13.92	25.47	
	120'	15.61	14.75	20.12	42.92	
3:00 PM	15'	8.52	8.97	12.26	24.42	
	60'	8.82	8.82	10.43	13.01	
	120'	9.49	8.07	10.98	34.41	
6:30 PM	15'	14.90	27.71	13.38	34.89	
	60'	15.44	13.46	18.70	30.12	
	120'	18.18	21.31	25.08	47.99	
		ESTRATO				
DOMINGO	DURACION CORTE	1.2	3	4	5.6	
7:00 AM	15'	9.27	10.75	6.49	19.18	
	60'	11.10	15.41	8.33	15.39	
	120'	11.39	10.33	12.84	29.24	
11:00 AM	15'	12.81	12.06	10.59	38.69	
	60'	14.11	11.25	11.80	20.61	
	120'	14.15	13.75	16.12	36.81	
3:00 PM	15'	9.68	9.46	10.76	32.19	
	60'	10.26	10.51	13.94	21.62	
	120'	10.64	10.01	13.15	37.91	
6:30 PM	15'	15.31	13.82	11.46	33.38	
	60'	15.08	12.22	14.43	34.35	
	120'	15.43	17.67	17.25	40.78	

Cuadro 1.13
Valoración contingente-resultados de los modelos

COSTO DEL RACIONAMIENTO, CALCULOS MEDIANTE VALORACION CONTINGENTE PESOS POR kWh					
SEMANA	DURACION CORTE	ESTRATO			
		1.2	3	4	5.6
7:00 AM	15'	31.44	21.91	15.43	42.33
	60'	52.33	22.90	19.51	35.63
	120'	23.40	22.44	24.58	45.95
11:00 AM	15'	28.21	19.91	16.54	46.20
	60'	47.58	19.67	21.81	52.67
	120'	23.23	23.77	27.16	54.25
3:00 PM	15'	47.41	37.54	15.91	33.05
	60'	39.43	19.88	15.73	38.82
	120'	12.98	17.56	15.35	52.59
6:30 PM	15'	32.76	23.94	23.23	47.65
	60'	53.37	20.72	28.42	42.52
	120'	26.87	28.01	37.76	52.93
ESTRATO					
DOMINGO	DURACION CORTE	1.2	3	4	5.6
7:00 AM	15'	19.50	16.34	10.27	26.20
	60'	22.58	16.79	13.12	22.73
	120'	11.18	20.48	18.66	38.18
11:00 AM	15'	26.23	38.94	17.30	37.52
	60'	27.88	24.79	19.18	36.64
	120'	19.90	20.62	23.89	48.72
3:00 PM	15'	33.35	13.91	18.90	44.22
	60'	22.99	40.47	21.57	32.75
	120'	16.69	17.32	21.25	49.21
6:30 PM	15'	32.99	20.66	26.56	45.73
	60'	33.17	19.52	22.48	48.42
	120'	44.95	24.34	25.20	55.82

Cuadro 1.14
Consumo estimado
kWh/mes

	Estratos				Total
	1-2	3	4	5-6	
BOGOTA*	463.21	578.98	671.28	660.00	569.98
MEDELLIN	272.45	289.78	340.94	431.03	313.00
VALLE	196.86	194.63	249.70	378.64	259.71
COSTA	255.92	154.48	326.80	333.49	261.15
ZONA CAFETERA	240.77	250.58	-	-	245.12
TUNJA	115.15	122.38	-	-	117.67
TOTAL	313.49	362.36	504.65	474.37	383.74

* El consumo es bimensual

Cuadro 1.15
Precio de racionamiento
Pesos por kWh

CIUDAD	RACIONAMIENTO	ESTRATOS				TOTAL
		1 y 2	3	4	5 y 6	
BOGOTA	PRECIO RAC. 5%	50.84	90.78	102.90	141.36	88.63
	PRECIO RAC. 10%	67.65	132.50	117.33	178.48	115.46
	PRECIO RAC. 15%	93.22	198.14	134.79	228.45	154.73
MEDELLIN	PRECIO RAC. 5%	50.77	73.66	96.51	138.07	78.03
	PRECIO RAC. 10%	66.22	91.61	139.90	183.76	103.02
	PRECIO RAC. 15%	87.86	115.39	208.50	248.66	138.87
VALLE	PRECIO RAC. 5%	66.56	77.88	116.14	148.78	98.50
	PRECIO RAC. 10%	113.67	132.71	128.73	173.08	137.23
	PRECIO RAC. 15%	202.95	236.00	143.51	203.18	204.75
COSTA	PRECIO RAC. 5%	81.86	49.90	101.44	137.06	91.39
	PRECIO RAC. 10%	93.41	77.51	114.21	154.29	107.84
	PRECIO RAC. 15%	107.41	124.17	129.48	174.87	130.40
ZONA CAFETERA	PRECIO RAC. 5%	79.62	87.74	-	-	83.22
	PRECIO RAC. 10%	87.30	96.17	-	-	91.23
	PRECIO RAC. 15%	96.21	105.97	-	-	100.53
TUNJA	PRECIO RAC. 5%	32.35	31.99	-	-	32.23
	PRECIO RAC. 10%	35.40	35.00	-	-	35.26
	PRECIO RAC. 15%	38.92	38.48	-	-	38.77
TOTAL 5%	PRECIO RAC. 5%	60.58	76.85	101.73	141.28	86.90
TOTAL 10%	PRECIO RAC. 10%	79.90	107.64	124.32	172.71	112.05
TOTAL 15%	PRECIO RAC. 15%	110.60	156.52	156.32	214.54	149.80

Finalmente, se ha observado que racionar un porcentaje determinado del consumo sólo se puede lograr si se raciona por un período mas largo que aquel en el tendría lugar, de acuerdo con la curva de carga levantada en situación normal, el consumo que se desea racionar. Por lo tanto, es necesario corregir, empleando índices de efectividad del racionamiento los cálculos que han sido obtenidos mediante los modelos de valoración contingente y que serán los empleados para los resultados finales.

Los índices de efectividad del racionamiento que empleamos han sido suministrados por ISA y son, en realidad, aproximaciones, pues son extraídos de unas gráficas.

Las relaciones entre los porcentajes de racionamiento que se desea lograr y los que es necesario efectuar para lograrlos efectivamente se presentan en el cuadro I-16.

Cuadro1.16
Racionamiento deseado y racionamiento requerido
Porcentajes

Racionamiento deseado	Racionamiento requerido		
	1-2	3-4	5-6
0.05	0.12	0.12	0.12
0.10	0.16	0.16	0.16
0.15	0.19	0.18	0.20
0.20	0.23	0.23	0.24

No obstante, hemos utilizado como cifra de referencia, la correspondiente al nivel más bajo del Cuadro 1.16. Según ella, se requiere un racionamiento nominal equivalente a 2.4 veces la meta prevista, lo que corresponde a la cota inferior de efectividad, en el rango relevante. Esto tiene sentido, si se considera que esquemas de racionamiento superiores al 5%, probablemente exijan la combinación de diversos horarios de corte del servicio.

En cuanto al uso de la información relativa a la valoración contingente, se han escogido los intervalos de corte de una (1) hora, como relevantes para el estudio. Los cortes de quince minutos son indicativos de cortes imprevistos, y seguramente son poco efectivos como método de racionamiento programado; los cortes de dos horas, por su parte, muestran un comportamiento errático, en el sentido de que, mientras en los estratos bajos tienden a reflejar una valoración decreciente respecto al racionamiento de una hora, en los estratos altos ocurre generalmente lo contrario. Es probable que ello se deba a patrones de consumo, sustitución y usos de tiempos distintos; pero también es posible que refleje problemas relativos a la complejidad del cálculo. Por ello consideramos como más segura la estimación del costo de los cortes de 60 minutos, a los que ordenamos de menor a mayor, para asociarlos a los cuatro niveles de racionamiento que analizamos: 5, 10, 15 y 20%.

De acuerdo con la metodología propuesta, las pérdidas de bienestar de los consumidores a causa de un racionamiento son el resultado de sumar dos componentes: la variación compensada en su ingreso, la cual daría cuenta de la pérdida "pura" ante la carencia de un cierto porcentaje de kWh con respecto a su consumo deseado, y la valoración contingente, ajustada por la efectividad del racionamiento, que constituye un estimativo de las pérdidas asociadas a la oportunidad en la que ocurre la interrupción. El siguiente cuadro (1-17)

presenta los resultados para los consumidores nacionales representativos de los diversos estratos socioeconómicos. Resulta de agregar a la variación compensada la valoración contingente, ajustada por la efectividad del racionamiento. Cabe anotar que no es posible en este nivel de agregación presentar resultados regionales, pues, tal como se ha explicado, no existen modelos de valoración contingente para las diferentes regiones.

Cuadro 1.17

**Pérdidas de bienestar por un racionamiento
Agregación de la variación compensada y la valoración contingente
Pesos por kWh**

	Estrato 1-2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5-6	Total
5% Variación compensada	17.28	19.87	10.67	11.52	
Valor contingente total	39.43	19.67	15.73	35.63	
Total	111.91	67.08	48.42	97.03	86.61
10% Variación compensada	21.7	29.39	19.57	25.3	
Valoración contingente	47.58	19.88	19.51	38.82	
Total	135.89	77.10	66.39	118.47	104.68
15% Variación compensada	31.35	45.6	31.55	42.03	
Valoración contingente	52.33	20.72	21.01	42.52	
Total	156.94	95.33	81.97	144.08	125.00
20% Variación compensada	46.13	69.73	46.52	62.66	
Valoración contingente	53.37	22.9	28.42	52.67	
Total	174.22	124.69	114.73	189.07	153.28

SUPUESTOS :

1. La variación compensada proviene del cuadro 1.11
2. La valoración contingente se obtiene del cuadro 1.13. Se han tomado sólo intervalos de 60 minutos y se han ordenado de menor a mayor, aplicándolo a los racionamientos de 5,10, 15 y 20%. Se asume que cuanto mayor es el racionamiento, mayor es el costo de forma tal que a racionamiento mayores, corresponden costos mayores.
3. La valoración contingente se ajuste por “eficiencia del racionamiento”. Se usa la primera fila del cuadro 1.16, que implica que un racionamiento dado requiere un corte 2.4 veces mayor. Con dicho factor se ajusta la valoración contingente.
4. El costo total es el siguiente :

$$\text{COSTO TOTAL} = \text{VARIACIÓN COMPENSADA} + \text{PRECIO MARGINAL} + 2.4 * \text{VALORACIÓN}$$

Por último, a esta pérdida de bienestar por el no suministro del consumo deseado de electricidad, hay que agregarle el precio ya pagado por el consumidor, pues en cierta forma él

preferiría pagar esta suma en total antes que verse sometido a las pérdidas de bienestar que le ocasiona el racionamiento.

Los resultados de esta agregación se presentan en el cuadro 1.18 y constituye la suma que podremos denominar el **precio del kilowatio hora racionado para los consumidores residenciales**. Los precios marginales empleados para el cálculo son los siguientes: 51,01 para los estratos 1 y 2; 57,77 para el estrato 3; 85,48 para el estrato 4, y 117,22 para los estratos 5 y 6.

Cuadro 1.18
Costo del kWh racionado para los consumidores residenciales
Precio marginal+variación compensada+valoración contingente*

	Estrato 1-2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5-6	Total
5% Variación compensada	17.28	19.87	10.67	11.52	
Precio marginal	43.51	52.77	83.99	117.22	
Valor contingente total	39.43	19.67	15.73	35.63	
Total	155.42	119.85	132.41	214.25	151.56
10% Variación compensada	21.7	29.39	19.57	25.3	
Precio marginal	43.51	52.77	83.99	117.22	
Valoración contingente	47.58	19.88	19.51	38.82	
Total	179.40	129.87	150.38	235.69	169.63
15% Variación compensada	31.35	45.6	31.55	42.03	
Precio marginal	43.51	52.77	83.99	117.22	
Valoración contingente	52.33	20.72	21.01	42.52	
Total	200.45	148.10	165.96	261.30	189.94
20% Variación compensada	46.13	69.73	46.52	62.66	
Precio marginal	43.51	52.77	83.99	117.22	
Valoración contingente	53.37	22.9	28.42	52.67	
Total	217.73	177.46	198.72	306.29	218.23

* Corregida por efectividad del racionamiento.

SUPUESTOS :

1. El precio marginal está tomado de la página 80 de informe.
2. La valoración contingente se ajuste por “eficiencia del racionamiento”. Se usa la primera fila del cuadro 1.16. que implica que un racionamiento dado requiere un corte 2.4 veces mayor. Con dicho valor se ajusta la valoración contingente.
3. El costo total es el siguiente

$$\text{COSTO TOTAL} = \text{VARIACIÓN COMPENSADA} + \text{PRECIO MARGINAL} + 2.4 * \text{VALORACIÓN CONTINGENTE}.$$

1.5 A manera de resumen

Para terminar el informe, vamos a presentar un resumen general de la metodología empleada, el análisis del uso de los resultados, y unas conclusiones básicas del estudio.

1.5.1 Metodología

El punto de partida de un análisis de costos de racionamiento, en el caso de consumidores finales, es el impacto sobre el bienestar que se produce por el racionamiento. Este impacto se acostumbra medir, en la literatura sobre el tema, de dos maneras : a partir de métodos fundados en la función de demanda; y a partir de Valoración Contingente.

El primer método, que usa medidas convencionales del bienestar, como el excedente del consumidor, tiene todo el respaldo de la fundamentación teórica sustentada, pero puede ser criticado por dos razones fundamentales: en primer lugar, porque puede subestimar efectos marginales del corte del servicio, que siendo importantes, no parecen estar bien sintetizados en la mera reducción del consumo que el racionamiento ocasiona. Un ejemplo de ello es el siguiente: un corte del abastecimiento puede no disminuir el consumo, si es que el consumidor desplaza completamente su gasto de electricidad. Pero aún en este caso, sin producirse reducción del consumo, pueden existir efectos de bienestar, asociados a las incomodidades que el consumidor experimenta, al verse obligado a desplazar algunas actividades. Este caso ilustra cómo los efectos de un corte no se reducen a los efectos de una reducción en el consumo: la gente puede ver afectados su hábitos, puede experimentar incomodidades importantes, que no se reflejan necesariamente en la reducción del consumo y su impacto sobre el bienestar.¹⁸

La segunda posibilidad de críticas hace referencia a un problema distinto: el corte de abastecimiento de energía genera una presión pública importante sobre las autoridades responsables del racionamiento. Como ya se vio en 1993, la magnitud de la reacción es superior a cualquier previsión de lo que los consumidores estarían dispuestos a pagar por los kWh racionados. Ello genera inquietudes en los administradores públicos, que preferirían para sus modelos estimaciones más cercanas a la probable reclamación generada por un posible racionamiento.

El segundo método, la valoración contingente, ha sido empleado para evitar la subvaloración que el método de la función de demanda genera: se supone que el consumidor hará una correcta apreciación del bienestar perdido, si se le confronta con una pregunta de valoración contingente del tipo: ¿cuánto estaría dispuesto a pagar para evitar el corte del servicio?

Este planteamiento es susceptible de crítica, también: en primer lugar, la valoración contingente se ha desarrollado como un método sustitutivo de la valoración de mercado, para el caso de la provisión de bienes públicos, o para la consideración de externalidades. Su uso es recomendado en aquellos casos en los que , por no existir un sistema de precios, es imposible utilizar los métodos económicos convencionales. Su uso es plenamente legítimo en aquellos bienes o servicios para los que el sistema de precios no opera, típicamente los bienes públicos. Desde este punto de vista, pues, pareciera que el caso considerado, el abastecimiento de un bien privado en el que operan los precios de mercado, no es el caso típico para el que el método ha sido diseñado. Por otra parte, la interpretación habitual de la disponibilidad a pagar

¹⁸ . A esta corriente de críticas puede sumarse la que recalca la importancia de ciertos efectos externos: la incomodidad por el no funcionamiento de semáforos; los riesgos de la inseguridad generados en cortes nocturnos, etc.

(WTP), en el caso de que el precio del bien sea cero, indica que ésta es igual a la variación equivalente, el área bajo la curva de demanda hicksiana del nivel de utilidad final. Esta es, sin ninguna modificación, una buena medida de bienestar, directamente utilizable en el análisis. Pero cuando hay un precio positivo, surgen problemas de interpretación: si la pregunta se hace como un pregunta de “precio máximo del kWh potencialmente razonable”, la respuesta puede ser una estimación de la integral bajo el área de la curva de demanda, y en ella se omiten los efectos compensatorios que tendría gastar el ingreso “liberado” (o dejado de gastar) en otros tipo de bienes. Si se pregunta, en cambio, por un sobrepeso que se pagaría, la respuesta estima la misma integral, neta del valor de adquisición del bien, es decir, el excedente que el consumidor obtiene, por encima del precio pagado.

De esta manera, pues, es posible concluir que ambos métodos presentan problemas, y que si bien la alternativa de la función de demanda subestima el efecto del racionamiento, el método de valoración contingente no ofrece una confiabilidad plena, e ignora la información implícita en las señales de mercado.

Ahora bien: un correcto planteamiento del problema permite concluir que la valoración de los efectos del racionamiento involucra no sólo problemas de sobre o sub-estimación, sino también un verdadero dilema de gestión pública, que debe tenerse claro al abordar el tema del racionamiento: Los consumidores, cuando son racionados, solicitan una compensación por el daño recibido, que excede, sin duda, los efectos de bienestar, y que puede entenderse a partir de la literatura sobre la DISPONIBILIDAD A RECIBIR COMPENSACION. En conexión con el análisis de la Valoración Contingente, se han abordado los problemas de divergencia en la apreciación que los consumidores hacen de la no provisión de un bien o servicio: la DISPONIBILIDAD A RECIBIR COMPENSACION (WTA) excede considerablemente, en muchos casos, al valor de la DISPONIBILIDAD A PAGAR (WTP), lo que se explica generalmente por la relativa imposibilidad de sustituir el bien racionado por otros bienes, o por efectos de “dotación”, que involucran, entre otros, problemas acerca de la legitimidad que la opinión pública concede a la acción de efectuar el recorte de abastecimiento¹⁹. En general, los consumidores racionados reclamarán una compensación por el racionamiento, que probablemente excederá su costo efectivo de bienestar experimentado. En dicho reclamo incluirán su WTA en lugar de la WTP, al tiempo que incluirán probablemente los efectos estimados de la coerción del derecho a la propiedad que ejercen en condiciones de pleno abastecimiento. Como lo ilustraremos en una sección posterior, la divergencia entre la WTA y la WTP tiene consecuencia importantes en la decisión pública de abastecimiento de electricidad, y genera consecuencia importantes para los resultados del estudio.

1.5.2 La decisión pública óptima

El problema de decisión del administrador público, relativo a la electricidad, depende de dos características esenciales del mercado: de una parte, la incertidumbre asociada a la forma más barata de producir electricidad, la hidroeléctrica; de otra, el largo horizonte de tiempo

¹⁹ . Se han intentado diversas explicaciones de la clara tendencia de la WTA a superar a la WTP. Ver, por ejemplo, Carson (1989), pag 30-38. Una explicación interesante (ver Knetsch (1989)) hace referencia a efectos de “dotación”, que alteran irreversiblemente la curva de indiferencia, cuando el sujeto adquiere el bien. Esto nos llevaría al terreno de la economía de los derechos de propiedad, en el marco de la cual quizás pudiese darse explicación adecuada la fenómeno.

requerido en el desarrollo de la capacidad instalada. En el esquema institucional colombiano, adicionalmente, dada la participación del sector privado en la generación, el planificador debe ejercer su papel principalmente a partir de señales de mercado.

En teoría, si no existiesen incertidumbre o largos períodos de maduración de los proyectos, el problema del racionamiento no existiría: la oferta y la demanda se igualarían, a través de un precio de mercado, y siempre que el consumidor estuviese dispuesto a pagar el costo marginal de la electricidad, conseguiría algún oferente que se la abasteciese.

El problema del racionamiento surge cuando dado un equilibrio oferta-demanda, en condiciones hidrológicas dadas, se presenta una hidrología que recorta la oferta, sin posibilidad de un desarrollo inmediato de fuentes alternativas de generación. En estas condiciones, debe producirse una modificación inmediata del esquema tarifario, o aplicarse un esquema de racionamiento. La primera alternativa es generalmente desechada, seguramente por dos razones: por el costo político de modificar los esquemas tarifarios; y por la inequidad implícita de tal medida, que permitiría a las clases económicamente más favorecidas eludir el racionamiento, imponiéndoselo a los más pobres. En estas condiciones, se opta por la segunda alternativa, que implica costos sustanciales desde el punto de vista del bienestar de la sociedad.

El problema económico implícito aquí es, naturalmente, un problema de optimización dinámica, debido a que el horizonte de los proyectos es un horizonte de largo plazo, y a que el uso del agua para la generación depende de una asignación intertemporal entre diversos períodos. Para ilustrar la naturaleza del problema, puede recurrirse, sin embargo, a una versión simple, que puede plantearse en dos etapas, así:

En una primera etapa, consideremos los siguientes supuestos:

Sea una economía que dispone de un stock de capital total, que debe asignar entre la producción de bienes y la generación de electricidad, por sistemas termoelectrónicos. Sea una demanda fija de la electricidad, y sean dos regímenes posibles de lluvia, el primero de los cuales permite atender la demanda de electricidad en su totalidad sin destinar capital a la generación termoelectrónica, en tanto que el segundo genera un faltante de abastecimiento, que sólo puede suplirse destinando capital adicional a la generación, es decir, reduciendo la producción de los demás bienes de la sociedad.

Si la sociedad quiere evitar a toda costa un racionamiento, deberá instalar la infraestructura necesaria para atender la demanda en el evento de un régimen de escasez de agua. Al hacer esto, se estará alejando de la frontera de posibilidades de producción, dejando de producir otros bienes para mantener una estructura de generación de emergencia, que, en el caso de un régimen de lluvias favorable, será capacidad ociosa. Si la probabilidad de abundancia de agua es “p”, entonces el costo esperado de esta acción será $p.c$, donde “c” es el costo de mantener ociosos unos recursos productivos, o, para unificar criterios, la disminución de utilidad generada por la no provisión de los demás bienes.

Si por el contrario quiere hacer máxima su producción tomando algún riesgo, entonces el costo esperado será $(1-p).r$, donde “r” es el costo del racionamiento. Sin duda alguna, la estimación de “r” deberá ser una estimación de pérdida de bienestar, y no una estimación de la “disponibilidad a recibir compensación”.

El problema de la autoridad energética será:

$$\min p.c + (1-p)r$$

La solución del problema indicará que nivel de capacidad en termogeneración deberá instalarse, para maximizar la utilidad social esperada.

En una segunda etapa, y para hacer más realista el problema, deberá incluirse la asignación intertemporal del recurso básico para la generación hidroeléctrica: el agua. Para captar su naturaleza, deberá involucrarse el problema de los precios, puesto que la asignación intertemporal se reflejará en los costos de generación en cada período. En este caso, se tratará de maximizar el valor presente neto de la utilidad obtenida por la sociedad, dada la forma como se asigna, intertemporalmente, el recurso generador, y la disposición de tener un stock de capital destinado a la generación térmica.

Ahora bien: en la aplicación del método hay implícito un problema de valoración que afecta la conducta de la autoridad encargada de evaluar el problema: si, como parece probable, el reclamo que un racionamiento genera se determina de acuerdo a la WTA, mientras que la conducta de compra del servicio se rige por la WTP, la autoridad se verá confrontada a elegir entre ambas medidas, en una elección que, en primera instancia, parece generar visiones alternativas de su papel de administrador público: si utiliza estimaciones de la WTP, el administrador se comporta como un Agente de un Principal (la sociedad), que le delega la solución de un problema de asignación de recursos, en condiciones de incertidumbre; si escoge la primera (WTA), entonces parece estar comportándose como un asegurador, que paga la prima de un sobrecosto de instalación para evitar la pérdida por racionamiento.

Dicho en otras palabras: si el Principal delega en el administrador la solución del problema de asignación de recursos, el Agente debe tener como señal básica la WTP del Principal. Al hacerlo así estará garantizando que no se instala ninguna capacidad de generación cuyo costo sea mayor al que el Principal está dispuesto a pagar. Pero en bienes que tienen sólo sustitutos imperfectos, la teoría indica que la reacción del consumidor al racionamiento es mayor que la disponibilidad a pagar por el bien. Más aún, es posible que la posesión del bien genere una modificación en las curvas de indiferencia, que haga aún más significativa la diferencia entre la WTA y la WTP (ver Morrison (1997)).

En otras palabras, aunque el Agente actúe correctamente, desde el punto de vista del problema de asignación de recursos, es posible que los resultados de su gestión generen situaciones en las que los reclamos del Principal serán superiores a los costos estimados del racionamiento: pero, por otra parte, sobreinstalar el sistema, asumiendo un nivel de costo de racionamiento superior a la WTP, generaría situaciones de ineficiencia, que se reflejarían en la imposibilidad de vender energía a precios superiores a la WTP.

Una posible solución al problema es la siguiente: en primera instancia, el precio de referencia para distintos niveles de racionamiento, debe ser aquel que el consumidor estaría dispuesto a pagar antes que perder el abastecimiento del bien. Si se analiza, por ejemplo, un racionamiento del 10%, se debe evaluar el precio que el consumidor estaría dispuesto a pagar, antes que aceptar el racionamiento. Este precio es el precio de mercado, para aquellos bienes para los que hay sustitutos perfectos: si hay un sustituto perfecto, el consumidor puede cambiar el bien racionado por otros bienes, sin sufrir pérdida de utilidad.

Pero cuando hay sustitución imperfecta, el no acceso al bien implica recurrir a otros bienes o servicios, sustitutos imperfectos, que aportan una utilidad inferior a la que se pierde, debido al racionamiento. Este impacto es el que se capta mediante análisis de bienestar: la utilidad perdida neta es aquella que resulta al reemplazar el bien, destinando el dinero a un bien sustituto. Ahora bien: si el consumidor está obligado a absorber una pérdida por racionamiento, probablemente esté dispuesto a pagar un sobreprecio máximo igual a la pérdida de bienestar, para mantener su situación de consumo. En estas condiciones, su precio de

referencia es igual al precio de mercado más la pérdida neta de bienestar, distribuida entre los kWh a racionar.

En teoría, este precio es el máximo posible que un consumidor pagaría: su límite, en cuanto a la disponibilidad a pagar. Este precio es importante, además, porque una planta generadora, cuyo costo fuese igual a dicho precio, podría vender su producción en circunstancias de riesgo de racionamiento. Desde un punto de vista global, pues, dicha disposición a pagar total es una buena señal para el sistema.

Quedaría a consideración de los administradores el aplicar una “prima” al riesgo del racionamiento. De acuerdo con la metodología de Hanemann (1991), es posible determinar la magnitud de la divergencia entre la WTA y la WTP, a partir de la elasticidad ingreso y la elasticidad de sustitución de los bienes. Ello permitiría estimar la WTA para cada nivel de racionamiento, y, entendiendo la magnitud del reclamo como un riesgo, tomar un seguro, mediante el pago de una prima de equilibrio.

No obstante, es éste un tema complejo que exigiría mayores precisiones.

En conclusión, consideramos que la medida del racionamiento correcta es aquella que estima los efectos de bienestar y no la WTA, aunque probablemente dicha medida subestime las reclamaciones que se presentarían cuando ocurriese un racionamiento. Esta medida no es sin embargo la que arroja la metodología convencional a partir de la función de demanda, puesto que con dicho método se subestiman algunos efectos: por ello es necesario efectuar un ajuste de la medición, que consideramos posible a partir de la metodología descrita en la siguiente sección.

1.5.3 Metodología empleada

Por sus características propias, la electricidad es un bien que, a diferencia de otros bienes, no es completamente homogéneo: el consumidor no puede almacenarlo para utilizarlo cuando desee hacerlo, y por ello, las circunstancias de tiempo y lugar de consumo resultan más importantes que en otros bienes. Debido a ello, es posible entenderlo como un bien compuesto, de la siguiente forma:

$$E = E(\text{kWh}, O)$$

Donde kWh es la unidad física de energía, y **O** es la ocasión en que se usa.

La función de utilidad del consumidor puede representarse como:

$$U = U(x_1 \dots x_n, \text{kWh}, O)$$

Donde $x_1 \dots x_n$, son los demás bienes.

El racionamiento impide el acceso del consumidor a la unidad física del bien (lo que le hace reasignar su ingreso, utilizando el dinero destinado a la electricidad en otros bienes) y le impide realizar sus planes de consumo en la ocasión deseada (es decir, le raciona el bien **O**). Interpretamos que el racionamiento total es la suma de esos dos efectos, cada uno de ellos medible por separado.

El racionamiento de la unidad física es medible mediante el análisis convencional de bienestar a partir de funciones de demanda. El análisis convencional tiene en cuenta la compensación parcial de bienestar que se logra utilizando el ingreso dejado de gastar en otros bienes. Para garantizar una medida precisa, utilizamos la Variación Compensada, calculada mediante la función de gasto obtenida por integración. Para realizar tal cálculo, estimamos la función de demanda mensual del consumidor, dado el esquema tarifario vigente en el

momento de la encuesta, su dotación de aparatos sustitutos de la electricidad, y las características del hogar, correspondientes al nivel de ingreso y al número de personas.

Los costos asociados al corte del suministro, los evaluamos mediante valoración contingente. Este método debe ser empleado, porque el esquema tarifario no discrimina el precio según el momento del uso: en otras palabras, no hay señales de mercado adecuadas que permitan otro tipo de medida. No hay un precio asociado a la oportunidad del consumo, y en ausencia de precios, debemos recurrir a métodos indirectos.

Por supuesto, la encuesta pregunta expresamente por el sobreprecio que el consumidor está dispuesto a pagar en una hora específica por disponer de la electricidad, y realiza la estimación a partir de dicho sobreprecio, y no del valor total que se pagaría por el kWh.

La metodología permite una interpretación interesante: en la medida en que un racionamiento voluntario deja a la elección del consumidor el momento del día en que reduce su consumo, la no disponibilidad del kWh no se ve agravada por el impacto de un corte inoportuno. De esta forma, la estimación por la función de demanda se asimila al efecto de un racionamiento voluntario. Y la estimación mediante valoración contingente puede interpretarse como el sobreprecio de un racionamiento forzado.

Ahora bien: los esquemas de racionamiento forzado deben considerar posibles desplazamientos del consumo. Por ello, para contar con una estimación adecuada del costo, se debe determinar un esquema de cortes del suministro que, dado el desplazamiento del consumo, permitan alcanzar la meta propuesta. Los costos de cada corte deben ser sumados, y su valor imputado a los kWh realmente racionados.

En resumen, dada una función de desplazamiento del consumo, se deben sumar los costos de todas las suspensiones del servicio, más los costos de bienestar asociados al consumo no realizado, para distribuirlos en los kWh ahorrados. Esta medida es una buena estimación del impacto total.

La medida resultante es, pues, la Disponibilidad a Pagar máxima, que tendría el consumidor, si estuviese confrontado a un racionamiento. Es la suma del precio que paga, más los efectos de bienestar que experimentaría si se viese racionado: efectos de privación del bien, y efecto de oportunidad del corte del servicio.

Si se instalase una planta generadora, que produjese electricidad a dicho costo, en circunstancias de racionamiento se podría operar sin incurrir en pérdidas operacionales. Esa medida parece adecuada, pues, en la asignación de recursos.

Si el sistema eléctrico tiene establecido un precio marginal del kWh, puede suponerse que éste es el precio de referencia del mercado²⁰. El análisis de bienestar indica la pérdida en que incurriría el consumidor si se viese obligado a sustituir la energía eléctrica por otro bien en su escala de preferencias. O en otras palabras, el sobreprecio máximo que estaría dispuesto a pagar, antes de aceptar que el bien le fuese racionado. Proponemos, en consecuencia, que para los modelos de asignación de recursos del sector, se considere como precio de referencia el precio marginal más el costo de racionamiento. Es éste el máximo costo de generación en que se podría incurrir, sin incurrir en acciones no óptimas en el sentido de Pareto.

En resumen:

²⁰ . En algunos casos, existe un subsidio al consumo, es decir, un pago que el consumidor no realiza, pero que se considera socialmente necesario. Para el sistema eléctrico, dicho subsidio debe ser un dato, y el precio relevante debe ser el precio marginal, independientemente de quien lo pague.

PRECIO DE REFERENCIA PARA LOS MODELOS:

COSTO DEL RACIONAMIENTO VOLUNTARIO (VARIACION COMPENSADA, DE ACUERDO A LA FUNCION DE GASTO)

MAS:

COSTO DE LA OPORTUNIDAD DEL CONSUMO, AJUSTADO POR LA EFECTIVIDAD DEL CORTE (VALORACION CONTINGENTE AJUSTADA POR EFECTIVIDAD)

MAS:

PRECIO MARGINAL.

La medida puede involucrar un componente redundante: en efecto, es posible que la respuesta a la valoración contingente incluya, de alguna manera, el efecto de pérdida de bienestar que está asociado al kWh propiamente dicho, independiente de su oportunidad. Esta posible redundancia es prácticamente imposible de evitar, y las circunstancias de riesgo que rodean la decisión hacen que se deba tener mayor aversión a las subestimaciones que a las sobrestimaciones. Lo que en cambio es claro es lo siguiente:

1. La medida de la función de demanda, por sí sola, subestima el costo del racionamiento.
2. Las medidas a través de encuestas son sólo preferibles, si no existen señales de mercado.
3. En rangos bajos de racionamiento, es posible ilustrar suficientemente al encuestado acerca de la situación sobre la que se le pregunta. Pero si el racionamiento es tan grande que implica muchos cortes, en diversos momentos del día, el caudal de información que se debe transmitir al encuestado es tan grande, que probablemente termine por confundirlo. Así, es mejor concentrarse en preguntas precisas, dejando que el método convencional capte la pendiente creciente de la curva de costo de racionamiento.

La medida propuesta (WTP: precio de mercado, más costos de bienestar asociados a la falta de suministro, más costos de bienestar asociado a la oportunidad del corte) es, en nuestro concepto, la mejor medida posible. No es tan grande como la WTA, pero la magnitud de la divergencia entre ambas medidas es un problema de naturaleza distinta al problema puro de asignación de recursos.

1.6 Análisis Comparativo

La teoría económica ha desarrollado un instrumental para el análisis de los cambios en el bienestar de los consumidores, el cual está basado en el supuesto de que tales agentes económicos realizan elecciones óptimas -restringidas por el ingreso disponible y por los precios de los bienes- sobre un espacio de canastas de bienes que han sido previamente ordenadas en un esquema de preferencias. Bajo ciertas condiciones las preferencias se traducen a una función matemática denominada "de utilidad" y el asunto de la elección se reduce a un problema formal de optimización con una restricción lineal que da lugar en últimas a la elección de la canasta óptima que, en condiciones mas generales, es un sistema de funciones de demanda, una para cada uno de los bienes componentes de la canasta.

Cualquier cambio en las variables exógenas del problema hace cambiar la elección óptima del consumidor y da lugar a un cambio en su bienestar que puede ser medido empleando uno de tres instrumentos desarrollados por la teoría: la **variación compensada**, la **variación equivalente** y la variación en el **excedente del consumidor**. Estas medidas son alternativas y su uso queda a elección del investigador, dependiendo de la información disponible y de otras consideraciones de pertinencia.

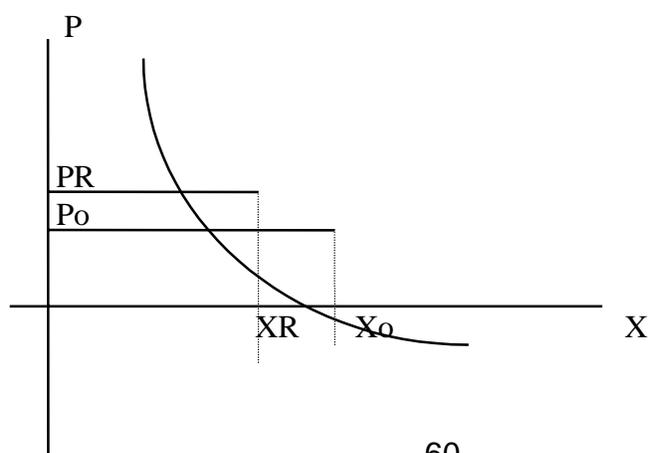
De igual manera, en el caso que nos ocupa, la situación de racionamiento consiste en no suministrarle al consumidor la cantidad de electricidad que en su concepto sería la óptima, sino una inferior, ocasionándole con ello una pérdida de bienestar que puede ser medida por cualquiera de los instrumentos ya señalados.

El estudio realizado por **Econometría Ltda.** y del cual ya hemos hecho mención en este mismo capítulo, optó por medir los cambios en el bienestar de los consumidores, resultante de un racionamiento, mediante la variación en el excedente del consumidor. Para ello emplea elasticidades horarias, obtenidas a partir de estimaciones anuales de la demanda por un procedimiento descrito en el informe final de su trabajo, suponiendo que se raciona la totalidad del consumo en una cierta hora. Con este supuesto, la medida de la variación del excedente que emplean es:

$P/2e$, donde **P** es el precio inicial del bien -la electricidad en nuestro caso- y **e** es la elasticidad de la demanda horaria. Como se ve, la pérdida de bienestar no queda dependiendo del monto del consumo dentro de la correspondiente franja horaria.

Hay, sin embargo, una alternativa para el uso de la variación en el excedente del consumidor: ella consistiría en emplear las curvas de demanda mensuales y medirla como el área bajo tales curvas, entre el precio original y el precio que sería necesario cobrar para obtener como consumo óptimo el resultante del racionamiento, deduciendo obviamente el valor del consumo deseado pero no suministrado y por el cual no se cobra.

El siguiente gráfico de una curva de demanda ilustra esta forma:



La situación elegida por el consumidor es la compra de la cantidad X_0 al precio de mercado P_0 , mientras que el racionamiento lo lleva a un consumo -no deseado- de X_r . El precio al cual dicho consumo sería libremente elegido por el consumidor es P_r , y la pérdida de bienestar quedaría definida por el área sombreada. Sin embargo, el precio en realidad no ha aumentado, de manera que el consumidor no paga el área $(P_r - P_0) \cdot X_r$, y su pérdida neta de bienestar puede medirse por el resto del área sombreada.

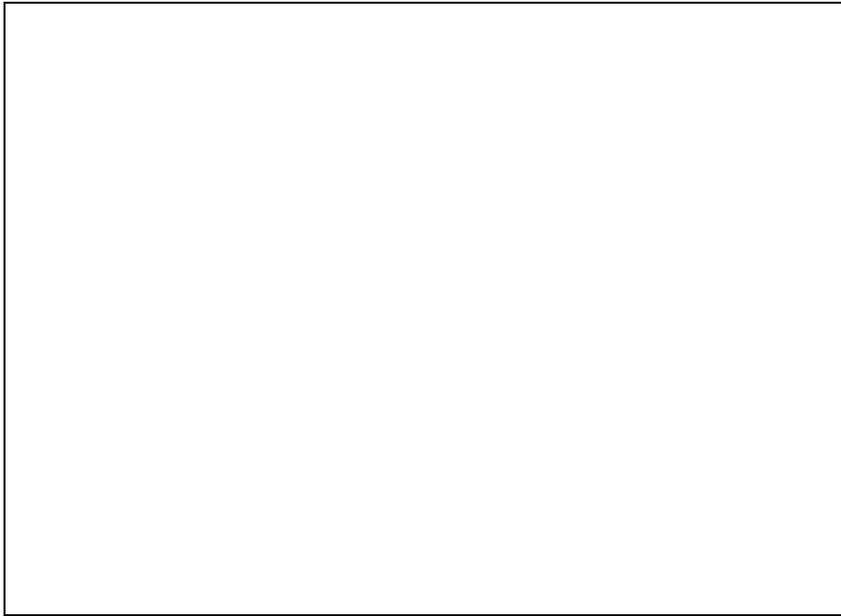
Ahora bien, para pequeñas variaciones esta área es aproximadamente equivalente a la del triángulo de base $X_0 - X_r$ y altura $P_r - P_0$, pero la aproximación es tanto más imperfecta cuanto mayor es la variación considerada. El estudio de Econometría usa el triángulo para medir la pérdida de bienestar, pero en su caso el triángulo es el área total bajo la "curva" de demanda que es entonces considerada como lineal aunque la elasticidad se toma constante, lo cual es a su vez contradictorio.

La tabla siguiente muestra la comparación entre el excedente del consumidor calculado mediante el área bajo la curva de demanda y calculado como el área del triángulo, es decir, mediante la fórmula $P/2e$, para diferentes valores de la elasticidad de la demanda entre los cuales se incluyen tanto algunos de los que se emplean en nuestro estudio como los que fueron usados en el de Econometría. Se supone un consumidor que compra normalmente 350 kWh por mes, paga \$110 por cada uno de ellos y es sometido a un racionamiento del 10% sobre su consumo deseado.

El gráfico ilustra las diferencias entre las dos medidas consideradas.

Cuadro 1.23
Análisis comparativo de resultados
\$ por kWh

Elasticidad	Calculos Universidad	Calculos Econometria
-0.050	260.68	1.100
-0.100	83.25	550
-0.150	48.54	366.67
-0.235	28.25	234.04
-0.340	18.60	161.76
-0.348	18.13	158.05
-0.377	16.62	146.08
-0.392	15.90	140.31
-0.419	14.79	131.26
-0.466	13.19	118.05



1.7 Resumen

El informe explora los costos del racionamiento, tanto aquellos convencionalmente asociados a la falta de la energía eléctrica, como aquellos menos explícitos asociados a los esquemas de suspensión del servicio.

Para análisis de bienestar, en los que se haga referencia a las funciones de utilidad de los agentes económicos, es relevante la información del cuadro 1.17, que presenta la disminución del bienestar asociado a cada kWh racionado, en rangos del 5 al 20% de racionamiento. Si se pregunta, por ejemplo, cuál es la confiabilidad óptima del sistema, en un esquema de decisión como el descrito en el numeral 1.5 como problema de la autoridad energética, entonces deberá emplearse la estimación del impacto sobre el bienestar.

Pero en modelos de planeamiento operativo, la información relevante es la contenida en el cuadro 1.18. Ella dice cuánto estaría dispuesto a pagar el consumidor residencial, antes de aceptar el racionamiento. Es un precio de reserva, al que todavía tendría sentido generar, y tomar decisiones con relación a dicho precio es legítimo, tanto si se tiene generación a ese precio, como si no se tiene. Así, si el modelo arroja, en algún momento del tiempo, que se “pone en operación” la planta “de racionamiento”, ello puede hacerse, bien generando a dicho costo, o dejando que el consumidor asuma el kilowatio racionado a ese precio.

APENDICE

NOTA SOBRE LA CONFIABILIDAD DEL SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD

El tema de la confiabilidad del servicio de energía eléctrica puede ser abordado a partir del concepto de incertidumbre. Un servicio es plenamente confiable cuando no hay ninguna

duda acerca de su abastecimiento; los problemas de confiabilidad resultan cuando hay alguna probabilidad de que el servicios sea racionado, bien sea en cortes imprevistos, o en patrones probables de suspensión del servicio.

Un agente racional confrontado a la incertidumbre valora su utilidad como la suma pondera de los estados de utilidad posibles, dadas sus respectivas probabilidades. El consumidor agrega estados de utilidad, y no estados de abastecimiento. Ese hecho hace que, cuando la función de utilidad es cóncava (es decir, cuando la utilidad marginal es decreciente) sea preferible un estado cierto que combine las probabilidades de racionamiento, a una situación incierta en la que el servicio no es confiable.

Para ilustrar tal conclusión, utilizamos la función de demanda estimada de los estratos 1 y 2 de Medellín.

Supongamos que existe una probabilidad del 10% de que tenga que racionarse el consumo en un 10%. Las dos alternativas a evaluar son: la primera, aplicar un racionamiento planeado del 1%, equivalente a la ponderación de los estados posibles; la segunda, prestar el servicio pleno, pero generando cortes imprevistos cuando sea necesario.

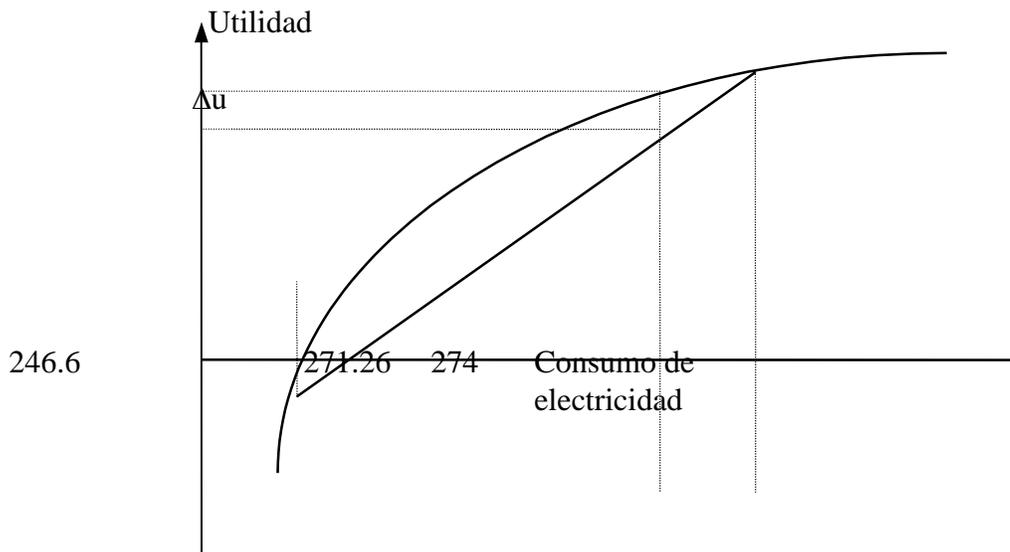
Para una familia típica, con el ingreso medio del grupo, 4 personas en el hogar, el consumo estimado asciende a 273.9 kWh/mes. Si se raciona, de manera programada, un 1%, la pérdida de bienestar sufrida asciende a \$0.90 por KWh racionado.

La situación de incertidumbre requiere, por su parte, hallar la pérdida de bienestar de cada estado posible. El estado de no racionamiento genera pérdidas nulas; el estado de racionamiento del 10%, que se da con una probabilidad del 10%, genera una pérdida de \$300.7. La pérdida pondera asciende, en consecuencia, a \$30.07, que dividida por el racionamiento ponderado, 2.74 KWh, representa \$10.98 por KWh.

El costo de la situación incierta es 10 veces mayor que el costo de la situación cierta.

En conclusión, un hogar sometido al abastecimiento irregular del servicio, con cortes frecuentes de la electricidad, sufrirá un impacto considerablemente superior al que la produciría un esquema previsible de racionamiento equivalente.

Esta diferencia de efecto bien puede ser una medida del costo del servicio no confiable.



Para un consumidor averso al riesgo, la función de utilidad es cóncava, tal como la que aparece en el gráfico. Si existe una probabilidad de 10% de que sea sometido a un racionamiento, su consumo esperado será de 271.26 kWh/mes. Pero la utilidad de tener con certeza este número de kWh es superior a la utilidad de una situación incierta en la que consumiría 274 kWh/mes con una probabilidad del 90%, ó 246.6 con una probabilidad del 10%. En el gráfico, esa diferencia es Δu que es la magnitud de la pérdida de bienestar debida a la baja confiabilidad del servicio, que ha sido medida en dinero en el ejemplo numérico.

2. SECTOR INDUSTRIAL INTRODUCCION

El estudio en el sector industrial se sustentó en la metodología del costeo directo, la cual fue seleccionada por ser la más importante entre las metodologías basadas en encuesta. La muestra se determinó tomando como referencia la Encuesta Anual Manufacturera del DANE y la ubicación de los sectores más representativos como consumidores de energía y generadores de valor agregado. El diseño de la encuesta y el operativo del trabajo de campo se realizó buscando la mayor fidelidad con la metodología planteada y la mayor representatividad sectorial de las empresas objeto de encuesta. Los resultados son consecuencia de la atención puesta en la muestra y los procesos de crítica y corrección llevados a cabo. En el presente informe, presentamos los aspectos más relevantes del trabajo en cuanto a la definición de la metodología, la definición de la muestra, el procesamiento de las encuestas y los resultados mismos.

2.1 Metodología utilizada

Para estimar los costos de interrupción de energía en el sector industrial existen varias metodologías, algunas basadas en información construida con la observación del mercado y estimaciones de cuentas nacionales y otras derivadas de información proveniente de los usuarios por medio de encuesta. Entre las primeras se encuentra la utilización de funciones de producción y la matriz insumo-producto para medir las pérdidas de valor agregado y los efectos intersectoriales, asimismo están las técnicas basadas en el mercado respecto al costo de generación eléctrica, también existe el método de estimar el área bajo la curva de la demanda. El costeo directo y la valoración de contingencia son las más importantes entre las basadas en encuesta. El método seleccionado fue el del costeo directo, instrumentado mediante encuestas, el cual se escogió luego de realizar breve evaluación de la experiencia nacional en estudios previos.

2.2 Los antecedentes en Colombia

En Colombia existe la experiencia de un estudio previo, también mediante encuesta, realizado por SISTECOM-ECONOMETRIA (1986), en el cual se consideraron los efectos de un posible racionamiento programado en seis ciudades del país: Bogotá, Medellín, Cali, Barranquilla, Bucaramanga y Manizales, clasificando la industria por sectores CIU a tres dígitos, incluyendo tres subsectores a cuatro dígitos.

Los costos fueron calculados a partir del valor agregado dejado de producir en el tiempo de racionamiento, el costo de los combustibles para autogenerar y la capacidad de mitigar los costos mediante desplazamiento en la jornada laboral y la autogeneración. Para calcular el costo contemplaron dos tamaños de empresa, grande y el conjunto de la pequeña y mediana, el grado de sensibilidad a la interrupción del servicio, expresado en el carácter interrumpible o no del proceso productivo, y distintas horas y días en función de las curvas de carga.

El estudio definió los costos para la industria como el valor agregado perdido y el mayor consumo intermedio (combustible para autogeneración) necesario para recuperar parte de la producción, mediante la ecuación:

$$CRI = V_i * T_i (1-a_i) + C_i$$

Para determinar el valor agregado (V_i) construyeron matrices con la información de las encuestas, diferenciando horas y días ordinarios y festivos. Se calculó a partir de la producción anual de cada sector, dividiéndola por el número de horas trabajadas durante el año y sumando las empresas que trabajaban durante la interrupción.

El tiempo de producción perdido (T_i) se hizo igual al tiempo de duración de la interrupción en el caso del proceso interrumpible. Cuando el proceso no es interrumpible se dieron dos opciones:

a) en el caso en que el tiempo de corte fuera menor al del proceso, el tiempo perdido se hace igual a la duración del proceso, y

b) cuando el tiempo de corte es mayor al del proceso, entonces, el tiempo perdido se hace igual al número entero superior de procesos equivalentes a la duración de la interrupción.

El factor de recuperación (a_i) recoge las respuesta de la industria a racionamientos planeados. Suponiendo una duración máxima de la interrupción de 7h, en el caso de que la empresa posea una jornada inferior a 17h, $a=1$. En el caso de que la empresa trabaje tres turnos, la mitigación se calcula teniendo en cuenta las posibilidades de autogeneración y recuperación de la producción, y se define como la relación entre la potencia de autogeneración instalada/potencia demandada en el momento de la interrupción del servicio.

Por último, el C_i se obtiene como la cantidad de KWh generados multiplicados por el promedio ponderado de los costos de autogeneración, considerando sólo los combustibles.

Posteriormente, el estudio recibió algunas críticas, de las cuales las más importantes son:

- El cálculo subestima los costos del racionamiento porque sólo contempla los cortes programados, mientras internacionalmente se considera que el costo de los no programados es superior,
- El valor agregado perdido se hizo equiparable a la producción no realizada durante el período del corte sin contemplar el desperdicio en materiales ni el daño en la maquinaria, a pesar de diferenciar entre los procesos interrumpibles y los no interrumpibles, lo cual es explicable por el hecho de estudiar solamente racionamientos programados.

- No se consideran todas las posibilidades de recuperar el producto perdido, concentrando esta alternativa en la capacidad de autogeneración, propia de la gran industria, o en la extensión horaria en las empresas que laboran menos de 17 horas diarias; en ambos casos de sobrestima el costo de la interrupción de energía por cuanto la producción perdida puede ser recuperada intensificando el ritmo de trabajo en la jornada y protegiendo las áreas de mayor dependencia de la electricidad,
- En los costos de mitigación sólo se contemplan los combustibles necesarios para autogenerar energía sin contar con el costo de los mecanismos de autogeneración, ni las horas extras y el desgaste de maquinaria por efectos del desplazamiento del trabajo y el uso intensivo de las maquinas.

2.3 Método del costeo directo

Es el principal método construido bajo la técnica de encuesta, se basa en la identificación sistemática de los diferentes efectos derivados de una interrupción en el suministro de energía de acuerdo a información suministrada directamente por el usuario. Sus mayores posibilidades se dan en el sector industrial donde se pueden obtener mejores registros y se reduce el riesgo de sobre estimación de los costos. Los aspectos contemplados son la pérdida de producto, el daño en equipo y materiales y los costos de ajuste para mitigar las pérdidas.

La pérdida de producto es equivalente al *output* dejado de producir por efecto de la interrupción de la energía, el cual se mide como la diferencia entre el producto esperado y el producto efectivamente obtenido, donde el primero es el output alcanzado bajo condiciones normales y el segundo como resultado del racionamiento. Esta estimación corre el riesgo de resultar sobrestimada en razón de que la disminución del producto puede ser originada por causas distintas a la interrupción de la energía, lo cual hace necesario aislar ese efecto, no incluye los ahorros de insumos no consumidos, para lo cual es necesario diferenciar entre el producto y el valor agregado dejado de producir, y tampoco la capacidad de recuperación del producto perdido, medible a partir de la actitud del empresario para mitigar.

Para aislar el efecto del racionamiento sobre la producción es indispensable establecer un cálculo adecuado del valor agregado bajo condiciones normales y proporcionarlo al tiempo de duración de la interrupción de la energía. La mayor dificultad se encuentra en el hecho de que las empresas no tienen un estimativo de su propio valor agregado y la información disponible es la de ventas y producción. En este caso es necesario extender el interrogatorio hacia los componentes del consumo intermedio para calcular el valor agregado en un período de tiempo en el que se considera que no hubo efectos de las interrupciones de energía. En su defecto, el cálculo del valor agregado se realiza con base en su proporción histórica respecto a la producción.

Al estimar los costos, también se tiene en cuenta si una interrupción genera ahorros en nomina o en la cuenta de la factura de la energía eléctrica y sus respectivos efectos sobre los beneficios perdidos. Igualmente, se consideran los diferentes escenarios de recuperación del producto perdido: el trabajo en horas extras, la utilización de trabajadores adicionales y el uso intensivo de la capacidad instalada, medidos respecto al producto recuperado menos los respectivos costos incurridos.

De esta manera, el producto perdido es equivalente al valor agregado dejado de producir por efecto de la interrupción de la energía menos el ahorro en insumos y el producto recuperado. A su vez, al producto recuperado hay que incorporarle los costos de recuperación relacionados con los mayores gastos de mantenimiento en máquinas, los salarios extras y el pago a los trabajadores adicionales.

Los costos por daños en equipo y materiales tienen mayor dificultad para su cálculo, involucra pérdidas en materiales en proceso, productos semielaborados, limpieza en maquinas y desperfectos en equipos atribuibles a la interrupción en el suministro de energía, para lo cual es necesario aislar ese efecto de los daños generados por otras causas. Las industrias tienen diferente grado de vulnerabilidad respecto a la confiabilidad en el servicio permanente y de calidad homogénea, lo cual obliga a separar entre las industrias con procesos interrumpibles y los no interrumpibles, así como los efectos por las interrupciones no programadas y las programadas.

En los racionamientos y las interrupciones por mantenimiento, las cuales se consideran programadas y previamente anunciadas, se asume que los daños en materiales y equipo no deberían producirse, por cuanto los empresarios habrían tenido tiempo para prepararse y evitar tales desperfectos. En las interrupciones no programadas y los problemas derivados de la calidad del servicio, este tipo de daños tiene mayor posibilidad de presentarse y el grado de vulnerabilidad depende del carácter del proceso.

Por proceso interrumpible se entiende aquel proceso en el cual al suspenderse el suministro de energía se paraliza la producción sin producir daño en los materiales en proceso ni en los equipos, aún cuando el proceso sea continuo. En el proceso no interrumpible, por el contrario, la suspensión del servicio involucra daños en los materiales en proceso y averías en las maquinas, caso de las industrias de plástico y vidrio, que implican costos por pérdidas, limpieza de maquinas, reparaciones extraordinarias y tiempo de reinicio del proceso. En ambos casos es necesario consultar sobre el tiempo de reinicio y posibles averías mecánicas y se afronta el riesgo de recibir información sobrestimada por falta de registros.

Los costos de ajuste son equivalentes a los mecanismos de mitigación respecto a las pérdidas de valor agregado. Las alternativas de mitigación son: la instalación de equipos de autogeneración de energía para emergencias, el cambio en las prácticas de trabajo, la adopción de horarios flexibles y la inversión en equipos más eficientes respecto a la energía o que trabajen con sustitutos a la energía eléctrica.

Para las interrupciones programadas se puede optar por modificar los turnos de trabajo sin costo adicional, en cambio para las no programadas se requiere de otros mecanismos, de los cuales los más eficientes son la incorporación de equipos de autogeneración y la inversión en equipos movidos por fuente energética alterna, cuyo costo será equivalente a la tasa de operación, mantenimiento y depreciación del equipo, el costo por kWh generado o reemplazado y la duración de la interrupción.

A nivel internacional se ha venido complementado la experiencia en estudios sobre costos de racionamiento en el sector industrial en países como Pakistán, Brasil, Canadá y otros, en los cuales se ha consolidado la metodología del costeo directo. Un estudio sobre Pakistán, realizado por Pasha, Ghaus y Malik (1990) es considerado hasta ahora como el más completo desde el punto de vista metodológico, el mismo tiene la doble virtud de haber trabajado sobre las experiencias de racionamientos vividos, no solo sobre expectativas, por lo que los ajustes realizados pueden ser fácilmente identificables, y haber separado los escenarios de interrupciones

planeadas y no planeadas, logrando una estimación de los costos por la agregación de los dos escenarios.

Los costos directos se dividieron en costos de desperdicio y costos de factor ocioso mientras los costos de ajuste o indirectos son resultado de la combinación de la mayor intensidad en el uso de la capacidad instalada, el trabajo en horas extras y los cambios adicionales en la jornada de trabajo.

Por costos de desperdicio (SPC) se entienden las materias primas dañadas, otros insumos perdidos y el valor agregado en el producto perdido, todos ellos en función de la duración, frecuencia e información de la interrupción, planeada o no planeada. En los costos netos de factor ocioso (NIFC) se tienen en cuenta las horas de producción pérdida, durante y después de la interrupción de la energía, ponderadas por el valor agregado esperado y corregido por la proporción de producto recuperable. El mayor uso de la capacidad existente (IVC) fue medido por los mayores costos de reparación y mantenimiento, el costo de la hora extra (OPC) depende del valor de los salarios extras, la importancia de los costos del trabajo y la capacidad de trasladarlos al consumidor, y el costo de los cambios adicionales (ASC) depende de la duración y magnitud del cambio típico.

Los costos directos (CD) son la suma de los costos de desperdicio y los costos netos de factor ocioso. Los costos indirectos o de ajuste (CID) son el resultado de los tres factores de mitigación. Los costos totales de racionamiento (CT) la suma de los directos y los de ajuste:

$$CD = SPC + NIFC$$

$$CID = IVC + OPC + ASC$$

$$CT = CD + CID$$

Esta experiencia fue asumida por Massaud, Shilling y Hernández para medir los costos de las interrupciones (CI) no planeados en Brasil. La metodología utilizada fue la investigación directa, en ella cada consumidor de energía se consideró como una unidad productora que utiliza como insumo la energía eléctrica. El objetivo fue determinar el grado de dependencia del proceso de producción y el uso de la oferta de energía eléctrica.

Las pérdidas en la producción se cuantificaron por el volumen de materia prima dañada, productos no finalizados que pueden perderse, paro en trabajo y capital, y el tiempo necesario para reiniciar la producción.

$$CI: (BIC-RFC+ELC)/(F*ENS)$$

BIC: Costos de factores y materiales perdidos.

RFC: Recuperación de costos de factores por trabajar horas extras.

ELC: Costos de trabajar horas extras.

F: Frecuencia de las interrupciones.

ENS: Energía no ofrecida. El cálculo se hizo suponiendo que el consumo de energía en el período de racionamiento es igual al patrón de consumo observado.

En los estudios más recientes hechos por el "Group research power systems" de Canadá, Tollefson, Billinton, Wacker, Chan y Aweya, el método utilizado es el de las encuestas

combinando la valoración de contingencia con el costeo directo. Hacen preguntas abiertas para entender el tipo de efectos del racionamiento para los consumidores de la industria y el comercio. Construyen información a partir de el número de racionamientos experimentados, el inventario de equipo eléctrico y la posesión de equipo de generación eléctrica e indagan acerca de los riesgos que sufren los negocios y los mejores y peores meses, días y horas, para un racionamiento.

En el sector industrial preguntan el valor monetario de las pérdidas relacionadas con la producción: pago de salarios a trabajadores en paro, pérdida de ventas, sobrecostos, pérdidas de equipo, materiales y productos (durante el corte y tiempo de reinicio), costos de reinicio y daño ambiental, todo ello en función de las diferentes duraciones.

Para medir las variaciones en el costo debido a los diferentes meses, días y horarios, buscan establecer el peor escenario, mes, día y hora, y clasifican a los demás con efectos decrecientes, en función de la menor producción, dándole a cada uno un porcentaje.

Para medir las diferencias de costo con respecto a un racionamiento no planeado, preguntan los porcentajes en que se podrían reducir los efectos del racionamiento si estos fueran planeados, si se dispusiera de información acerca de la duración estimada de los racionamientos y la oportunidad de la misma.

Finalmente, un estudio evaluativo elaborado por la London Economics y presentado al Banco Mundial (1992), recomienda la aplicación de dos métodos alternativos con el fin de elaborar información de chequeo. Se sugiere utilizar el sistema de encuestas con el método de costeo directo, como el más confiable, complementado con el método de valoración de contingencia y, en tercera prioridad, el de las decisiones de mercado.

La sugerencia de utilizar métodos directos proviene del hecho de que, mediciones a partir de la matriz insumo-producto o la estimación de curvas de demanda, se construyen con información no actualizada y, además, no ofrecen una estimación adecuada de la recuperación del valor agregado perdido, mientras la encuesta ofrece información de la empresa de primera fuente y es posible determinar lo que se puede recuperar en valor agregado a partir de las ventas o producción, situación diferente ocurre en el sector residencial donde no se pierde valor agregado sino bienestar.

2.3.1 Características de la encuesta

Con base en las experiencias internacionales, la sugerencia del estudio presentado al Banco Mundial, la solicitud de ISA y la UPME y las recomendaciones del Dr. Sanders, asesor del estudio en curso, se trabajó con la técnica de encuestas y la metodología del costeo directo.

Se contemplaron varios escenarios:

- a) Interrupciones de energía programadas (por mantenimiento o por racionamientos de larga duración) y no programadas;
- b) Procesos productivos interrumpibles y no interrumpibles, diferenciados por las pérdidas en productos en proceso y costos de reinicio, entendidos como costos fijos y declarados en las interrupciones de corta duración;

- c) Diferentes duraciones y frecuencias a partir de las experiencias del racionamiento de 1992 y las interrupciones presentadas en los últimos seis meses;
- d) Diferentes grados de vulnerabilidad a partir del peor escenario, ubicado en mes, día y hora de mayor perjuicio, hasta las situaciones menos vulnerables;
- e) Oportunidad del anuncio de la interrupción;
- f) La disponibilidad a pagar por un servicio en que se le aumente la confiabilidad hasta en un 50% y la disponibilidad a recibir un descuento en la factura por disminución en la confiabilidad del servicio en un 50%, y
- g) La actitud del usuario industrial y/o comercial respecto a la posibilidad de llegar a acuerdos con las empresas y a participar en el mercado libre de energía a la luz de la nueva Ley de Servicios Públicos.

La encuesta consta de tres módulos: la primera parte dedicada a la identificación del usuario e información de carácter general, la segunda para establecer la actitud del usuario respecto a diferentes tipos de racionamientos e interrupciones del servicio y su valoración de contingencia, y la tercera para establecer los costos directos de las diferentes interrupciones.

Los aspectos más importantes del primer modulo se relacionan con establecer el número de contadores del establecimiento, las horas laboradas, el valor producido y el consumo de energía. Se considera que la información sobre el valor agregado generado por el establecimiento puede adolecer de problemas por lo que se propone construir tres estimaciones alternativas: la información directa, el cálculo a partir de la información de costos operativos de la firma y, finalmente, la proporción de valor agregado en la producción subsectorial, de acuerdo a serie histórica proveniente del Anuario Industrial del DANE.

El módulo de actitud del usuario se compone de tres temas complementarios: primero, el reconocimiento del grado de afectación del racionamiento de 1992 frente a otro futuro, identificando el grado de ajuste y preparación; segundo, las experiencias de interrupciones, programadas o no, en los últimos seis meses, su grado de preparación y nivel de satisfacción con la empresa de energía; y tercero, la valoración de contingencia en las modalidades de disponibilidad a pagar y a recibir descuento en la factura para una reducción, o aumento, en la vulnerabilidad del 50%, a partir de su nueva posición negociadora dada la Ley de Servicios Públicos.

El tercer modulo se concentra en la información para establecer los costos directos de las interrupciones de energía. Empieza por establecer la dotación de equipos de autogeneración para uso permanente o de emergencia y sus costos de adquisición y operación; continúa con el establecimiento del peor escenario para la interrupción del servicio y la estimación de los costos por daños en equipos, materias primas, productos en proceso y bienes terminados, así como los costos de reinicio, los ambientales, los de recuperación de producción y de los productos no recuperados, todos ellos ajustados con el nivel de ahorro generado por las interrupciones; sigue con la valoración de la reducción del costo en escenarios menos vulnerables y culmina con los costos intangibles y las necesidades de inversión en equipo.

2.3.2 Ecuaciones utilizadas

La construcción de los costos pasa por la definición de una ecuación general, su desagregación a ecuaciones específicas donde se incorpora cada uno de los elementos del costo y la presentación de algunos supuestos, de carácter técnico, relacionados con la mitigación que hacen las empresas.

a) La ecuación básica

Los costos de una interrupción eléctrica se miden incorporando tres variables, de un lado los costos directos (CD) suministrados por las empresas con base en su experiencia, de otro lado los costos de generación de emergencia (CG) calculados con base en el tipo de equipos y, finalmente, el ahorro en la factura de energía (Ah) equivalente al consumo no efectuado a causa de la interrupción del servicio. Así, la ecuación general es:

$$CT = CD + CG - Ah$$

donde:

$$CD = CF + Cvd$$

$$CG = Cvg$$

o sea:

$$CT = CF + Cvd + Cvg - Ah$$

Los costos directos (CD) se distribuyen entre costos fijos (CF) y costos variables (Cvd), mientras los costos de generación son considerados variables en su totalidad (Cvg). Los costos fijos los reportan las empresas por el solo hecho de ser interrumpido el servicio y son valorados con base en la experiencia (CF), mientras los costos variables pueden ser directos, cuando se originan por la duración de la interrupción (Cvd), o de generación, equivalente al costo de utilizar los equipos de emergencia (Cvg).

Los costos fijos (CF) son aquellos en que incurren las empresas por interrupciones en el servicio de energía, independientemente de la duración del corte. En estos costos se incurre cuando se tienen daños en equipos, pérdidas de productos en proceso y reinicio del proceso productivo, siempre y cuando tengan su origen en el momento de la interrupción y el reinicio de actividades tenga que ver con la limpieza y puesta en marcha de equipos.

Los costos variables (Cvd) reportados por las empresas son aquellos en que se incurre en función de la duración del corte. Entre ellos están los costos por recuperar producción, los de productos no recuperados, el lucro cesante, la mano de obra inactiva y las materias primas y bienes terminados que se dañen, especialmente los refrigerados que dejan de recibir el soporte eléctrico, se descongelan y no pueden volver a congelarse.

Es necesario aclarar, que las pérdidas por productos en proceso y el reinicio de la producción tienen diferente connotación según el tipo de empresa y proceso productivo. Para algunas empresas, la interrupción del servicio eléctrico genera costos automáticos en el proceso y obliga a costos de reinicio relacionados con limpieza y readecuación de equipos, en cuyo caso se consideran como costos fijos, mientras, para otras empresas la interrupción genera unos costos automáticos derivados del corte del fluido eléctrico y otros por efecto de la duración, caso de las empresas que deben recalentar equipos y su enfriamiento se produce

lentamente, en cuyo caso las pérdidas automáticas constituyen costos fijos y los dependientes de la duración son costos variables.

Los costos de generación (Cvg) incluyen la operación, mantenimiento y depreciación de los equipos de emergencia, utilizados para mitigar la pérdida de energía, y se consideran variables por depender de la duración de la interrupción. No existe homogeneidad en el tratamiento de la información, por parte de las empresas, respecto a los costos en que ellas incurren para las labores de operación y mantenimiento de los equipos de emergencia, por tal razón, se asumen algunos supuestos técnicos, que se presentan más adelante, para efecto de calcular estos costos.

El ahorro en la factura del servicio de energía (Ah) equivale al costo de la energía dejada de suministrar. En caso de que la empresa no incurra en costos de interrupción por efecto del desplazamiento de la producción a otro momento, se considera nulo el ahorro, por cuanto la empresa consumirá esa energía más adelante. Para efectos de los costos, el ahorro en la factura se deducirá de los costos directos, cuando la empresa incurra en ellos o realice mitigación con los equipos de emergencia.

b) Ecuaciones específicas

Las ecuaciones utilizadas para estas estimaciones son:

1) Costos Fijos

Como se menciona anteriormente, los costos fijos solamente incluyen los reportados directamente por las empresas como consecuencia de las pérdidas en proceso, daños en equipo y el reinicio de la producción inherente a limpieza y puesta en marcha de equipos, cuyo valor promedio por empresa (CF) aparece en el Cuadro II-4 columna 2, este dato también se presenta ponderado por la energía comprada por cada empresa en la columna 3 (CF POND).

$$CF = DE + PPD + RP$$

donde:

DE = Daño en equipos

PPD = Productos en proceso dañados

RP = Reinicio de la producción.

Los costos fijos CF representan los costos en que incurre automáticamente una empresa por el hecho de sufrir una interrupción imprevista en el suministro de energía. La misma equivale a la pérdida de potencia y se expresa en el costo de una interrupción independientemente de la duración de la misma. Cuando la interrupción es anunciada, este costo es nulo en razón a que la empresa está preparada para asumir el proceso con la planta de emergencia o para realizarlo en otro momento.

El costo por unidad de KW (CFme) no suministrado relacionado con la pérdida de potencia debe ser normalizado por la potencia pico. Dado que este dato no fue suministrado por un elevado número de empresas, se optó por normalizar los costos fijos por los kW que consume la industria en una hora es decir por la potencia media (división entre el consumo

anual en kWh de la empresa y las horas laboradas en el año). Los resultados de los CF/KW aparecen en la columna 4 y los costos fijos por KW ponderados por el consumo de energía (CF/KW pond) aparecen en la columna 5.

$$CFme = CF / \text{potencia media (KW)}$$

2) Costos Variables

Los costos variables dependen de la duración de la interrupción (i), se originan en factores de costo directo (Cvd) o de mitigación (Cvg) y se le deduce el ahorro en la factura (Ah) cuando este existe.

$$CVi = Cvdi + Cvgi - Ah$$

- Los costos variables directos (Cvd) son:

$$Cvdi = RPi + PNRi + LCi + MOIi + MPDi + BTDi + PPDdi + RPdi$$

donde:

i = Duración de la interrupción.

Rpi = Recuperación de la producción en el período i.

PNRi = Producción no recuperada (valor agregado) en el período i.

Lci = Lucro cesante en el período i.

MOIi = Mano de obra inactiva en el período i.

MPDi = Materias primas dañadas en el período i.

BTDi = Bienes terminados dañados en el período i.

PPDdi = Productos en proceso dañados dependiendo de i.

RPdi = Reinicio de la producción dependiendo de i.

Para todos los ítems, los costos son suministrados directamente por las empresas de acuerdo a su experiencia. La producción no recuperada se corrige por el respectivo valor agregado sectorial, en razón de que la información suministrada por la empresa es equivalente al valor que se podría producir sin tener en cuenta el costo de los insumos que no sufren deterioro. Las encuestas de la muestra demostraron que pueden presentarse varias situaciones: primero, que las empresas no registren costos directos, segundo, que registren de algunos ítems y, tercero, que registren de todos los ítems. En el primer caso, la empresa tiene equipo de emergencia o desplaza el trabajo para otro momento, el segundo caso es el más corriente y el tercero excepcional.

- Los costos de mitigación son:

$$Cvgi = Oi + Mi + DPRi$$

donde:

i = Duración de la interrupción.

O_i = Costo de operación del equipo de emergencia en el período i .

M_i = Costo de mantenimiento del equipo de emergencia en el período i .

DPR_i = Costo de depreciación del equipo de emergencia en el período i .

Dada la falta de homogeneidad y deficiente información suministrada por las empresas, los costos de mitigación o generación se calcularon bajo supuestos relacionados con el tipo de equipos, capacidad, vida útil, consumo y costos de mantenimiento esperados.

- El ahorro en la factura se mide así:

Ah = Ahorro por lo que se deja de pagar a la empresa de energía durante el corte de duración i . Se asume una tarifa de \$90/kWh

$$Ah_i = \$90 * kWh_i$$

El total de los costos variables promedio por empresa (CV) aparece en la columna 6, mientras los costos variables promedio por empresa ponderados por el consumo de energía (CV POND) aparecen en la columna 7.

Los costos variables unitarios (CVme) se obtienen normalizando los costos variables totales por los kWh que dejó de recibir la empresa durante la interrupción de duración i ; los kWh no servidos se calculan así:

$$CV_{mei} = CV_i / kWh_i$$

donde:

$$kWh_i = (\text{Consumo anual de kWh de la empresa} * i) / (\text{horas laboradas} * 60)$$

El costo variable unitario (Cvme), o costos variables por kWh no servido (CV/KWH NO SERV) aparece en la columna 8, mientras los costos variables por kWh no servido ponderados por el consumo de energía de cada empresa aparecen en la columna 9 (CV/KWH POND).

La fracción $i/60$ que aparece en los anteriores componentes del costo variable, se utiliza para determinar la proporción de costo en las distintas duraciones de los cortes.

3) Costos totales

El costo total de una interrupción es equivalente a la sumatoria de los costos fijos y los costos variables correspondientes a la duración i . En la columna 10 se presenta el costo total promedio por empresa, como la suma de las columnas 2 y 6, en pesos corrientes de 1996. El costo total promedio por empresa ponderado por el consumo de energía de cada empresa se presenta en la columna 11, siendo este costo el verdaderamente representativo para los resultados del estudio.

$$CT_i = CF + CV_i$$

El costo unitario (Cme) o por kWh no suministrado se presenta en las columnas 12 y 13. Es equivalente al costo total promedio por empresa de cada interrupción dividido por la

energía dejada de suministrar en el intervalo de tiempo de la interrupción. En primera instancia se obtiene el costo por unidad de KWh dejado de suministrar (columna 12) y, en segunda instancia, se pondera por el consumo de energía de cada empresa y se obtiene el costo por unidad de KWh ponderado (columna 13), el cual es, también, el más representativo para el objeto del estudio.

$$C_{mei} = C_{Ti} / KWh_i$$

Con esta metodología se hace el cálculo para cada empresa, en el peor escenario posible, luego se promedia por tamaño de las empresas para cada duración de la interrupción. Asimismo, se presentan los resultados diferenciados por ciudad, por tipo de proceso, por CIU y por comportamiento de las empresas respecto a mitigación. Posteriormente, se establecen los porcentajes de reducción para otros escenarios de menor perjuicio y para las interrupciones anunciadas.

Para efectos de presentación de los resultados la industria se dividió por el grado de consumo de energía, con base en las 482 empresas que ingresaron a los cálculos finales, independientemente de si la energía es comprada, autogenerada o cogenerada, bajo el siguiente criterio:

- Grandes consumidores, aquellas que consumen más de 5 gigawatios en el año, corresponden 142 empresas, las cuales coinciden con el hecho de ser grandes empresas y consumidores importantes de energía.
- Medianos consumidores, empresas que consumen entre 1 y 5 gigawatios anuales, corresponden a 97 empresas igualmente importantes en tamaño de empleo aunque menos intensivas en energía.
- Pequeños consumidores, empresas que consumen menos de un gigawatio anual, 243 establecimientos industriales en los que coincide el criterio de ser menos importantes por tamaño de empleo y aún menos intensivas en el uso de energía, en general se asimilan al segmento de pequeñas y medianas empresas o Pymes.

c) Tipo de equipos de emergencia y cálculo de costos

La encuesta reveló la presencia de cinco tipos de equipos de generación: a gasolina, diesel, vapor, gas e hidroeléctricas. Los más comunes son los tres primeros, para los cuales, de acuerdo a las experiencias de vendedores, instaladores y profesionales en su mantenimiento, se utilizan los siguientes supuestos:

i) Para equipos de gasolina:

- La capacidad máxima de los equipos es de 20 kW.
- La vida útil de los equipos menores de 5 kW es de 1500 horas y entre 5-20 kW es de 3.000 horas.
- El costo de operación es de \$90/KWh.
- Trabajan en promedio a un 85% de su capacidad.

ii) Para equipos diesel:

- Tienen capacidad mayor a 20 KW.
- La vida útil de los equipos entre 20-500 kW es de 12.000 horas y de los mayores de 500 kW es de 15.000 horas
- El costo de operación en equipos menores de 100KW es de \$85/KWh, entre 100 y 500 KW es de \$75/KWh y para los mayores de 500 KW de \$70 KWh.
- Trabajan en promedio a un 85% de su capacidad.

Para los equipos de gasolina y diesel, el costo de adquisición se calculó con referencia a los precios actuales así: para los equipos de menos de 15 años de uso como un 60% del costo actual de un equipo nuevo, mientras, para los equipos de más de 15 años como un 40% de su costo actual nuevo. En todos los casos, el costo de mantenimiento se hizo equivalente a un 7% anual sobre el costo de adquisición.

En los equipos a vapor se incorporaron solamente aquellos que son utilizados para generar energía, en cuyo caso en las empresas existen procesos de cogeneración y se aceptaron los costos suministrados por las respectivas empresas. Igual sucede con las que poseen plantas hidráulicas y las que no compran energía.

Los costos de operación (O_i) del equipo de emergencia durante un tiempo i se calculan teniendo en cuenta la capacidad del equipo, asumiendo su utilización máxima al 85% de su capacidad, y el costo estimado de operación por kWh.

$$O_i = \$KWh * (KWh_i * 85\% \text{ capacidad planta})$$

Los costos de mantenimiento (M) anuales se estiman como un 7% del costo de adquisición del equipo. Se asume que el mantenimiento se realiza para tener el equipo de generación en buenas condiciones durante las horas que labora la empresa, por lo tanto, el costo de mantenimiento por hora equivale al costo del mantenimiento anual dividido por las horas laboradas por la empresa. Para el calculo en el tiempo i se estiman como:

$$M_i = (\text{Costo de Adquisición} * 0.07) * i / (\text{horas laboradas por la empresa} * 60)$$

El costo de depreciación (DPR) se estima como la proporción del costo de adquisición equivalente a la duración de la interrupción en relación con la vida útil del equipo. Para la unidad del tiempo de la interrupción i se calcula así:

$$DPR_i = (\text{Costo de adquisición} * i) / (\text{Vida útil del equipo} \text{ hr} * 60)$$

2.4 Definición de la muestra y procesamiento

2.4.1 Criterios para definir la muestra

De acuerdo a la propuesta presentada y teniendo en cuenta la restricción presupuestal, la muestra industrial fue de 500 empresas distribuidas en ocho áreas metropolitanas, la sabana de Bogotá, la región boyacense, el Valle del Cauca y la localización puntual de empresas como Cerromatoso (Montelibano), Ecopetrol (Barrancabermeja) y Cementos Diamante (Ibague). Para

la distribución de la muestra se tomaron en cuenta las principales características del sector industrial, respecto al consumo de energía y al valor agregado, reflejados en los resultados de la Encuesta Anual Manufacturera de 1990, la última disponible con información desagregada al momento de iniciarse este trabajo, ellas son:

- a) En la industria colombiana, ocho subsectores se revelan como altamente intensivos en energía: azúcar, tejidos de algodón, pulpa de papel, sustancias químicas, resinas sintéticas, refinerías de petróleo, cemento e industrias básicas de hierro y acero, las cuales, de acuerdo al Anuario Industrial de 1990, disponen de 321 establecimientos que consumen el 57.6% de la energía industrial y generan el 22.4% del valor agregado sectorial. Esto implica que en estas industrias se haya concentrado la mayor muestra de inclusión forzosa como grandes consumidores.
- b) El consumo de energía revela, a su vez, un grado de concentración mucho más elevado que el que existe respecto al valor agregado en las grandes empresas, así en los 138 establecimientos que ocupan más de 500 trabajadores, se consume el 51% de la energía industrial y se genera el 41.5% del valor agregado sectorial; al agregar un segundo segmento, las 366 empresas que ocupan entre 200 y 500 trabajadores, que corresponden al resto de la gran industria nacional, consumen el 24.8% de la energía industrial y generan el 25.8% del valor agregado; de tal manera que la gran industria, 504 establecimientos, consume el 75.8% de la energía y genera el 67.3% del valor agregado. Las más grandes empresas, con más de 500 trabajadores, fueron incluidas como muestra de inclusión forzosa acompañadas de una muestra aleatoria del segundo segmento, empresas entre 200 y 500 trabajadores.
- c) Simultáneamente, existe elevada concentración regional, mucho más marcada para el valor agregado que para el consumo de energía, en razón de la localización de empresas importantes por fuera de las áreas metropolitanas. El 56.1% del consumo de energía se realiza en empresas localizadas en las ocho áreas metropolitanas, esta proporción aumenta al 96% cuando se extiende el área a los respectivos departamentos, especialmente en Cundinamarca, Valle y Antioquía, y se incluye Boyacá, donde se localiza Acerías Paz del Río, Córdoba, con Cerromatoso, y Tolima. Por contraste, el valor agregado en las áreas metropolitanas es del 77.4% del país, que se extiende hasta el 95.8% al incluir los departamentos enunciados. Dado que la consolidación industrial en Colombia se concentra en las ocho áreas metropolitanas, las zonas periféricas y el departamento de Boyacá, la muestra se concentró con esa distribución geográfica e incluyendo, de manera puntual, desplazamientos a Montelibano, Barrancabermeja e Ibagué con el objeto de capturar información de Cerromatoso, Ecopetrol y Cementos Diamante.
- a) El costo de la interrupción en el suministro de energía se mide por el valor agregado perdido, de tal manera que el costo por kilovatio dejado de producir es directamente proporcional al nivel de utilización de la energía, medida por la relación VA/kWh. Visto desde este punto de vista, los sectores menos intensivos en

energía son aquellos que tienen mayor nivel de productividad por el insumo y mayor capacidad de recuperación, las industrias de tabaco, otros productos químicos y bebidas, mientras los sectores intensivos en energía asumen pérdidas mayores por el volumen de energía consumida por hora. La muestra cubre ambos segmentos, de tal manera que permita medir los costos para los grandes consumidores, que están mejor preparados para hacer mitigación, y los del disperso mundo de los pequeños y medianos productores, los 7.030 establecimientos de menos de 200 trabajadores, que consumen el otro 24.2% de la energía y generan el 32.7% del valor agregado.

Con base en las anteriores características y buscando la mayor cobertura de la muestra, se proporcionó el tamaño de la misma, 500 establecimientos industriales, con base en la participación sectorial y regional en la generación de valor agregado. Desde el punto de vista del objeto del trabajo se consultaron dos criterios para distribuir la muestra: el valor agregado y el consumo de energía.

Como el costo de la interrupción del servicio se mide por el valor agregado dejado de producir y no por la energía dejada de usar, se consideró conveniente tener una muestra distribuida por la participación sectorial en el valor agregado, de tal manera que cubra tanto empresas intensivas en energía como aquellas donde no lo es. En cambio, al proporcionar por el consumo de energía, la muestra se concentraría en los establecimientos intensivos y se tendría baja cobertura de los demás.

Para la muestra se consideraron dos estratos, por un lado los establecimientos de inclusión forzosa y, por el otro, los de muestreo aleatorio. Entre las de inclusión forzosa se encuentran las empresas más grandes del país, incluye empresas intensivas en energía y empresas que generan el mayor valor agregado industrial, aunque sean menos intensivas en energía, que se encuentran distribuidas en todos los sectores industriales y representan, en conjunto, el 51% del consumo de energía. Para el resto de la industria se realizó muestreo aleatorio sobre las empresas localizadas en los departamentos seleccionados, distribuida la muestra en proporción al valor agregado sectorial y regional, en la asignación se otorgó prioridad a aquellas empresas que también figuran en la lista de grandes consumidores, por lo que, en el caso de los ocho subsectores de mayor consumo y pocos establecimientos la muestra se concentró en empresas grandes consumidoras de energía, caso de las siderúrgicas, cementeras y laboratorios químicos.

Para la selección de las empresas de inclusión forzosa se colocó una cota en las empresas que, según el DANE, tenían más de 500 trabajadores en 1990, la cual arrojó 137 establecimientos. Dicha lista se confrontó con un informe de 270 grandes consumidores de energía, suministrado por ISA. En los dos listados se interceptan 91 establecimientos, los cuales, al incorporar otras dependencias de Coltejer, Avianca, Zenú y tener en cuenta a Ecopetrol, asciende a 99 establecimientos. Las otras empresas, son grandes productores e importantes consumidores pero no alcanzan a quedar incluidos entre los grandes consumidores, y siguen siendo representativas de las actividades menos intensivas en energía.

Para efectos de la muestra se consideró encuestar a 120 de esas grandes empresas, dejando un grupo de 17 como reemplazo, algunas de ellas se excluyeron por estar localizadas en áreas geográficas diferentes a las seleccionadas o por encontrarse en procesos de liquidación. En los casos de grandes empresas en los cuales se presentó rechazo, se sustituyó por una empresa localizada en el segundo segmento de empresas grandes, de tal manera que siguiera siendo representativa de la gran industria.

Otros establecimientos incluidos en la lista de grandes consumidores tienen el común denominador de involucrar el resto de empresas importantes de los sectores altamente intensivos en energía, como las siderúrgicas, las cementeras, los ingenios de caña de azúcar, las papeleras, otras textiles, químicas y establecimientos de Bavaria. Al distribuir el tamaño de la muestra por subsectores industriales, los sectores altamente intensivos tienen una muestra importante, por fuera de los de inclusión forzosa, para lo cual el criterio prioritario fue el de los grandes consumidores localizados en las áreas geográficas seleccionadas.

Para la distribución de la muestra por sectores se aplicó el criterio de participación en el valor agregado, con restricciones para los sectores monopólicos o duopólicos, en cuyo caso el peso del valor agregado deja un tamaño de muestra superior al número de empresas existentes en el país. Por la alta concentración y la presencia de empresas multiestablecimientos, se consideró incorporar como de inclusión forzosa a Ecopetrol, por el sector de refinación de petróleo, la Compañía Nacional de Tabaco, en sus dos sedes, por el sector tabacalero, y las empresas de cervezas en las ciudades involucradas. Luego de separar a estos sectores se distribuyó la muestra, las otras 488 empresas, proporcionalmente a la generación de valor agregado sectorial y regional. En este último caso se incluyeron a Cerromatoso y Cementos Diamante de Ibagué como empresas aisladas, representativas de sus respectivos sectores industriales y por fuera de las principales áreas industriales del país.

Para la distribución sectorial y regional se tomaron las empresas en el siguiente orden: prioritariamente las de inclusión forzosa, en segundo lugar se seleccionaron algunos de los grandes consumidores y, finalmente, el resto, aleatoriamente, con base en el directorio industrial del DANE y los respectivos directorios industriales de cada ciudad. La distribución por ciudades y sectores industriales se encuentra en el cuadro 2.1.

2.4.2 Procesamiento de la información

El trabajo enfrentó dos tipos de dificultades, unas relacionadas con el operativo en sí mismo y otras con la calidad de la información obtenida.

a. Dificultades relacionadas con el operativo del trabajo de campo.

Se relacionan a continuación algunas de las dificultades afrontadas en desarrollo del trabajo de campo:

- Desaparición de algunas de las empresas incluidas en los listados con base en la información de la Encuesta Anual Manufacturera del DANE.
- Cambio de razón social o de propietarios de algunas empresas, fusión entre empresas, razón por la cual disponían exclusivamente de información reciente.
- Algunas empresas al conocer las características del estudio manifestaron que toda su información era de carácter confidencial y se negaron a colaborar.
- Desconfianza para suministrar información contable y financiera. En algunos casos se obtuvo parcialmente, en otros se negaron totalmente a suministrarla.

- Falta de disponibilidad de información sistematizada.
- Dispersión de la información en diferentes dependencias de la misma empresa, razón por la cual fue necesario realizar varios contactos para completar la encuesta.
- Demora en la consecución de la información debido a que en algunos casos, los funcionarios debían pedir autorización a las instancias directivas para suministrar la información.
- En algunas empresas colaboraron en la primera cita en la cual se diligenciaba máximo el 30% de la encuesta y posteriormente se negaron a continuar colaborando, Estas se consideraron encuestas no recuperables porque la información relevante no fue suministrada y fueron reemplazadas.

b. Dificultades relacionadas con la calidad de la información.

En proporción superior al 80%, las encuestas presentaron por lo menos una de las siguientes dificultades relativas a la información. En todos los casos se hizo crítica rigurosa y se procedió a localizar información de reemplazo o a recalcular la suministrada.

i) Información acerca del consumo de energía y su valor

Algunas de las empresa industriales, particularmente las pequeñas, no tienen un registro periódico de ésta información y escasamente suministran los datos de la última factura, razón por la cual es necesario realizar cálculos adicionales para registrar en la encuesta la respuesta de las preguntas 15 y 16. En otros casos, suministran el dato del último año y por tanto debe realizarse la respectiva conversión de datos. En los casos en los que no fue posible obtener dicha información se le solicitó a las empresas de energía, previa la entrega de listados de establecimientos y empresas encuestadas.

ii) Características y costos de los equipos de generación

Algunos de los encuestados, particularmente en aquellas empresas o establecimientos en los que no existe dependencia de “Mantenimiento eléctrico” o “Servicios Generales”, no conocen los datos solicitados en la pregunta 41, relativas a las características de los equipos de generación de energía en cuanto al tipo de equipos, capacidad de generación, uso (temporal, permanente), costos de adquisición, operación y mantenimiento. En la mayor parte de los casos no tienen información confiable, por no llevar registros, sobre los costos de operación y mantenimiento. En todos los casos se trató de identificar los equipos con el fin de construir un modelo que permitiera hacer los cálculos respectivos bajo las condiciones y precios de mercado actuales.

iii) Costo de las interrupciones en el suministro de energía

La información solicitada en la pregunta 45, acerca de la duración de las interrupciones del suministro de energía y las implicaciones que ello tiene en cuanto a costos por daño en materias primas, materiales en proceso etc, fue la más difícil de obtener dado que las empresas no llevan un registro de ello. Con excepción de grandes empresas organizadas, que llevan sus

registros al día, en proporción importante de las pymes se obtuvo un estimativo de costos totales sin desagregarlo por rangos de duración de la interrupción ni por tipo de costo. En todos los casos fue necesario revisar y criticar esta respuesta puesto que es la más importante para el objeto del trabajo, diferenciando entre los procesos que generan costos fijos y el resto y asumiendo los costos variables incrementales.

iv) Información contable

La información contable solicitada en las preguntas 12,13 y 14 es catalogada como confidencial, incluso por grandes empresas, y constituyó la mayor causal de rechazo en el operativo del trabajo de campo. Esta información fue necesario construirla a partir de fuentes alternas, tales como la información proveniente de las Cámaras de Comercio y otras entidades, quedando supeditada a datos de producción o ventas, tal y como aparece en los balances.

v) Conversión de datos

Como consecuencia de la crítica de la información suministrada se hizo necesario recalcular datos, particularmente los referidos a las preguntas de costos (36, 41,45), a información contable (12 a14) y al consumo y valor de energía (15,16). En la mayor parte de los casos se trata de convertir datos mensuales en anuales, pasarlos a precios del mismo año o unificar unidades de medida (\$ en miles, consumo en kw, costos de operación y mantenimiento anuales)

2.5. Resultados del trabajo

2.5.1 Cobertura de la muestra

Para el sector industrial se diligenciaron 500 encuestas, de las cuales 482 pudieron ser procesadas e incorporadas a los cálculos, es decir, el 96.4% de las encuestas fueron efectivas. Las otras 18 encuestas fueron excluidas de los cálculos, más no de las referencias cualitativas, en razón de inconsistencias presentadas en algunas o varias de las siguientes razones: los costos reconocidos por las empresas son muy elevados e inconsistentes respecto al tamaño de la empresa y su producción, la empresa reconoce la existencia de planta de emergencia y costos directos elevados o el consumo de energía declarado no corresponde al de actividades de la misma naturaleza.

El impacto de las interrupciones de energía fue sentido por las empresas de la muestra, las cuales sufrieron 1.126 programadas y 8.870 no programadas durante los seis meses precedentes a la recolección de la información (cuadro 2.2). En vista de que la información no fue recolectada simultáneamente en todas las empresas, debe entenderse de que en un período de seis meses el sector industrial encuestado tuvo un total de 9.996 interrupciones de energía con un promedio de 2,3 programadas y 17,8 no programadas por empresa, para un total promedio de 20,1 interrupciones en los seis meses o 3,35 por mes.

Las interrupciones no programadas son las más recurrentes, se presentaron 7.9 nueve veces más que las programadas, mientras las de corta duración son las más comunes, así mientras una empresa sufrió en promedio 8.3 interrupciones menores de cinco minutos, estas se presentaron como no programadas 13.8 veces más que las programadas, frecuencia que se reduce en la medida que las interrupciones son de mayor duración, siendo 9 veces más las de hasta media hora, 8.9 veces las de una hora, 3 veces las de cuatro horas y 1.1 veces las de más de cuatro

horas. Solamente en las interrupciones largas se encontró equilibrio entre las programadas y las no programadas, aunque estas últimas fueron mayores, reflejando que el mayor problema se encuentra en la frecuencia con que se dan interrupciones imprevistas, sobre las cuales las empresas consumidoras incurren en los mayores costos.

Entre las empresas finalmente incorporadas a los cálculos se encontraron cuatro tipos de situaciones, identificadas en el escenario de más de cuatro horas en el que se presentan todos los costos que puede tener una empresa:

- a. Empresas con planta de emergencia y sin costos variables directos, contabilizadas 119 efectivas en la muestra, en cuyo caso las plantas satisfacen las necesidades de energía y los costos variables por este concepto equivalen a cero ($C_{vd} = 0$), mientras los costos de una interrupción de energía son equivalentes a los costos fijos, en el caso en que se presenten, más los costos de generación menos el ahorro en la factura de energía, o sea: $C_{vg} > 0$ y $A_h > 0$, por lo tanto $CT = CF + C_{vg} - A_h$. En este segmento 29 empresas declararon tener costos fijos, originados en la presencia de un incidente de interrupción del servicio que la planta de emergencia no logra neutralizar, en el sentido de que ésta entra a funcionar después de la interrupción. Así mismo, las otras 90 empresas declararon no incurrir en costos directos.
- b. Empresas sin planta de emergencia y con costos directos, contabilizadas 159 efectivas en la muestra, en cuyo caso los costos de una interrupción equivalen a los declarados por la empresa menos el ahorro en la factura de energía, es decir que: $C_{vg} = 0$, $C_{vd} > 0$ y CF en las que se presenten, por lo tanto $CT = CF + C_{vd} - A_h$. En este segmento 87 empresas declararon algún costo fijo, especialmente por daños en equipos, mientras las otras 72 no sufren este tipo de costos. Este segmento es el más vulnerable a las interrupciones porque dependen de la confiabilidad en el buen servicio prestado por las empresas distribuidoras de energía, entre las que sobresalen 13 grandes y 14 medianos consumidores, entre ellas 7 cogeneradoras de energía, para las cuales la capacidad de generación no supe las necesidades de compra de energía, y la planta de emergencia requerida representa una inversión demasiado grande, aparte de las anteriores empresas las demás son del segmento de pymes.
- c. Empresas con planta de emergencia con capacidad insuficiente y presencia de costos directos equivalentes a la producción no recuperada con la mitigación, contabilizadas 181 efectivas en la muestra, en cuyo caso los costos variables directos y los de generación son positivos, el costo de una interrupción es equivalente a la suma de los dos costos más los fijos, cuando se presentan, menos el ahorro en la factura de energía, es decir que: $C_{vd} > 0$ y $C_{vg} > 0$, por lo tanto $CT = CF + C_{vd} + C_{vg} - A_h$. En este segmento 100 empresas declaran tener costos fijos mientras las demás 81 solamente incurren en los costos variables.
- d. Empresas sin planta de emergencia y sin costos directos, contabilizadas 23 efectivas en la muestra, en las cuales cuando hay una interrupción de energía se

reassignan labores hacia actividades que no requieren del fluido eléctrico y se reanudan las que lo requieren cuando regresa la luz, en cuyo caso los costos variables son nulos y no existe ahorro en la factura puesto que el consumo se traslada a otro momento, es decir que: $C_{vd} = 0$, $C_{vg} = 0$ y $A_h = 0$, por lo tanto $CT = 0$ o $CT = CF$ cuando se presentan costos fijos. En este segmento 8 empresas declararon haber incurrido en algún costo fijo, por lo tanto solamente 15 empresas de la muestra revelaron no tener costos por una interrupción de energía, todas ellas Pymes, caso de empresas menos intensivas en energía y con una dosis elevada de trabajo manual, realizado a la luz del día y sin trabajo nocturno.

De las 482 encuestas efectivas, la muestra se distribuyó así: a) 142 grandes empresas consumidoras de energía, con 4.955,7 gigas durante 1996, de las cuales compran el 67.03% y augeneran el resto; b) 97 empresas medianas consumidoras de energía, con 254.4 gigas en el mismo año, de las cuales compran el 92.8% y c) 243 pequeños consumidores, con 57.1 gigas, de las cuales compran el 97.3%. Para el conjunto de la muestra la energía comprada correspondió al 68.6% de la consumida. En adelante, los resultados se examinarán más en relación con esta clasificación que con la de tamaño que se presenta a continuación.

Por tamaño, tomando el empleo como variable, la distribución se modifica así: 117 empresas con más de 500 trabajadores que consumieron 3.751.8 gigas, de las cuales compraron el 58.7%; 115 empresas entre 200 y 499 trabajadores que consumieron 1.142.1 gigas, de las cuales compraron el 96.2%; y 250 empresas con menos de 200 trabajadores, propio de la pequeña y mediana empresa o Pymes, que consumieron 373.3 gigas, de las cuales compraron el 83.2%. Entre las dos distribuciones la principal variación se presenta en relación con el número de empresas incluidas como grandes consumidores y como grandes empresas por tamaño de empleo, donde son más las grandes consumidoras (142) que las grandes empresas (117), lo cual repercute en la disminución del segmento de medianas consumidoras respecto al nivel intermedio por tamaño de empleo.

La muestra efectiva consumió 5.267.3 gigas de energía durante 1996, lo que equivale al 47.4% de la energía consumida por el sector industrial durante 1995, lo cual revela el elevado grado de representatividad de la muestra. Así mismo, el grupo de las grandes empresas, por tamaño de empleo, demandaron el 71.2% de la energía de la muestra, correspondiendo al esfuerzo de llegar al máximo número de empresas del segmento de los grandes consumidores, los cuales consumen el 51% de la energía industrial, según el Anuario Industrial del DANE para 1990 y 1991. Si el segmento se entiende como grandes consumidores, estos corresponden a mayor número de empresas, las cuales consumieron el 94.1% de la energía de la muestra.

En el grupo intermedio, empresas grandes entre 200 y 499 trabajadores, el consumo fue del 21.7% de la muestra, segmento que, según el DANE, consume el 25% de la energía industrial, mientras el grupo más numeroso de pequeñas y medianas empresas, menos intensivas en energía, solamente demandó el 7.1% de la energía de la muestra. En el caso de las pymes, la porción de energía incorporada en la muestra es inferior a su participación en el conjunto de la industria, dado que, según el DANE, ellas consumen, aproximadamente, el último 24% de la energía industrial, no obstante, la muestra representa al equivalente del 29.6% del consumo de esta franja de empresas. Considerando el nivel de consumo, los medianos consumidores gastaron el 4.8% de la energía de la muestra mientras los pequeños solamente el 1.1%. Para los esfuerzos

del trabajo, la muestra cubre los tres segmentos de tamaño identificados previamente mientras, para mayor riqueza de los resultados, estos se presentan a partir de los niveles de consumo.

Igualmente, hay que resaltar la presencia de un importante equipo de emergencia en el sector industrial (cuadro 2.3). En el conjunto de las 482 encuestas efectivas, se encontraron equipos de gasolina con una capacidad acumulada de 265 kw, mientras las plantas diesel acumulan 270.254 kw. De estas últimas, el 67.3% es propiedad de las grandes empresas consumidoras, el 25.4% lo tienen las medianas consumidoras y el 7.2% las pequeñas, mientras en las de gasolina, las pequeñas poseen el 67.9% de la capacidad declarada y las grandes no las utilizan.

En la muestra aparecen 307 empresas con equipo de generación o emergencia, de las cuales solamente 300 poseen planta de emergencia, distribuidas así: 129 grandes, 83 medianos y 95 pequeños consumidores. Así mismo, 182 empresas no poseen planta de emergencia, de las cuales 13 son grandes, 14 medianos y 148 pequeños consumidores. Hay que destacar que 7 empresas cogeneradoras no poseen planta de emergencia y dependen de las empresas de energía en la porción que les compran, mientras otras 20 empresas, entre grandes y medianos consumidores, manifiestan depender en absoluto de las empresas distribuidoras de energía al no poseer planta de emergencia y considerarla una inversión muy elevada, dados sus niveles de consumo.

No obstante que los grandes consumidores están mejor dotados en equipos de emergencia, estas empresas reflejan el nivel más bajo de cobertura de tales equipos, estos solamente respaldan el 32% de las necesidades de energía comprada, mientras el nivel mayor de respaldo se encuentra en el segmento de medianos consumidores con el 69.5%, en tanto que las pequeñas se localizan a un nivel intermedio, con el 42% de respaldo; así mismo, para la muestra industrial, el nivel de respaldo de las plantas de emergencia llega al 34.6%. Desafortunadamente, el mayor nivel de respaldo evidenciado en los pequeños consumidores se concentra en un grupo de 95 empresas con planta de emergencia, mientras las otras 148 empresas no tienen respaldo y explican el costo elevado por una interrupción para este segmento.

Además de las plantas de emergencia, las empresas de la muestra disponen de una capacidad de generación de 52.950 kw en plantas hidráulicas y de 495.030 kw en plantas de vapor, con las cuales se desarrollan los principales procesos de cogeneración, que explican ese 31.4% de la energía consumida y no comprada. La dotación de equipos de control y acondicionamiento también es importante, las empresas de la muestra poseen UPS con una capacidad de 4.274 kw, concentradas en el 73.4% en los grandes consumidores, el 17.6% en los medianos y 9% restante en los pequeños.

2.5.2 Costos de las interrupciones eléctricas

El costo de una interrupción de energía, no anunciada y en el momento más perjudicial del año, se convierte en el tope máximo que puede afrontar un empresario. La metodología del costeo directo se aplicó buscando identificar el momento cumbre de la producción, para cada empresa, el cual se considera como el peor escenario y donde los costos de una interrupción son más elevados.

En los cuadros 2.4 a 2.8 se presentan los resultados más representativos a nivel nacional, por sectores industriales CIIU, por ciudades, por tamaños nacional y para las tres ciudades más importantes y, finalmente, por tipo de proceso, en todos los casos para los cinco escenarios de

interrupción en el tiempo y en valores de costo promedio por empresa tipo, costo promedio ponderado por el consumo de energía de cada empresa, costo por kWh no suministrado y costo por kWh ponderado por el consumo, los ponderados son los representativos tanto para los costos totales como para los unitarios.

El método adoptado condujo a examinar encuesta por encuesta cada uno de los componentes del costo incurrido en los diferentes escenarios de interrupción de energía eléctrica. La agregación de las encuestas conduce a establecer los costos en una empresa tipo, sea a nivel nacional, regional, por sector, por tamaño o por proceso, en cada uno de los casos estableciendo el costo como el promedio ponderado por el consumo de las empresas incluidas en el agregado, así para el total nacional se toma el promedio de las 482 empresas aceptadas para cálculos y se pondera por el consumo de cada empresa respecto al consumo de la muestra; de la misma manera se procede con cada uno de los agregados regionales, sectoriales o por proceso. Para efectos prácticos y considerando que parte del consumo es autogenerado, la ponderación se realizó respecto a la energía comprada, la cual es, en estricto sentido, la energía dejada de suministrar en una interrupción del servicio.

Los costos para la empresa tipo tienen dos lecturas: la de los costos totales y la de los costos unitarios. En el primer caso se trata del costo total por empresa de una interrupción de energía, descompuesta entre los costos fijos y variables totales de la misma interrupción ; como comportamiento se espera que los costos fijos permanezcan constantes o con ligera variación en los diferentes escenarios de duración dado que su impacto se origina en la interrupción sin importar la duración ; en cuanto al costo variable se espera que este tenga una relación directa entre diferentes escenarios incrementales de duración de una interrupción ; igualmente sucede con los costos totales, equivalentes a la suma de los costos fijos y variables totales, donde los primeros son constantes y los segundos crecientes.

En el caso de los costos unitarios, se hace lectura diferenciada de los costos fijos por unidad y los costos variables y totales unitarios. Los costos fijos derivados de la interrupción del servicio, independientemente de la duración, representan la pérdida de potencia y su costo unitario, CF/kw , es equivalente a lo que cuesta cada unidad de potencia requerida en la empresa, la que se calculó como el costo fijo total de la interrupción respecto a la potencia media. Los costos variables unitarios representan lo que cuesta cada kWh de energía dejado de suministrar, mientras el costo unitario total es equivalente a la suma de los costos totales distribuidos en los kWh dejados de suministrar durante una interrupción, en cuyo caso se toman todos los costos, o sea $(CF+CV)/kWh$.

Se espera que los costos fijos unitarios también se mantengan constantes dado que corresponden a la interrupción y no a la duración y representan valores constantes tanto en el numerador (CF) como en el denominador (kw), mientras los costos variables y totales unitarios deben ser decrecientes puesto que el impacto inicial de las interrupciones se supera, por mitigación o por organización del trabajo, y se distribuye entre un mayor número de kWh dejados de suministrar en el tiempo.

Tanto a nivel nacional, como regional y por sector industrial, los costos estimados presentan la tendencia de comportamiento esperada: el costo total de la interrupción es directamente proporcional a la duración de la misma y el costo unitario decreciente. La interrupción de cinco minutos tiene un costo total de \$5`762.585 promedio por empresa, en pesos de 1996 (cuadro 2.4), descompuesta en un costo fijo ponderado por el consumo de \$4`350.136 y uno variable ponderado de \$1`412.448, por lo que el costo fijo representa el 75.5% del costo total

de una interrupción de corta duración, mientras la de mayor duración, más de cuatro horas que se extiende hasta ocho horas, presenta un costo total de \$30'238.193 y los costos fijos solamente representan el 15.9% de ese costo. El costo variable total crece paulatinamente y produce efecto similar sobre los costos totales, de tal manera que su participación aumenta del 24.5% en las interrupciones de corta duración hasta el 84.1% en las de larga duración.

Los costos unitarios (CT/kWh) son decrecientes, partiendo de \$22.480, en pesos de 1996, para el kWh dejado de suministrar en un intervalo de cinco minutos y desciende hasta \$1.056 por kWh en la interrupción más larga de hasta ocho horas, esto es consecuencia de una combinación de los efectos sorpresa, el tiempo de reacción y la incapacidad de mitigar inmediatamente, que se expresa en las pérdidas en producción originadas por la interrupción, la incertidumbre sobre la duración y el tiempo que se toma en arrancar los equipos de emergencia.

A pesar de que en un intervalo de tiempo corto, cinco minutos, la producción que se pierde no es representativa respecto a la interrupción de ocho horas, la probabilidad de recuperación es menor dada la incertidumbre sobre la duración y la oportunidad de poner en marcha los mecanismos de contingencia, por tal razón, en la medida que la interrupción se prolonga y el efecto sorpresa se diluye, el costo por un kWh interrumpido continúa su descenso, pasando a \$4.759 en media hora, \$3.167 en una hora y \$1.314 en cuatro horas. Este efecto es más pronunciado cuando el proceso de producción es continuo y no interrumpible y los daños en equipos y pérdidas en producción originada por la interrupción de potencia son importantes.

Los costos unitarios también se descomponen en unitarios fijos y variables, en función de la interrupción de potencia y de energía respectivamente. Los primeros se calcularon respecto a la potencia media (kw en una hora) y se ponderaron respecto al consumo de energía por empresa y los segundos respecto a la energía (kWhi) dejada de suministrar en el intervalo de tiempo, en función de la experiencia y tradición de consumo de cada empresa según su jornada laboral, por lo tanto el costo unitario no es equivalente a la suma de los costos fijos y variables por unidad. El costo fijo unitario tiende a ser constante, entre \$1.449 y \$1.486 el kw, por cada interrupción, mientras el costo variable se comporta de la misma manera que el costo unitario total, desciende desde \$5.095 el kWh en la interrupción de cinco minutos hasta \$870 en la de ocho horas, donde los costos en la producción se distribuyen entre un mayor número de kWh dejados de suministrar.

A nivel de sector industrial CIU (cuadros 2.5), el mayor costo total ponderado de una interrupción corta es asumido por la industria del caucho, en particular las empresas fabricantes de llantas, seguido por las de refinación de petróleo, papel, siderúrgicas, textiles y plástico, mientras el menor costo es asumido por las industrias del tabaco, metales no ferrosos y derivados del petróleo. En las interrupciones de mayor duración son recurrentes las mismas industrias, aún cuando la de cemento se coloca en cuarto lugar y la de equipo profesional y científico alcanza gran notoriedad, es este último caso se debe a la presencia de algunos laboratorios, clasificados allí por la diversidad de su producción, que manifiestan pérdidas en bienes terminados que requieren refrigeración. En la industria de plásticos se observa el menor crecimiento del costo total en función de la duración, dado el mayor impacto generado por la sorpresa de la interrupción y las características de su proceso, mientras, en general, se observa que todas las industrias conservan la tendencia de incrementar el costo de la interrupción en la medida que la duración aumenta.

Los costos unitarios están influenciados por los diversos efectos generados por las industrias con procesos no interrumpibles, aquellas que no son intensivas en energía y las que poseen capacidad de autogeneración y plantas de emergencia. Los mayores costos por unidad de kWh no suministrado se dan en dos tipos de sectores industriales : a) aquellos poco intensivos en energía y bajo costo total de la interrupción, el cual se distribuye entre un menor número de kWh, dando como resultado un costo por unidad de kWh no suministrado muy elevado, caso muebles de madera y otros productos químicos ; b) aquellos con un alto costo fijo por interrupción, que lo van a trasladar paulatinamente a los costos totales en los diversos escenarios, caso refinación de petróleo, caucho y plástico. Por el contrario, los sectores y empresas muy vulnerables, intensivos en energía y que poseen capacidad de autogeneración y plantas de emergencia logran reducir notoriamente el impacto de los costos por unidad de kWh no suministrado, caso de los sectores siderúrgico, cementero y de papel. Por lo general, el costo por kWh no suministrado es superior en las interrupciones cortas y disminuye notablemente hacia las interrupciones largas.

Por ciudades, áreas metropolitanas y departamentos (cuadros 2.6), el estudio refleja que el segmento de mayor consumo se localiza en el Valle del Cauca, con 1.123 gigas en 101 empresas, seguido por Antioquía con 1.021 gigas en 110 empresas y Bogotá-Cundinamarca con 833 gigas en 175 empresas. El costo total de las interrupciones cortas es mayor en Cundinamarca y el Valle, mientras en las largas el Valle tiene los mayores costos y Medellín se aproxima notablemente a Cundinamarca. Por kWh no suministrado, en todos los escenarios, Bucaramanga y Barranquilla tienen los mayores costos, mientras Cartagena y Boyacá los menores ; esta última situación se origina en el hecho, muy particular y no generalizable a las respectivas regiones, de que entre el 60% y 80% de la muestra poseían planta de emergencia, lo que incluye a los grandes y medianos consumidores, en tanto que los pequeños no disponen de ese mecanismo de contingencia y las pérdidas por ellas incurridas no son relevantes respecto a las demás empresas.

Por tamaños (cuadro 2.7), considerándolos en relación al consumo de energía, el costo total de una interrupción es directamente proporcional al nivel de consumo mientras los costos unitarios se vuelven inversamente proporcionales al tamaño. Para todos los escenarios, tanto a nivel nacional como para las tres principales áreas metropolitanas y departamentos, los costos fijos, variables y totales de una interrupción son superiores en la empresa gran consumidora de energía y menores en la pequeña, mientras los costos por kw y kWh no suministrado son mayores para el pequeño consumidor y menores para el grande. De la misma manera, el costo de una interrupción crece en la medida que la duración es mayor y el costo por unidad de kWh no servido disminuye en el tiempo.

El costo total de una interrupción para la empresa gran consumidora pasa de \$6`139.961 en los cinco minutos hasta \$32`267.469 en las ocho horas, mientras el pequeño consumidor lo hace desde \$699.424 hasta los \$4`002.749 y el mediano consumidor se coloca en un nivel intermedio. Es importante resaltar que el costo total en que incurre una empresa de gran consumo en el intervalo de cinco minutos es superior a lo que le cuesta cualquier interrupción a una empresa de pequeño consumo, e incluso a lo que le cuesta a una de tamaño mediano las interrupciones de hasta cuatro horas. Por regiones, en Bogotá - Cundinamarca y en el Valle del Cauca, el costo total de una interrupción de cinco minutos en una gran empresa es superior al costo de cualquier interrupción en empresas pequeñas y medianas consumidoras de energía.

El costo unitario por kw y kWh no suministrado es inferior en la empresa de gran consumo y superior en la pequeña. Las diferencias de costo entre los tres tamaños se explican por la mayor o menor dispersión en el costo de una interrupción, así mientras la gran empresa distribuye el

costo total en una cantidad importante de kWh, la pequeña lo hace en un cantidad relativamente inferior. De hecho, mientras las grandes consumidoras compran en promedio 99 veces más energía que las pequeñas, el costo de no recibir el insumo se trastoca en una relación de ocho a uno con mayor impacto para la pequeña, mientras en la mediana esa relación se da alrededor de tres a uno con respecto a las grandes. La tendencia a reducir el costo en la medida que la interrupción dura más también es válida para los tres tamaños así, para la pequeña pasa de \$140.376 el kWh en la interrupción de cinco minutos a \$6.954 el mismo kWh en la de ocho horas, mientras para la grande el mismo costo evoluciona desde \$17.848 hasta \$869.

Al diferenciar entre procesos interrumpibles y no interrumpibles (cuadro 2.8) se observa que, tanto a nivel del costo total como el unitario, las interrupciones son más perjudiciales en los sectores industriales que poseen procesos continuos de producción que en aquellos que pueden reacomodar actividades. En las empresas de proceso no interrumpible, la interrupción de cinco minutos tiene un costo de \$15`009.380 mientras el kWh dejado de suministrar cuesta \$3.071 por factores fijos, \$8.629 por factores variables y \$45.486 por todo concepto, lo cual representa una relación de 6.5 veces en costos fijos, 2.9 veces en variable y 5.3 veces en el total respecto a las empresas con proceso interrumpible.

Esta distancia se va reduciendo en la medida que la interrupción tiene mayor duración, de tal manera que en el corte de ocho horas el costo por kWh no suministrado en empresas de proceso no interrumpible es solamente 1.37 veces superior al costo de las empresas con proceso interrumpible, con \$1.271 para la primera y \$926 en la segunda. Esa reducción, nuevamente, se origina en la mayor capacidad de respaldo que poseen las primeras empresas, mientras el mayor costo inicial se origina en el factor sorpresa de la interrupción, falta de anuncio, y el tiempo de puesta en marcha de los equipos de emergencia.

El costo de una interrupción, hasta aquí, ha sido el equivalente al del peor escenario en la empresa tipo, asumiendo que todas las empresas del país se encuentren al mismo tiempo en ese peor escenario. Ese costo, por lo tanto, es hipotético y sirve de punto de partida para establecer el costo en cada uno de los momentos del año según hora del día y duración de la interrupción. A partir de ese costo y con base en los márgenes de reducción reconocidos por las empresas se construyó una matriz de proporción del costo en cada momento y escenario respecto al total del costo hipotético, tanto para los costos variables como para los totales, bajo la situación de interrupciones no anunciadas y aquellas anunciadas con uno y tres días de anticipación.

En los cuadros 2.9 y 2.10 se presentan los costos de una interrupción no anunciada para los cinco escenarios y en diferentes momentos del día y el año. El primer cuadro muestra el costo por kWh o costo variable unitario en los diferentes momentos, donde los meses de octubre y noviembre, entre 7 de la mañana y 9 de la noche reflejan los escenarios más perjudiciales mientras los meses de marzo y abril los menos perjudiciales. El segundo cuadro, con los mismos escenarios, presenta el costo total por kWh no suministrado o costo unitario incluyendo los factores fijo y variable. La diferencia entre los dos cuadros se explica por el impacto de los costos fijos, los cuales no tienen efecto reducción en razón de originarse en el mismo hecho de la interrupción.

El anuncio de una interrupción tiene doble efecto reducción sobre el costo por kWh no interrumpido, por un lado no se presentan costos fijos dado que el empresario esta preparado para el momento de la interrupción, y por otro lado, el anuncio reduce los costos variables en tanto la organización del trabajo y la entrada de los equipos de contingencia están previstos. En tales circunstancias, el solo hecho del anuncio reduce el costo del kWh a una proporción cercana e

inferior al 30% del costo variable hipotético calculado, de tal manera que en el peor escenario ese costo se reduce a solamente \$1.892 cuando el anuncio se hace con un día de anticipación (cuadro 2.11), o a \$1.656 cuando se anuncia tres días antes (cuadro 2.12) la interrupción de cinco minutos que se produce en un día entre semana del mes de octubre entre la una y las cinco de la tarde. Si la interrupción es de más de cuatro horas, hasta ocho horas, el costo en el peor escenario se reduce a \$319 y \$269 respectivamente, mientras en los meses menos perjudiciales cae hasta \$257 y \$218 respectivamente. En los diferentes escenarios se hace evidente que lo importante es el anuncio con un día de anticipación mientras el avisarlo con mayor anticipación tiene solo un efecto marginal en la reducción del costo.

2.5.3 Actitud empresarial sobre las interrupciones

El trabajo no solamente arrojó resultados sobre el costo de las interrupciones de energía, igualmente permitió establecer los efectos y las medidas tomadas frente al racionamiento de 1992 y a un posible futuro nuevo racionamiento, a evaluar a los distribuidores actuales de energía, establecer los momentos más perjudiciales y aproximarse a un ejercicio de valoración de contingencia.

La primera percepción que se hace evidente se relaciona con el hecho de que un nuevo racionamiento tendría efectos más graves que los registrados en 1992. En los diferentes aspectos sobre los cuales se realizó la consulta : pérdida en producción, daños en materias primas, daños en maquinaria y equipo, pérdida de pedidos, pérdida de clientes y modificación de la jornada laboral, al comparar los efectos graves en el racionamiento del 92 con los que se tendrían en un posible nuevo racionamiento (gráfico 2.1) la expectativa es superior en el evento de presentarse una nueva situación de emergencia. Individualmente considerados los efectos, la mayor percepción de pérdida se tiene en la producción (42%), seguida de los pedidos (36%) y de clientes (30%), lo cual quiere decir que las empresas que consumen el 42% de la energía de la muestra temen mayores pérdidas en la producción y así sucesivamente.

Las medidas preferidas en los dos eventos son las de realizar convenios con las empresas distribuidoras, fortalecer la capacidad de autogeneración, intensificar el uso de la capacidad instalada y comprar energía a otros proveedores, en menor medida proceder a reordenar horarios de trabajo, laborar horas extras, subcontratar producción o proceso y contratar personal adicional. Las medidas son complementarias y las empresas plantean, como común denominador, fortalecer las acciones tomadas en el racionamiento anterior, mostrando todas ellas mayores niveles (gráfico 2.2); sobresalen por su carácter el hecho de que las empresas prefieran tomar acciones externas y dejen en segundo lugar las de orden interno, así la acción principal es la de firmar convenios con las empresas distribuidoras (83%) mientras la de mayor crecimiento es la propuesta de comprar energía a otro distribuidor o a una empresa que la pueda suministrar, 40% contra 5% en 1992.

Esta última medida es resultado de la promulgación de la nueva Ley de servicios públicos, que permite a las empresas usuarias del servicio escoger a la empresa distribuidora. La evaluación de las empresas que suministran el servicio da una idea de las expectativas de los usuarios respecto a quedarse o cambiar de proveedor, ella se hizo y es representativa para las seis principales empresas distribuidoras : la EEB de Bogotá, las EPM de Medellín, Emcali de Cali, ESSA de Bucaramanga, Corelca de la costa y EADE de Antioquía. Los rangos de calificación son cualitativos y van de menor a mayor con la mención de insatisfecha, medianamente insatisfecha, indiferente, medianamente satisfecha y satisfecha, las que se

asumen como equivalentes a una nota entre 1 y 5 siendo la más baja la calificación de insatisfecha y la más alta la de satisfecha. Solamente EPM mostró un nivel elevado de satisfacción por parte de sus usuarios (81%) (gráfico 2.3), frente al caso de Corelca en el que, prácticamente, todos sus usuarios se declararon medianamente satisfechos ; en Emcali, ESSA y EADE predominó la calificación de satisfecho seguido de medianamente satisfecho, mientras en la EEB ganó el medianamente satisfecho seguido de satisfecho con buena presencia de las calificaciones menores.

La opinión respecto a diferentes aspectos del servicio reafirma la calificación anterior para las mismas seis empresas distribuidoras. En EPM la calificación respecto a atención al cliente, respuesta en emergencias y facilidad de pago es buena en proporción superior al 75% (gráfico 2.4), mientras en el aviso oportuno de las interrupciones recibió una menor apreciación, solamente un 60% la calificó como bueno y un 25% regular. Contrasta esta situación con la de las empresas de Bogotá y la costa en las cuales los niveles de regular o mala son importantes ; en el caso de EEB la atención al cliente es considerada regular por el 42% y el aviso oportuno de las interrupciones como malo por el 58% ; para Corelca la evaluación es de consenso, el 100% de sus usuarios considera mala la respuesta en emergencias y regular la atención al cliente y el aviso oportuno de las interrupciones. En las otras empresas predomina la calificación de bueno pero los niveles de aceptación son inferiores a los de EPM.

Respecto a los escenarios más perjudiciales (gráficos 2.5 a 2.7) para sufrir una interrupción de energía, aparecen los meses de octubre, noviembre y diciembre respectivamente, cualquier día entre semana y entre las 7 y las 10 de la mañana o entre 5 y 9 de la noche, mientras los menos perjudiciales los meses de abril y mayo y el horario de 5 a 7 de la mañana. Estos mismos escenarios fueron los que sirvieron de base para construir la matriz de reducción de costos respecto al costo hipotético de una interrupción en el escenario más perjudicial donde el 100% de las empresas estarían involucradas.

El ejercicio de valoración de contingencia no arrojó los resultados esperados y, por el contrario, mostró gran sesgo en las respuestas originada en la gran disponibilidad a recibir compensación y la escasa disponibilidad a pagar, bajo la creencia de que es una obligación pública y como un manifiesto rechazo a cualquier propuesta tendiente a incrementar las tarifas (gráfico 2.8 y 2.9). La consulta se planteó bajo dos alternativas, de un lado, la disponibilidad a recibir compensación si se aumentan en un 50% las interrupciones del servicio complementada con la disponibilidad a pagar si se reducen en un 50% el número de interrupciones, de otro lado, las mismas disponibilidades a recibir compensación y a pagar si se reducen (aumentan) la duración de las interrupciones.

En ambos casos, la respuesta se polarizó, el 68% dispuestos a recibir el máximo de compensación (más del 20% sobre la factura) contra solo un 5% dispuesta a no recibir ninguna compensación, mientras el 67% no está dispuesto a incrementar la factura para mejorar el servicio contra un 17% que estaría dispuesto a incrementar más del 20% en los pagos. Desafortunadamente, la consulta arrojó más resultados de protesta que de aceptación de una propuesta, hecho que limita la veracidad y aceptación de los resultados, razón por la cual se consigna pero no se sugiere su aceptación.

3. SECTOR COMERCIO Y SERVICIOS

INTRODUCCION

Para el estudio de los sectores de comercio y servicios se utilizó la misma metodología que para el sector industrial, del costeo directo mediante encuestas, considerando que las actividades más importantes del sector tienen un comportamiento similar al del sector productivo, tienen pérdidas en ventas, daños en equipos y en información y son susceptibles de perder productos. Al igual que en el capítulo anterior procedemos a señalar la metodología utilizada, la muestra y el procesamiento y los resultados obtenidos.

3.1 Metodología utilizada

La metodología utilizada fue la del costeo directo con una encuesta que presenta ligeras modificaciones respecto a la utilizada en el sector industrial. Las más importantes se refieren a la consideración de lo que se pierde y el tipo de costos en que se incurre. En el sector comercial se preguntó el valor monetario de las pérdidas relacionadas con las ventas: pago de salarios a trabajadores en paro, pérdida de ventas, sobrecostos, pérdidas de equipo, materiales, costos de reinicio y daño ambiental, igualmente, en función de las diferentes duraciones. Las diferencias se concentran en la adecuada identificación del tipo de negocio, la independencia del contador de la electricidad y la valoración de pérdidas adecuadas al negocio como suministros, información y oportunidad de negocios.

Los antecedentes que llevaron a privilegiar esta metodología respecto a la tradicionalmente utilizada del excedente del consumidor, se encontraron en el estudio de Brasil (Massaud, Shilling y Hernández) quienes consideraron las pérdidas de productos, las oportunidades de negocios y el paro en trabajo y capital y señalaron la importancia de examinar estas actividades con esta metodología alternativa.

Las ecuaciones utilizadas son similares a las del sector industrial con la variante de considerar entre los costos fijos directos las pérdidas por sensibilidad en los equipos y la información en proceso en sistemas de computación, lo que también puede ser resultado e identificado como deficiente calidad en el servicio. Estos costos se presentan en el momento de la interrupción y se evitan según la capacidad de respaldo que tengan las empresas, de tal manera que, cuando hay UPS suficientes los costos fijos derivados de la información son nulos y el costo de depreciación del equipo se agrega al costo fijo. Si no hay UPS, el costo por pérdida de información se considera positivo y la ecuación general queda así :

$$CT = CF + Cvd + Cvg - Ah$$
$$\text{y } CF = DE + PI + Dups$$

donde :

DE = Daño en equipo

PI = Pérdida en información

Dups = Depreciación Ups

En el caso en que exista Ups, la pérdida por información será nula $PI = 0$ y se tendrá en cuenta la depreciación del equipo $Dups > 0$; en caso contrario $PI > 0$ y $Dups = 0$.

Con la anterior salvedad, las ecuaciones utilizadas son las mismas del sector industrial y se presentan idénticas situaciones en cuanto a las condiciones de las empresas: empresas con planta de emergencia y sin costos directos, empresas sin planta y con costos directos, empresas con planta y con costos directos y empresas sin planta y sin costos directos. En este caso, la última situación es más frecuente que en el sector industrial, se presenta en pequeños negocios que utilizan la energía para iluminación y para llevar registros y la sustitución del consumo y el traslado de la actividad para otro momento es usual, por lo tanto se considera que no hay ahorro.

3.2. Definición de la muestra y procesamiento

3.2.1 Definición de la muestra

Sobre estos sectores no existen estudios previos que permitan ilustrar sobre la composición y distribución de la muestra. Con base en el presupuesto y la propuesta entregada, se realizaron 2000 encuestas distribuidas en las áreas de influencia de las principales 11 empresas distribuidoras de energía del país: las ocho áreas metropolitanas y los departamentos de Antioquía, Boyacá y Valle del Cauca, en proporción al tamaño de su mercado en el consumo de energía comercial.

Para la muestra comercial, no se dispone del mismo tipo de información que para el sector industrial. Las electrificadoras suministran información agregada de consumidores comerciales por empresa sin desagregar por actividad económica, no obstante, la prueba piloto mostró la importancia de concentrarse en los sectores de comercio al por menor y al por mayor, restaurantes, hotelería, banca y finanzas, telecomunicaciones, centros de diversión, talleres de mantenimiento, lavanderías, oficinas de profesionales, hospitales, clínicas y consultorios. Para todas estas actividades se consideró viable la aplicación del cuestionario comercial con la metodología del costo directo.

Ante la falta de información se consultó el Censo Económico del DANE, con el fin de establecer la importancia económica sectorial. Desafortunadamente, la información no es sólida y deja por fuera actividades como las telecomunicaciones y la hotelería. En razón de estas dificultades se optó por distribuir la muestra de 2.000 establecimientos en proporción al consumo de energía en las electrificadoras involucradas en las áreas geográficas seleccionadas. Dicha distribución arrojó la relación anexa de establecimientos por empresa de energía.

Descartada la posibilidad de utilizar la información proveniente de las empresas de energía y la del censo económico, se considero utilizar como mecanismo para proporcionar la muestra la importancia económica de las diferentes actividades, de acuerdo a su participación en el PIB, proveniente de las cuentas nacionales o, en su defecto, la relativa al número de establecimientos matriculados ante las Cámaras de Comercio disponible en Confecamaras. Por importancia económica la muestra quedaría altamente concentrada en el sector financiero en detrimento del sector comercial, por tal razón se decidió combinar la información de Confecamaras con la importancia económica de las actividades.

La muestra se proporcionó en relación con el número de establecimientos inscritos ante las Cámaras de Comercio para los sectores de comercio, hoteles y restaurantes, transporte y almacenamiento, comunicaciones, financiero, alquileres y servicios comunales, sociales y personales. Para el sector de Electricidad, gas y agua se tomaron las empresas que suministran el

servicio en cada región del país preseleccionada. Con el fin de obtener una muestra distribuida en las diferentes actividades comprendidas en cada sector económico, se elaboraron listados de actividades, con base en el censo económico y la clasificación CIIU, y de empresas que participan en dichas actividades, con base en listados provenientes de diferentes entidades gremiales y los directorios telefónicos e industriales de cada ciudad.

Como resultado del listado de actividades se diseñó el operativo buscando llegar a establecimientos representativos por su importancia económica y el consumo de energía. Considerando que en el sector comercial es cada vez más importante la presencia de los grandes establecimientos de cadena y por departamentos, en los cuales se realiza actividad comercial de diferentes tipos de bienes y, que tales establecimientos sobrepasan cualquier clasificación, se le otorgó un 10% de la muestra comercial buscando encuestar un establecimiento de cada cadena comercial en cada ciudad en la que se cubre la muestra. Igualmente, se consideró el caso de los Bancos y Corporaciones de Ahorro y Vivienda CAV para el sector financiero, los cuales son 32 entidades bancarias y 10 de los CAV con múltiples oficinas, la muestra buscó cubrir, al menos, una oficina de cada entidad localizada en alguna ciudad del país. En las demás actividades, se buscó cubrir los diferentes tipos de negocios.

3.2.2 Procesamiento de la información

Para los sectores comercial y servicios se presentaron los mismos tipos de problemas del sector industrial. Los referentes al operativo del trabajo de campo se presentan a continuación, los relativos a la calidad de la información son similares a los ya presentados en el sector industrial.

- Falta de colaboración en algunos establecimientos. Para el caso de Bogotá, se presentó mayor dificultad en hoteles, restaurantes, actividad inmobiliaria, actividades computables, jurídicas, de ingeniería y asesorías contables. En la mayoría de casos por disponibilidad de tiempo y porque la información contable y financiera solicitada en la encuesta no estaba disponible.
- Para algunos casos, cuando los establecimientos eran de reciente funcionamiento, no se disponía de información anual consolidada, razón por la cual se desearon.
- Imposibilidad de realizar las encuestas debido a las siguientes razones: localización de oficina en edificios que no disponen de contadores independientes, desconocimiento de la información relativa a características de los equipos de generación y a los respectivos costos de mantenimiento y operación, debido a que ello se incorpora en la cuota de administración que se paga, localización simultánea de punto de venta y de producción sin disponer de contadores independientes, establecimientos que son sucursales cuya información contable y financiera solamente se encuentra en oficinas centrales y es imposible desagregarla por sucursal (establecimientos financieros). Establecimientos de prestación de servicios que por su carácter social el origen de sus recursos es de transferencias y no producto de la venta de servicios (organizaciones religiosas, asistencia social, administración pública, entre otros).

- Algunos establecimientos (particularmente almacenes por departamentos en Bogotá), al conocer las características del estudio manifestaron que toda su información era de carácter confidencial y se negaron a colaborar.
- Desconfianza para suministrar información contable y financiera. En algunos casos se obtuvo parcialmente, en otros se negaron totalmente a suministrarla.
- Falta de disponibilidad de información sistematizada.
- Dispersión de la información en diferentes dependencias de la misma empresa, razón por la cual fue necesario realizar varios contactos para completar la encuesta.
- Demora en la consecución de la información debido a que en algunos casos, los funcionarios debían pedir autorización a las instancias directivas para suministrar la información.

3.3 Resultados del trabajo

3.3.1. Cobertura de la muestra

Para estos sectores se realizaron 2.015 encuestas, de las cuales se procesaron, para efectos cualitativos, 1958 cuestionarios, y para efectos de cálculos 1907, es decir que la efectividad de la muestra es del 94.6%. Las encuestas efectivas se distribuyeron así: por tamaños, 729 establecimientos de menos de 10 trabajadores, 425 establecimientos entre 10 y 19 trabajadores, 287 entre 20 y 49 personas, 269 entre 50 y 199 empleados, 102 entre 200 y 499 trabajadores y 83 con más de 500 empleos; por actividades, 101 corresponden a almacenes de cadena y supermercados, 944 al comercio en general, al por mayor y al por menor, realizado en establecimientos de menor tamaño, 204 a hoteles y restaurantes, 82 a entidades del sector transporte y comunicaciones, 152 del sector financiero, 143 en asesorías y alquileres de vivienda, 27 de administración pública, 143 de salud y educación y 154 en servicios personales.

Al igual que en el sector industrial, este sector estuvo afectado por las interrupciones de energía durante los seis meses previos al levantamiento de información. Las empresas incorporadas en la muestra reportaron haber recibido un total de 1.176 interrupciones programadas (cuadro 3.2) de diferente duración, para un promedio de 0,4 por empresa, y 26.472 no programadas, con promedio de 8.8. Al respecto se destacan tres hechos: primero, que se presentan 22 veces más interrupciones no programadas que anunciadas, segundo, que son más frecuentes las interrupciones de corta duración que aquellas que corresponden a programas de mantenimiento o a daños en las centrales de distribución, y tercero, que, aparentemente, las interrupciones son menos periódicas en este sector que en el industrial, lo cual debería ser revisado en futuros trabajos, por cuanto, al parecer, con excepción de los grandes establecimientos, los registros son deficientes.

El consumo de energía de la muestra alcanzó los 427.3 gigas, que corresponde al 8.2% del consumo nacional de los sectores comercial y oficial durante 1995, es decir que, es una muestra

representativa respecto a este factor. Igualmente, es importante mostrar que también existe una capacidad de respaldo en equipos de autogeneración, que en la muestra se presentó como de 3.195 KW en equipos de gasolina y 107.942 en equipos diesel (cuadro 3.3), aproximadamente el 40% de los identificados en el sector industrial, localizados en los grandes almacenes (17.5%), hoteles (13.3%), hospitales (18.7%), sedes principales de entidades financieras (19.1%) y edificios de oficinas de grandes extensiones. Así mismo, aparece la dotación de UPS con capacidad de 8.522 kw, aproximadamente el doble de los identificados en el sector industrial, con fuerte grado de concentración en el sector financiero (28.4%).

Respecto a los equipos de emergencia, la capacidad existente en las empresas de la muestra tiene una cobertura equivalente al 38.2% de la energía comprada, lo que representa una capacidad de cubrimiento de necesidades superior en 4 puntos a la del sector industrial. Los sectores que tienen mayor cobertura son el hotelero (57.3% de sus necesidades), edificios de la administración pública (50.3%), sector financiero (49.2%) y otros servicios (48.5%), en este último caso probablemente por estar localizados en edificios o centros comerciales dotados de plantas de emergencia. Al otro extremo se localizan las actividades con menores niveles de cobertura, las oficinas de asesorías y alquileres de vivienda (15.4%) y el comercio al por menor (26%), dada su dispersión a lo largo de las ciudades. Por el lado de las UPS, luego del sector financiero, quienes más dotación poseen son las entidades de salud y educación, los almacenes de cadena y el sector de comunicaciones.

3.3.2 Costos de las interrupciones eléctricas

Cuatro aspectos se destacan de los resultados obtenidos (cuadros 3.4 a 3.7): por un lado, que el costo de una interrupción en los sectores comercial y de servicios es inferior al del sector industrial y presenta una tendencia creciente directamente proporcional a su duración; en segundo lugar, que los establecimientos de menor tamaño son los que tienen el menor costo total en cualquier escenario de interrupción, al mismo tiempo que el costo unitario más elevado por kWh interrumpido; en tercer lugar, que los grandes establecimientos son los que disponen de la mayor capacidad de mitigación y sufren los menores costos por kWh interrumpido, mientras su costo total es inferior al de medianos establecimientos; y, en cuarto lugar, que por actividades el mayor costo total lo tienen las entidades financieras, seguida del sector hotelero y las entidades de salud, mientras el mayor costo unitario recae en el comercio al por menor de pequeños establecimientos.

Al igual que para el sector industrial, la tendencia de crecimiento de los costos totales, sin ponderar por el consumo, de una interrupción en función de la duración es evidente, tanto para el total nacional, como cuando se consideran tamaños de establecimientos y actividades por CIU. Cuando se ponderan por el consumo respectivo de cada establecimiento, incluido el ahorro en la factura, los resultados muestran tres pautas de comportamiento que determinan los costos, por un lado, el efecto sorpresa que se siente con cualquier interrupción no anunciada y que implica desplazamiento del trabajo y pérdida de clientes, con el consecuente costo elevado de las interrupciones de corta duración; en segundo lugar, el proceso de adaptación con la puesta en marcha de los mecanismos de contingencia y reorganización del trabajo, que implica reducción de los costos en las interrupciones de duración intermedia y, en tercer lugar el efecto desmotivación y desmovilización de las interrupciones de larga duración que concluye

produciendo alejamiento de los clientes y daños en bienes que requieren refrigeración, por lo tanto un incremento de los costos.

Comparando con el sector industrial, el costo de una interrupción de cualquier duración es notablemente inferior en el sector comercial y de servicios en su conjunto (cuadro 3.4), así mientras el costo total ponderado de una interrupción de cinco minutos es de \$836.534 y la de ocho horas de \$946.481, cualquiera de ellas es superada por el costo total de la interrupción corta industrial, equivalente a \$2'006.712. Extendiendo la comparación a los tamaños industriales se encuentra que, con excepción al costo de la interrupción de cinco minutos en los pequeños consumidores, cualquier empresa industrial sufre pérdidas superiores a las de la empresa tipo comercial y de servicios en cualquier duración de la interrupción de energía.

En este sector los costos fijos predominan sobre los variables en cualquier escenario de duración de la interrupción, al contrario de lo que sucede en el sector industrial. Aunque los costos fijos, expresados en daños en equipo, pérdidas en información y depreciación de las UPS, en una empresa tipo del sector comercial equivale al 15% o 19%, según sea sin ponderar o no, de lo que le cuesta a una empresa tipo industrial, el impacto sobre los costos totales y por unidad es determinante y refleja la percepción de los usuarios respecto a la calidad del servicio y sus efectos sobre la dotación de equipos de trabajo que utilizan la energía eléctrica como fuente de uso. Antes de ponderar por el consumo, este costo representa el 99.5% de los costos totales en una interrupción de cinco minutos y se reduce hasta el 54.4% en la de ocho horas.

La magnitud de los daños es creciente en la medida que el tamaño de los establecimientos aumenta, siendo las medianas y grandes empresas las que presentan los mayores costos, las mismas corresponden especialmente a entidades financieras, hoteleras, de comunicaciones y de salud. No obstante, el costo por unidad de potencia pérdida kw, calculado respecto al consumo promedio del establecimiento por hora, es superior en los pequeños establecimientos que en los grandes, como consecuencia del bajo nivel de utilización de energía y el efecto de distribuir un daño, por mínimo que sea, sobre una potencia requerida y un consumo pequeños. Ello explica los elevados costos por kw en las actividades de comercio al por menor, al por mayor, las actividades de asesoría y alquiler de vivienda y otros servicios, que son los mismos para los cuales se presenta el mayor costo por kWh no suministrado.

Los costos variables son los menos representativos y explican las pautas de comportamiento enunciadas antes : a) el efecto sorpresa se expresa más en los daños y pérdidas de información que en pérdida de ventas o reducción de actividades, no obstante contribuye a perder el ritmo de trabajo y a dispersar las actividades con el consecuente costo mayor por kWh interrumpido, \$240 ; b) superada la sorpresa y acomodados a las nuevas condiciones de trabajo el efecto de la interrupción se asimila y el costo por kWh se reduce, hasta \$92, para luego volver a aumentar con la mayor duración ; c) en la medida que la duración de la interrupción se extiende, los efectos negativos sobre las diferentes actividades se acentúan, el trabajo se acumula, la información no se procesa, las jornadas se extienden, los clientes se desmovilizan, los productos con refrigeración se pierden y los costos de la interrupción aumentan, tanto a nivel del costo de la interrupción como del kWh no suministrado, el cual llega hasta \$340 en el escenario de ocho horas.

La combinación de los factores fijo y variable da como resultado final un costo por kWh no suministrado más elevado que en el sector industrial en los escenarios de interrupciones inferiores a una hora, y costos menores en los escenarios de mayor duración, disminuyendo desde \$42.559 el kWh en cinco minutos hasta \$786 por kWh en ocho horas. El grado menor

de consumo de energía por establecimiento, la mayor eficiencia del insumo en el curso de las actividades de información, procesamiento de la misma, comunicaciones, refrigeración y el mayor uso en iluminación y aire acondicionado producen un bajo costo total por interrupción y elevado por kWh no provisto, en razón de distribuir ese bajo costo entre un pequeño número de kWh consumidos.

Lo anterior obliga a pensar en la necesidad de segmentar los estudios de este sector en dos aspectos : por un lado, lo relativo a diferenciar los efectos de la calidad generados por la interrupción de potencia, de los relativos a la suspensión en el suministro de energía ; de otra parte, a evaluar la pertinencia de esta metodología para los establecimientos de comercio no asociados a las grandes superficies, así como a las actividades que no procesan información a gran escala ni dependen de un sistema de comunicaciones eficaz y aquellas que se paralizan por la falta del insumo.

Respecto al primer aspecto, los resultados son elocuentes, son más graves los efectos producidos por la pérdida de potencia en interrupciones no anunciadas que la parálisis que se pueda producir en la actividad propiamente dicha. La evaluación registrada conduce más a examinar los problemas de la calidad del servicio y la mala comunicación existente entre los distribuidores de energía y los usuarios, los cuales se sienten afectados por los daños en equipos o pérdidas de información y repercute en el quiebre de los ritmos del trabajo y la desorganización temporal. Este costo desaparece cuando las interrupciones son anunciadas y su efecto es intrascendente en caso de un racionamiento, para el cual solamente influyen los costos variables derivados de la suspensión de energía.

El segundo aspecto es aún más relevante, se trata de diferenciar actividades en las cuales la metodología del costeo directo sigue siendo válida, de otras en las cuales se debería aplicar otra metodología. Los resultados del estudio muestran dos segmentos : el primero agrupa actividades y tipos de negocios para los cuales el insumo energía es importante y su suspensión origina reducción en los ritmos de trabajo y en el flujo de los negocios, por lo cual la metodología del costeo directo es válida, dado que su uso se relaciona con manejo y procesamiento permanente de información y flujo de comunicaciones, acompañado de actividades que requieren el insumo para refrigeración o para la utilización de los equipos de trabajo en algunos servicios, aquí corresponden actividades como las del comercio de grandes superficies o almacenes de cadena, el comercio de productos que requieren refrigeración, hoteles, restaurantes y tabernas, el conjunto del sector financiero, el sector de comunicaciones, el sector salud en laboratorios, hospitales y clínicas y algunos servicios como lavanderías y peluquerías.

El segundo segmento se relaciona con actividades en las que la energía se utiliza para iluminación y acondicionamiento y, en menor medida, para procesamiento de información, caso en el cual el volumen de los registros no es importante y permite su desplazamiento a otro momento en el tiempo, por lo tanto, los efectos de la interrupción se expresan en desplazamiento del trabajo, incomodidad y pérdida momentánea de clientes, los cuales se dirigen hacia establecimientos con luz, por lo tanto, se puede explorar una metodología diferente, aunque lo ideal es que pueda medir los efectos sobre el usuario. Las actividades a incluir aquí son las del comercio al por mayor y por menor de establecimientos diferentes a las grandes superficies, el transporte, las asesorías profesionales y alquileres de vivienda, la educación y los servicios públicos y privados, incluyendo la administración pública. Esta

última, así como las empresas de servicios públicos, presentan la particularidad de no saber expresar los costos en que incurren ni tener un sentido de la utilización del insumo, llegando a niveles de despilfarro, mientras el trabajo se desplaza para otro momento en caso de suspensión del servicio, razón por la cual su costo variable por kWh, al ponderarlo, se vuelve negativo.

Por ciudades los costos más estables y reducidos se encuentran en las tres principales ciudades, las cuales concentran, simultáneamente, las actividades más representativas de las señaladas bajo el segmento de las que sigue siendo válida la metodología del costeo directo, así como las grandes superficies del comercio y las medianas y grandes empresas. Resultaron atípicos los costos en Boyacá y Bucaramanga, en el primero por bajos y en la ciudad santandereana por elevados. Por tamaños, sobresale el contraste entre las que agrupan más de 500 trabajadores y el resto, en tanto en ellas los costos por kWh son más bajos y el costo total por incidente es menor que en las empresas medianas, al parecer, por la mayor capacidad de respaldo y generación que reduce sus costos a los relativos a la tenencia y uso de las plantas de emergencia.

Los costos fueron, igualmente, considerados para el peor escenario, por lo cual se construyó un ejercicio de índices que permitiera establecer la reducción en el costo por presentarse la interrupción en otro día, hora y mes del año, en los escenarios de no anunciada y con anuncio oportuno (cuadros 3.8 a 3.11). Los índices construidos muestran que la misma interrupción, en el momento del año de mayor concentración de los negocios, diciembre, cualquier día entre semana y en la franja horaria de 1 a 5 p.m., el costo incurrido equivale al 91.9% del peor escenario calculado, mientras que, considerando solamente horas hábiles, en enero de 7 a 10 de la mañana, ese costo equivale al 84.1% del calculado para el peor escenario.

Dado que las principales actividades se desarrollan en horas diurnas, entre 7 de la mañana y 5 de la tarde, los mayores costos variables en los diferentes escenarios de duración se presentan en tales horarios, mientras no se hacen evidentes tales diferencias cuando se consideran los costos por kWh no servido, incluyendo el factor fijo. El contraste entre los dos cuadros, nuevamente, se expresa en el impacto de los costos fijos sobre el costo de una interrupción y su tendencia descendente en la medida que la duración se extiende en el tiempo.

En el caso de presentarse anuncio, con un día de anticipación, la reducción es importante, aunque menos impactante que en el sector industrial, y coloca al costo en diciembre, en el equivalente al 61.8% del calculado para el peor escenario, mientras en enero, su reducción llega al 56.6%, en tanto que en el sector industrial el solo anuncio lo reduce al 36.7% del costo hipotético en el período de mayor concentración de la producción y al 11.8% en el más relajado. El anuncio personal es igualmente importante (34%), mientras se aceptan los anuncios televisados y por otros medios como eficaces y genera una reducción de costos, eliminando los costos fijos, al estilo de que un kWh no suministrado equivale a \$209 en el peor escenario (cuadro 3.10), diciembre en una interrupción hasta de ocho horas y \$56 en una interrupción entre 5 minutos y media hora en enero entre 7 y 10 de la mañana. Con tres días de anuncio los costos se reducen aún más.

3.3.3 Actitud empresarial sobre las interrupciones

Al comparar los efectos en los dos escenarios de racionamiento se encontró una expectativa de mayores efectos negativos en un posible nuevo racionamiento en los diferentes

ítems consultados. En el nuevo escenario, los mayores temores se expresaron en la pérdida de clientes y la de seguridad, los cuales no fueron relevantes en 1992, pasando de, aproximadamente, del 13-14% al 73-74% de la opinión empresarial (gráfico 3.1), mientras la pérdida de ventas y la modificación de turnos continúan al frente con una percepción de efecto muy similar en los dos años, por encima del 75% de las empresas.

Los empresarios también están dispuestos a tomar medidas que reduzcan el impacto, privilegiando en su orden la modificación de horario, la compra y utilización de equipos de emergencia, los convenios con las empresas distribuidoras y el trabajo en horas extras (gráfico 3.2). Todas las medidas consultadas fueron aceptadas con un margen de aplicación superior al utilizado en 1992, no obstante, sobresalen por su mayor aceptación las alternativas de comprar equipos de emergencia y el comprar energía a otro proveedor. En el caso de los equipos de emergencia, la aceptación llegó al nivel del 89% de los consumidores de energía en el sector consultado, mientras en 1992 solamente hubo un 12%. En compra de energía la alternativa fue considerada por el 18% contra el 2% en 1992.

Nuevamente las EPM reciben la mejor calificación por parte de los usuarios, (gráficos 3.3 y 3.4) el 85% se consideran satisfechos contra el 64% en la de Santander, el 52% en la de Antioquía y el 36% en Bogotá, mientras en Cali y la costa predominó la calificación de medianamente satisfecha, 40% en ambos casos, y la mayor calificación desfavorable fue recibida por Corelca, donde el 25% se declararon insatisfechos. Para cada uno de los servicios la evaluación es favorable para EPM y EADE y abiertamente desfavorable para Corelca y, en menor medida, para EEB. La peor calificación recibida por todas las empresas se refirió al aviso oportuno de los cortes de energía, ocupando el primer puesto la mala nota en Bogotá, Corelca, Cali y Santander y el tercero en EPM y EADE, mientras la segunda mala calificación es recibida en la capacidad para responder ante emergencias.

Los escenarios más perjudiciales (gráficos 3.5 a 3.7) están más concentrados que en el sector industrial, corresponden a los meses de diciembre y junio, entre semana y de 1 a 5 de la tarde, los que se explican por corresponder a las dos temporadas de comercio, vacaciones y flujo monetario ligadas al pago de las respectivas primas.

El ejercicio de aproximación a la valoración contingente tampoco aportó resultados efectivos y resultó nuevamente en una demostración de rechazo a propuestas de aumentar tarifas (gráficos 3.8 y 3.9). Mientras las empresas que representan el 91% del consumo sectorial manifestaron no estar dispuestos a incrementar la tarifa para ninguna de las dos alternativas planteadas, el 79% espera recibir más del 20% como compensación por aumentar en un 50% la duración de las interrupciones y el 80% recibir más del 16% por aumentar el número de interrupciones.

4. ANALISIS DEL IMPACTO DEL RACIONAMIENTO MEDIANTE UN MODELO DE EQUILIBRIO GENERAL

4.1. Consideraciones generales

Dos son los mecanismos por los cuales se trasmite el efecto de un racionamiento en la provisión de un bien al resto de la economía: de una parte, y en la medida en que el bien o servicio racionado sea utilizado en el consumo final, a través de la disminución de bienestar a que se ve constreñido el consumidor; de otra, y para aquellos bienes que son utilizados como insumos intermedios en la producción de otros bienes, por la disminución o encarecimiento de la producción de aquellos bienes en que se emplea el bien o servicio racionado.

El primer tipo de efecto se puede calcular adecuadamente mediante análisis de estática comparativa: de hecho, es posible valorar la variación equivalente o la variación compensada que reflejan el impacto de la no provisión del bien racionado. La dificultad que se presenta en el caso específico de la energía eléctrica, tiene que ver con las peculiaridades del abastecimiento en cuanto a circunstancia de tiempo y lugar, que hacen de la energía eléctrica un bien no almacenable y difícilmente transferible. El impacto del racionamiento no es administrado por el consumidor, como en el caso de bienes almacenables, en los que teóricamente el consumidor aplica sus disponibilidades a los usos más valiosos, dejando que los usos marginales sean recortados por el racionamiento. Esto hace que el costo del racionamiento varíe según su oportunidad. Pero, en la medida en que los sistemas de tarifación no discriminan completamente los usos, existe una valoración acerca de la cual no hay señales de precio en el mercado, y que debe captarse por métodos contingentes. Los métodos convencionales a partir de la funciones de utilidad indirecta subestiman generalmente el impacto del racionamiento, ya que suponen una disminución del abastecimiento al margen, en la que el consumidor elige la unidad racionada. Este supuesto es sólo válido en racionamientos voluntarios, en los que se exige al consumidor una cuota de disminución del consumo²¹. Pero cuando el racionamiento se hace a través de patrones horarios de suspensión del servicio, el impacto adicional, para el que no existe ninguna señal de mercado, sólo puede ser abordado mediante encuestas de "valoración contingente". Así pues, en una primera aproximación, el costo de un racionamiento puede ser estimado a partir de los impactos de bienestar que se generan sobre el consumidor, medidos éstos, a su vez, a partir de funciones de utilidad indirecta derivadas de funciones de demanda observables. Esta estimación corresponde al costo de un racionamiento del tipo "voluntario", y es la cota inferior de valoración de cualquier racionamiento.

El segundo mecanismo de transmisión opera a través de los agentes productores de bienes y servicios: el racionamiento impide a las empresas realizar sus planes óptimos de producción, obligándolas a disminuir su producción o a incurrir en sobrecostos. El costo del racionamiento puede medirse como la suma de estos dos componentes²².

²¹ Como es actualmente el caso en el suministro de agua potable para Santafé de Bogotá.

²² Un tercer componente, de difícil incorporación en equilibrio general, es el costo de calidad, o de incremento en la producción defectuosa.

Ahora bien: los dos tipos de racionamiento han sido abordados generalmente a partir del análisis de equilibrio parcial: se mide el impacto directo de la provisión del bien sobre el agente racionado, se valora, y se hace caso omiso de efectos colaterales. Este procedimiento resulta aproximadamente correcto en el caso del racionamiento a los hogares, puesto que la recomposición de la canasta de bienes en que los hogares gastan su ingreso, tiene poco impacto sobre el consumo de energía de los agentes productores; pero es menos adecuado para apreciar las consecuencias de un racionamiento sobre las empresas: en efecto, las empresas adaptan su racionalidad a la situación de racionamiento, lo que implica que se altera la estructura de precios relativos de la economía, y ello se traduce en variaciones importantes del bienestar de los consumidores.

El presente capítulo se propone abordar el tema del impacto del racionamiento a partir de un modelo de equilibrio general computable, calibrado para 1994. Se simula el impacto de un racionamiento global de energía eléctrica, y se evalúan diversas alternativas para realizarlo: a través de los hogares, a través de las empresas, o en una mezcla de racionamientos para ambos agentes. Para tener un visión amplia del problema, se han analizado tres "metas" de racionamiento: 5%, 3% y 1.5%. Alcanzar un racionamiento total del 5% implica producir un racionamiento del orden del 10%, bien sea sobre los hogares o sobre las empresas.

La medida básica del racionamiento utilizada es, en el caso de los hogares, la variación equivalente. Ella se define como la variación en el ingreso de los hogares que produce sobre el bienestar el mismo impacto que produce la reducción del abastecimiento. Esta variación se divide por los kWh racionados para establecer una medida del kilovatio racionado. Ahora bien: en la medida en que el reacomodo del consumo de los hogares afecta la estructura de demanda de la economía, se producen pequeñas alteraciones en los patrones de consumo de las empresas, que generan un ahorro de electricidad adicional. Para establecer el costo ajustado del racionamiento se suman todos los costos, tanto de los hogares (variación equivalente) como de las empresas (reducción de producción más incremento de costos) y se divide por el ahorro total de electricidad. Esta medida, a la que se denomina costo ajustado, es la medida correcta del racionamiento, aunque incorpora una cierta redundancia en la contabilización de los costos, a la que se hará referencia en las conclusiones.²³

En el caso del racionamiento a las empresas, la medida utilizada es la suma de sobrecostos más valor de la producción no realizada, dividida por el total del kWh no consumidos. Esta medida directa es probablemente una medida social inadecuada, dado que las empresas reajustan sus planes y adaptan su racionalidad a la situación de restricción en el abastecimiento de la electricidad, y en este proceso, alteran los precios de sus productos, para ajustarse a la nueva situación. Por esta vía, el efecto se traslada a los consumidores, que pueden ver afectado su nivel de bienestar, por lo que podría pensarse que la medida correcta del efecto es el impacto sobre los consumidores. No obstante, una interpretación posible legitimaría que ambos efectos se sumen, dado que, desde el punto de vista colectivo, ambos tipos de agentes harían valer su pérdida, como lo puede ilustrar un ejemplo: racionar electricidad al sector comercial en horas nocturnas puede generar tanto pérdidas al comerciante, como perjuicios al consumidor. El reclamo social que el racionamiento generaría estaría compuesto por ambos efectos, aunque probablemente no fuesen otra cosa que manifestaciones duales del mismo fenómeno. Por ello, se ha adoptado como medida "ajustada"

²³ Debe aclararse que, por la razones antes explicadas, éste es un costo de racionamiento "voluntario".

del racionamiento la suma de todos los costos (tanto empresariales como familiares), dividida por la reducción total de consumo producida.

Para abordar este análisis es necesario el equilibrio general. El presente capítulo describe los resultados de una evaluación del racionamiento, efectuada mediante un modelo de equilibrio general, calibrado para 1994. Se asumen tres escenarios de racionamiento: el primero, un racionamiento del 5% del consumo total; el segundo, un racionamiento del 3%; y por último, un racionamiento del 1.5%. El racionamiento se puede lograr a través de recorte del servicio residencial, o a través de reducción del abastecimiento a las empresas. En este último caso, la variable decisiva que determina la respuesta de los sectores productivos es la capacidad de sustitución por otros energéticos, que se modela mediante funciones CES. Para ilustrar adecuadamente los efectos, se presentan resultados para tres supuestos posibles: baja sustituibilidad, sustituibilidad media, y gran sustituibilidad. El parámetro "elasticidad de sustitución" se considera igual a 0.4 en el primer caso, 0.85 en el segundo, y 1.3 en el tercero.

El capítulo contiene las siguientes secciones: la segunda, en la que se define la sectorización utilizada, las fuentes de información disponibles y los supuestos básicos empleados en el análisis; la sección tercera, que describe el modelo; la sección cuarta, que explicita la metodología adoptada para la evaluación del costo de racionamiento. La sección quinta presenta los resultados básicos; y la última sección está dedicada a las conclusiones.

4.2. sectorización, fuentes de información y supuestos

Para hacer compatibles las fuentes de información en que esta basada la matriz de contabilidad social (SAM), se ha utilizado la siguiente sectorización:

SECTOR	DESCRIPCION	SECTOR SINSE	SECTORES DANE
AGRIC	AGRICULTURA	5	01+02+03, 04, 05
MINER	MINERIA	4A	06+07
INDUST	INDUSTRIA	3-3K	08 A 25 - 20
REFIN	REFINACION PETROLEO	3K	20
SERVP	SERVICIOS PUBLICOS	CONS PROPIO	26
COMER	COMERCIO	2A	28
RESTO	SERVICIOS PRIV Y GOB	2B, 2C, 2D, 4C, 4E, 4B	27 Y 29 A 35

El esquema básico de modelación es el siguiente: se ha partido de la matriz de insumo producto del DANE para 1994. Dicha matriz se ha reducido a siete sectores, de acuerdo a la sectorización establecida. Las demandas intermedias de cada sector al sector "Electricidad, gas y agua" se han desagregado en dos rubros: energía eléctrica y resto de compras, con lo que se completan ocho sectores en el modelo. Para calcular la demanda intermedia de energía eléctrica, se han tomado las ventas según el Cuadro No.E.37, "Ventas de Energía al

Consumidor Final. Sistema Interconectado", del Balance Histórico de Energía Eléctrica 1970-1994, ISA.

Estos consumos se han valorado a la tarifa media de cada sector, de acuerdo al cuadro nro.1.8 "Tarifas Medias y Facturación total", para el sistema interconectado, en el mencionado Balance.

Para los sectores industriales, minería y agricultura, se ha tomado la tarifa de Industria; para el comercio, se ha aplicado la tarifa correspondiente; para "Electricidad, gas y agua" se ha aplicado la tarifa oficial, dado que las empresas de servicios públicos son básicamente empresas públicas; y para el sector servicios se ha obtenido una tarifa ponderada, a partir de la aplicación de la tarifa industrial para el consumo de restaurantes y hoteles, tarifa oficial para los consumos oficiales, y tarifa comercial para otras actividades comerciales.

Al valorar los consumos de esta forma se generaron algunas inconsistencias en relación a cuentas nacionales: el gasto en electricidad en el sector agrícola y en el sector comercial resulta superior a la compras intermedias totales según el DANE, al sector "Electricidad, gas y agua". Ello se explica por divergencias en la clasificación, y para lograr la compatibilidad, se han hecho los siguientes supuestos:

1. Del consumo agrícola, se supone que el 80% corresponde a actividades de procesamiento industrial del bien agrícola.
2. Del consumo comercial, se supone que un 20% corresponde a actividades industriales, y un 30% a actividades del resto de servicios en la economía.

Con dichos supuestos, el resultado es el siguiente:

SECTOR	COMPRAS DANE	COMPRAS AJUSTADAS GWh SINSE	PRECIO SINSE	COMPRAS SINSE	PARTICIPACIÓN
AGRICOLA	2857	33.8	69.09	2339	82%
MINERIA	99510	788.6	69.09	54487	55%
INDUSTRIA	620529	7998.9	69.09	552641	89%
REFINACION DE PETROLEO	62365	313.8	69.09	21678	35%
ELECTRICIDAD, GAS Y AGUA	94375	711.0	73.70	52401	56%
COMERCIO	131218	1297.2	92.11	119489	91%
RESTO	363897	4448.2	76.48	340212	93%

En cuanto al consumo residencial, se valora a los precios medios correspondientes, \$38 por Kwh. Dado un volumen de 13976.6 GWh, las compras se valoran en 531111 millones de pesos, un 38.3% de las ventas del sector.

La distribución del producto total del sector "ELECTRICIDAD" se realiza bajo el supuesto de que la estructura productiva del sector es igual a la del agregado "Electricidad, gas y agua": con este supuesto, se distribuyen las compras intermedias entre los dos subgrupos, al igual que la remuneración al trabajo y al capital.

De esta manera, se utiliza una SAM de 8 sectores, en la que las ramas producen, tanto su producción característica, como producción no característica. El agregado de producciones no características se discrimina de acuerdo a un vector de participaciones fijas.

4.3 Estructura del modelo

El modelo, desde el punto de vista de la oferta, supone una modelación de la función de producción a 4 niveles: en el primer nivel, la producción se desagrega entre Valor Agregado e Insumos intermedios²⁴, mediante coeficientes fijos. El Valor Agregado se compone, en un segundo nivel, de Trabajo y Capital, mediante una función CES, con elasticidades que fluctúan entre 0.2 y 1.2. En este mismo nivel, la demanda de insumos intermedios se distribuye sectorialmente, mediante coeficientes fijos: los sectores considerados en este nivel son todos los sectores no energéticos, y el agregado de consumos energéticos, formado por "Electricidad", "Gas y agua" y "Derivados del petróleo".

La demanda de energéticos se distribuye, en un tercer nivel, entre Electricidad y Otros Energéticos. La forma funcional adoptada es la de Elasticidad Constante de Sustitución.

Por último, en el cuarto nivel, las compras de otros energéticos se reparten, mediante coeficientes fijos, entre Petróleo y "gas y agua"²⁵.

La elasticidad de sustitución entre Electricidad y Otros energéticos se ha supuesto igual a 0.2, lo que implica que una variación del 10% en los precios relativos genera una variación del 2% en la proporción óptima en que se emplean los insumos. No obstante, se han hecho simulaciones con un valor superior de dicha elasticidad: 1.5.

La producción total obtenida con tal estructura de producción, se reparte entre producción exportable y producción para venta doméstica, mediante una frontera de posibilidades de producción CET; la producción doméstica se reparte entre producción característica y producción no característica, de acuerdo a coeficientes fijos²⁶. La sumatoria de los producciones no características de todos los sectores, se distribuye mediante coeficientes fijos en los distintos tipos de productos.

En cuanto a la demanda doméstica, está compuesta por Consumo, Inversión Privada, Inversión Pública, Inventarios y Compras Intermedias. El consumo se modela mediante un Sistema Lineal de Gasto; la Inversión Privada y la Inversión Pública se modelan con

²⁴ Para dar cuenta de los impuestos indirectos, el modelo distingue valor agregado total y valor agregado neto. El primero incluye los impuestos indirectos, y está relacionado con el valor neto a través de coeficientes fijos. El valor agregado neto se agrega a los insumos intermedios.

²⁵ El sector 26 de Cuentas Nacionales se denomina "Electricidad, gas y agua". Para el modelo aquí descrito, se ha desagregado la Electricidad, quedando el sector residual como "gas y agua". Este sector residual forma parte de los sectores energéticos en la modelación, aunque no toda el agua consumida está destinada a fines de autogeneración.

²⁶ El modelo es una modelo "rama-producto". Este tipo de modelos se adaptan mejor a las Cuentas Nacionales de Colombia.

participaciones fijas; los Inventarios se calculan como una proporción de la producción total. La agregación de estos rubros conforma la demanda de Bien Compuesto, que se atiende mediante producción doméstica e Importaciones. La asignación de cantidades entre ambas alternativas, se hace con el sistema de Armington: el demandante total minimiza costos, sujeto a una restricción tipo CES, que agrega importaciones y producción doméstica.

En cuanto al cierre macroeconómico, es un cierre "clásico". La tasa de ahorro de los hogares se considera fija. De esta manera se determina el volumen de ahorro de los hogares. El ahorro de las empresas y del gobierno es residual; y en cuanto al sector externo, se supone fija la tasa de cambio, lo que permite determinar endógenamente el ahorro externo. Dados todos los ahorros y la inversión pública (que se considera exógena), se determina la inversión privada endógenamente.

La modelación institucional empleada es la más simple posible, dadas las metas planteadas. Se consideran tres instituciones domésticas: hogares, empresas y administraciones públicas. Las rentas del trabajo se distribuyen en proporciones fijas entre los Hogares y el Resto del Mundo (remuneración a extranjeros). Las rentas de capital se distribuyen entre las tres instituciones domésticas mediante coeficientes fijos.

Los productores son agentes optimizadores, que maximizan utilidades dado su stock de capital. La demanda de trabajo depende del salario real. Se asume que el mercado de trabajo se ajusta por el salario.²⁷

4.4 Metodología de evaluación de los costos de racionamiento

Para evaluar el impacto del racionamiento en el sector industrial, se ha empleado el siguiente procedimiento: el productor maximiza utilidades, dado su stock de capital. Para ello, determina el nivel de empleo que hace que la productividad marginal del trabajo se iguale con el salario real. El salario real es el salario nominal dividido por el precio de valor agregado, que a su vez es el precio del producto neto de las compras intermedias.

Dado el volumen de empleo, se determina la demanda de insumos energéticos, que se distribuye, a partir de una problema de minimización de costos, entre electricidad y otros energéticos, dada una relación de sustitución imperfecta entre los insumos. El problema de minimización genera una senda óptima de expansión, correspondiente a la mezcla de electricidad y otros energéticos, que resulta adecuada desde el punto de vista económico.

Las ecuaciones relevantes para cada sector son:

$$\begin{aligned} VE/VSE &= F(PE/PSE) & (1) \\ TD &= TD(W/PVA) & (2) \\ PVA &= PVA(PX,PTE,PCI) & (3) \\ PTE &= (VE.PE+VSE.PSE)/VTE & (4) \\ VTE &= CES(VE,VSE) & (5) \\ VA &= X(TD,K) & (6) \\ X &= c.VA & (7) \end{aligned}$$

Donde VE es consumo intermedio de electricidad; VSE consumo intermedio de otros energéticos; PE precio de la electricidad; PSE precio de los demás energéticos; TD demanda

²⁷ En el Anexo, se detallan las ecuaciones y las variables del modelo.

de trabajo; W salario nominal; PVA precio de valor agregado; PTE precio compuesto de la electricidad y otros energéticos; PCI precio de los demás insumos intermedios; VTE consumo intermedio total de energéticos, incluyendo electricidad; X producción total ; VA es el valor agregado; y K el stock de capital.

La ecuación (1) es la senda de expansión, la relación óptima entre electricidad y otros energéticos; la ecuación (2) es la demanda de trabajo, que depende del salario real; la ecuación (3) define el precio de valor agregado, en función de precio del producto y del precio de los insumos intermedios; la ecuación (4) define el precio agregado de los energéticos; la ecuación (5) es la función CES de agregación de energéticos; la ecuación (6) es la función producción; y la ecuación (7) la relación entre producción y valor agregado.

El racionamiento se simula a través de un parámetro INDR que se agrega a la ecuación (1). Dicho parámetro indica que al productor se le impide ubicarse en la senda óptima de expansión, y es obligado a comprar una canasta de energéticos distinta a la que quisiera comprar, dados los precios.

Como consecuencia de ello, el costo de los energéticos difiere del costo óptimo, generándose un sobrecosto por racionamiento. PTE se incrementa, PVA disminuye, el salario real aumenta y el empleo cae. De esta manera, el productor ajusta su conducta al racionamiento.

El racionamiento incide en el nivel del PIB, que puede verse afectado; e incide en los precios de equilibrio de los distintos bienes, alterando la canasta de consumo de la sociedad, y el nivel de utilidad alcanzado.

La estimación básica que se hace del costo del racionamiento, incluye el valor de la producción no realizada, y los sobrecostos producidos. El costo total se distribuye entre los kWh dejados de consumir, para producir un valor por kWh racionado.

El costo ajustado incluye el impacto sobre los hogares, medido como la variación equivalente al impacto que rehace la canasta de bienes consumida, e incluye así mismo cualquier efecto que se produzca en los kWh consumidos por lo hogares.

Este costo ajustado es, probablemente, una medida "aparente" del racionamiento, porque involucra todos los impactos sobre los que se generaría algún reclamo de un agente económico. Para dar una idea de la medida real se calcula un costo real, definido como la reducción en el PIB por kWh racionado. Esta medida podría sustentarse mediante un análisis de fronteras de posibilidades de producción: el racionamiento disminuye la capacidad de la sociedad de alcanzar un nivel de producción dado; con los mismo recursos, se logra un PIB menor. No obstante, parece claro que tal medida no es relevante, porque colectivamente hablando, los diversos agentes harán valer su propia pérdida, y reclamarán compensación por ella.

En cuanto al racionamiento al consumo de electricidad de los hogares, su efecto se evalúa a través de la función de utilidad: al impedir que el consumidor disponga de la cantidad óptima de electricidad, se produce una disminución de su nivel de utilidad. El ejercicio consiste en calcular la variación equivalente que, sin racionamiento, hubiese llevado al nivel de utilidad decrementado, y distribuir esta entre los kWh dejados de consumir.

La medida ajustada incluye el efecto indirecto que se produce sobre los agentes productores. Para mantener la simetría del análisis, se calcula una medida "real": reducción del PIB por kWh racionado.

Debe anotarse que el modelo usa, como sistema de funciones de demanda, un Sistema Lineal de Gasto. Está implícito en dicho sistema que las elasticidades precio sean iguales a -1, en tanto que la elasticidad ingreso condiciona el valor de los parámetros del sistema. Para el ejercicio realizado, se ha utilizado una elasticidad ingreso de la electricidad de 0.147, que corresponde a un valor medio de las elasticidades obtenidas en la estimación de las funciones de demanda.

4.5 Resultados

Los resultados básicos se resumen en la tabla de la página siguiente, que contiene las siguientes columnas: la primera, que resume los resultados de un racionamiento aplicado exclusivamente a los hogares; la segunda, tercera y cuarta, reportando racionamiento aplicados al consumo del sector productivo, en tres escenarios de sustituibilidad de la electricidad por otros energéticos: baja sustituibilidad (sigma de 0.4 en la función CES), media sustituibilidad (sigma de 0.85 en la función CES) y alta sustituibilidad (sigma de 1.3 en la función CES). La última columna presenta los resultados de un racionamiento que se practique sobre ambos sectores, en proporciones aproximadamente iguales, y dada una elasticidad de sustitución de 0.85 en los sectores productivos.

En las filas, se detallan diversos niveles de racionamiento, con tres tipos de costo asociado a cada uno: el primero, el costo básico, definido como la variación equivalente dividida por el consumo dejado de realizar, en el caso de los hogares; y como la reducción de producción más el incremento de costo por kWh racionado, en el caso de los sectores productivos; el costo ajustado, que incluye costos de producción, pérdidas de bienestar y variaciones equivalente para el consumidor; y el Costo medido respecto al PIB, indicando la disminución del PIB por kWh racionado. La magnitud del racionamiento se calcula respecto al consumo total, por lo que debe tenerse en cuenta que cuando se raciona un sólo tipo de consumo, el racionamiento sectorial practicado es cerca de dos veces la meta total propuesta: es decir, para lograr un racionamiento total del 4.8% debe racionarse el consumo de los hogares en un 10%, o el consumo de las empresas en un 9.4%: la cuantía del racionamiento respecto al tipo de consumo se indica en la fila "Rac. Tipo de consumo".

El precio medio del kWh en el año base es, para el consumo intermedio, \$73.32, y para el consumo residencial, \$38.00.

EVALUACION DE COSTOS DE RACIONAMIENTO					
	HOGARES	EMPRESAS			AMBOS
		BAJA ELASTIC	MEDIA ELASTIC	ALTA ELASTIC	MEDIA ELASTIC
RACIONAMIENTO 4.8%	1,413.68	1,452.25	1,469.53	1,422.39	1,417.10
Rac. tipo de consumo	10.1%	9.3%	9.4%	9.1%	4.8%
COSTO BASICO HOG	\$112.14				\$67.53
COSTO BASICO EMP		\$47.86	\$36.02	\$32.63	\$47.10
COSTO AJUSTADO	\$128.41	\$88.46	\$74.67	\$70.76	\$56.86
MEDIDA RESPECTO PIB	\$18.47	\$25.81	\$26.81	\$27.09	\$22.87
RACIONAMIENTO 3.0%	918.38	917.79	940.48	902.96	936.83
Rac. tipo de consumo	6.6%	5.9%	6.0%	5.8%	3.2%
COSTO BASICO HOG	\$35.03				\$63.95
COSTO BASICO EMP		\$38.69	\$32.38	\$30.30	\$44.68

COSTO AJUSTADO	\$52.34	\$77.90	\$70.55	\$68.17	\$53.57
MEDIDA RESPECTO PIB	\$18.47	\$26.35	\$26.94	\$27.12	\$23.04
RACIONAMIENTO 1.5%	437.27	444.55	500.13	477.01	
Rac. tipo de consumo	3.1%	2.9%	3.2%	3.1%	0.0%
COSTO BASICO HOG	\$20.24				
COSTO BASICO EMP		\$32.09	\$29.62	\$28.51	
COSTO AJUSTADO	\$37.75	\$70.29	\$67.42	\$66.17	
MEDIDA RESPECTO PIB	\$18.47	\$26.79	\$27.05	\$27.15	
RACIONAMIENTO 6.3%					1,855.95
Rac. tipo de consumo	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	6.3%
COSTO BASICO HOG					\$74.56
COSTO BASICO EMP					\$49.11
COSTO AJUSTADO					\$61.55
MEDIDA RESPECTO PIB					\$22.75
RACIONAMIENTO 9.7%					2,876.12
Rac. tipo de consumo	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	9.7%
COSTO BASICO HOG					\$152.65
COSTO BASICO EMP					\$52.45
COSTO AJUSTADO					\$101.04
PIB/KWH					\$22.71

4.6 Conclusiones

Las principales conclusiones que pueden extraerse del cuadro anterior, son las siguientes:

1. La medida del costo respecto al PIB es la medida más estable: oscila entre \$18.47 para el racionamiento a los hogares, y \$27.15 para el racionamiento a las empresas, dada una alta elasticidad de sustitución. De acuerdo a esta medida, un racionamiento al consumo productivo tiene mayor impacto que un racionamiento a los hogares, pero en cualquier caso, la elasticidad implícita del racionamiento no excede el valor de 0.015. Es decir, un racionamiento del 10% sólo genera una reducción del PIB de 0.15%.
2. El racionamiento sobre los consumo de los hogares tiene un impacto que crece exponencialmente con su magnitud. Como puede apreciarse en la primera columna del cuadro anterior, un racionamiento del 3.1% del consumo de los hogares tiene un costo de \$20.24 (un 53% del precio del kWh), pero un racionamiento del 10% ya incrementa el costo hasta \$112,14, casi tres veces el precio del kWh.
3. El costo ajustado del racionamiento al consumo intermedio, crece también con la magnitud, pero con una pendiente inferior al consumo de los hogares. Para una elasticidad media, el costo pasa de \$67.42 (un 92% del precio) en un racionamiento del 3.2%, a \$74.67 (un 102% del precio) en un racionamiento del 9.4% del consumo intermedio.

4. Niveles de elasticidad de sustitución entre electricidad y otros energéticos, del orden de 0.4, aumentan el impacto de racionamiento, especialmente si éste es grande: el mayor incremento se observa en el racionamiento del 9.4% del consumo, en el que la baja elasticidad de sustitución incrementa la valoración en un 18%.
5. La medida que parece más adecuada, en conjunto, es la del costo ajustado. Dicha medida sintetiza los efectos sobre todos los agentes económicos, y aunque hay alguna redundancia en ella, porque algunos efectos sobre la producción se trasladan efectivamente al precio, y por esa vía, al consumo, la medida expresa la suma de todos los reclamos que los agentes económicos realizan ante el racionamiento. Como puede apreciarse, el consumo residencial tiene la mayor vulnerabilidad en racionamientos significativos, desde el punto de vista de dicha medida, por el crecimiento exponencial que el efecto de malestar tiene sobre la utilidad de los agentes. No obstante, desde otro punto de vista, el efecto sobre el nivel del PIB es inferior en esta alternativa. Probablemente deba concluirse que racionar a los hogares causa menor impacto al nivel de actividad económica, pero con mayor malestar.
6. Dada la curvatura de la función de costo de racionamiento de los hogares, cualquier función que dependa de ella rápidamente crece hasta niveles altos de costo. Para efectos analíticos, resulta menos costoso distribuir el impacto de racionamiento entre ambos tipos de consumo, lo que genera un costo mínimo por kWh racionado. El modelo arroja, para este tipo de racionamiento, los niveles de costo siguientes:

COSTO POR kWh RACIONADO (PESOS 1994)	COSTO POR kWh
RACIONAMIENTO DEL 3%	53.57
RACIONAMIENTO DEL 4.8%	56.86
RACIONAMIENTO DEL 6.3%	61.55
RACIONAMIENTO DEL 9.7%	101.04

La curva es, por supuesto, creciente, y conforme se eleva el impacto sobre los hogares, tanto mayor es su pendiente de crecimiento.

APENDICE

PARAMETROS UTILIZADOS

DELTAM(I)	PARTICIPACION EN FUNCION ARMINGTON	(UNIDAD)
BM(I)	ESALA EN FUNCION ARMINGTON	(UNIDAD)
RHOM(I)	ELASTICIDAD FUNCION ARMINGTON	(UNIDAD)
DELTAP(I)	PARTICIPACION EN FUNCION PRODUCCION	(UNIDAD)
BP(I)	ESCALA EN FUNCION PRODUCCION	(UNIDAD)
RHOP(I)	ELASTICIDAD FUNCION PRODUCCION	(UNIDAD)

DELTAC(I)	PARTICIPACION FUNCION CET	(UNIDAD)
BC(I)	ESCALA EN LA FUNCION CET	(UNIDAD)
RHOC(I)	ELASTICIDAD EN LA FUNCION CET	(UNIDAD)
DELTAE(I)	PARTICIPACION EN LA AGREGACION ENERGETICOS	(UNIDAD)
BE(I)	ESCALA EN LA AGREGACION ENERGETICOS	(UNIDAD)
RHOE(I)	ELASTICIDAD EN LA FUNCION AGREGACION ENERG	(UNIDAD)
ELAST(I)	ELASTICIDAD EXPORTACIONES	(UNIDAD)
EEXO(I)	EXPORTACIONES EXOGENAS	(PESOS 1992)
THETA(I)	CONSUMO MINIMO LES	(PESOS 1992)
EME(I)	PARTICIPACION EN EL GASTO ADICIONAL	(PORCENTAJE)
ENGEL(I)	ELASTICIDAD INGRESO CORREGIDA	(UNIDAD)
PHI(I)	PARTICIPACION EN EL GASTO TOTAL	(PORCENTAJE)
PPNC(I)	PROPORCION DE PRODUCCION NO CARACTERISTICA	(PORCENTAJE)
PPC(I)	PROPORCION DE PRODUCCION CARACTERISTICA	(PORCENTAJE)
COMPNC(I)	VECTOR DE COMPOSICION DE PCCION NO CARACT	(PORCENTAJE)
ITAX(I)	IMPUESTO INDIRECTOS	(PORCENTAJE)
TM(I)	ARANCELES	(PORCENTAJE)
TE(I)	SUBSIDIOS E IMPUESTOS EXPORTACIONES	(PORCENTAJE)
DISTRIL(L)	PART EN REMUNERAC AL CAPITAL	(PORCENTAJE)
DIRECTO(LI)	TASA DE IMPUESTOS DIRECTOS	(PORCENTAJE)
ACTX(I)	RELACION VALOR SIN IMPUESTOS A PCCION	(UNIDAD)
VAAC(I)	RELACION VALOR AGREGADO A ACTIVIDAD	(UNIDAD)
SHAREIP(I)	INVERSION PRIVADA POR ORIGEN	(PORCENTAJE)
SHAREIU(I)	INVERSION PUBLICA POR ORIGEN	(PORCENTAJE)
INVENTA(I)	PORCENTAJE DE FORMACION DE INVENTARIOS	(PORCENTAJE)
PW(I)	PRECIOS INTERNACIONALES	(UNIDAD)
PWMX(I)	PRECIO DE LAS IMPORTACIONES	(UNIDAD)
KAPIT(I)	STOCK DE CAPITAL	(PESOS DE 1992)
WDIST(I)	FACTOR DE ESCALA DE REMUNERACIONES	(UNIDAD)
RENTA(L)	RENTA DE LA PROPIEDAD DE LAS INSTIT	(PESOS DE 1992)
TRANS(L)	TRANSFERENCIAS A LOS HOGARES	(PESOS DE 1992)
PRIMASN(L)	PRIMAS NETAS DE SEGUROS DE LAS INST	(PESOS DE 1992)
PONDERA(I)	PONDERADOR IPC	(PORCENTAJE)
LTD(I)	COEFICIENTE DE DEMANDA DE TRABAJO	(UNIDAD)
PDX(I)	PRECIO FIJO	(UNIDAD)
INDE(I)	INDICE DE RACIONAMIENTO DE ENERGIA	(PORCENTAJE)
INDH	INDICE DE RACIONAMIENTO DE LOS HOGARES	(PORCENTAJE)
IOE(I)	COEFICIENTE INSUMO PRODUCTO DE ENERGETICOS	(UNIDAD)
PVSEP(I)	PARTICIPACION DEL PETROLEO EN SUSTITUTOS	(UNIDAD)
TSX	EMPLEO TOTAL	(MILES)
AHOEXT	AHORRO EXTERNO	(DIVISAS DE 1992)
COMPEXT	COMPRAS NETAS DEL EXTERIOR	(DIVISAS DE 1992)
REMUNEXT	REMUNERACION AL TRABAJO DEL EXTER	(DIVISAS DE 1992)
TZGOB	FORMACION BRUTA DE CAPIT PUBLICO	(PESOS DE 1992)
RAZONIN	PORCION DEL INGRESO DE DESTINACION LIBRE	(PORCENTAJE)
TASASS	TASA DE APORTES PARA LA SEGURIDAD SOCIAL	(PORCENTAJE)
IPCX	INDICE DE PRECIOS EXOGENO	(UNIDAD)
ERX	TASA DE CAMBIO EXOGENA	(UNIDAD)
CONGOB	CONSUMO DEL GOBIERNO	(PESOS DE 1992)
PARTRE	PORCION DEL PAGO AL TRABAJO CALIF DADA A NO RESIDENTES	
RENS	RELACION ENTRE PRESTACIONES Y APORTES DE LA SEG SOCIAL	
TSAVEHK	CONSTANTE EN LA FUNCION DE TASA DE AHORRO	(UNIDAD)
UTILITY	UTILIDAD DE LOS HOGARES EN EL CONSUMO	

*DEFINICION DE VARIABLES DEL MODELO

***BLOQUE DE PRECIOS**

PD(I) PRECIOS DOMESTICOS
PR(I) PRECIOS DOMESTICOS DE LA RAMA
PM(I) PRECIOS DOMESTICOS DE LAS IMPORTACIONES
PE(I) PRECIO DE LAS EXPORTACIONES
PX(I) PRECIO PROMEDIO DE LAS VENTAS
PC(I) PRECIO DEL BIEN COMPUESTO
PWM(I) PRECIO MUNDIAL DE LAS IMPORTACIONES
PWE(I) PRECIO MUNDIAL DE LAS EXPORTACIONES
PVA(I) PRECIO DE VALOR AGREGADO
PACT(I) PRECIO DEL BIEN NETO DE IMPUESTOS INDIRECTOS
PSE(I) PRECIO AGREGADO DE LOS SUSTITUTOS ENERGETICOS
PAE(I) PRECIO COMPUESTO DE LOS ENERGETICOS TOTALES
PDNC PRECIO GENERAL DE LA PRODUCCION NO CARACTERISTICA
ER TASA DE CAMBIO
IPC INDICE DE PRECIOS

***BLOQUE DE PRODUCCION**

X(I) PRODUCCION TOTAL
DC(I) PRODUCCION DOMESTICA DE BIEN CARACTERISTICO
DNC(I) PRODUCCION NO CARACTERISTICA
DR(I) PRODUCCION TOTAL DE LA RAMA
VA(I) VALOR AGREGADO
E(I) EXPORTACIONES
M(I) IMPORTACIONES
XD(I) BIEN COMPUESTO
D(I) VENTAS DOMESTICAS DE PRODUCCION DOMESTICA

***BLOQUE DE FACTORES**

W(I) REMUNERACION UNITARIA TRABAJO TOTAL
WM SALARIO MEDIO
TD(I) DEMANDA TOTAL DE TRABAJO EN EL SECTOR
TS OFERTA DE TRABAJO
KAP(I) STOCK DE CAPITAL

***BLOQUE DE DEMANDA**

CTOT CONSUMO NOMINAL TOTAL DE LOS HOGARES
C(I) CONSUMO DE LOS HOGARES
G(I) GASTO PUBLICO
V(I) DEMANDA INTERMEDIA
AE(I) COMPRAS SECTORIALES DE ENERGETICOS TOTALES
VSE(I) COMPRAS SECTORIALES DE SUSTITUTOS DE ELECTRICIDAD
VE(I) COMPRAS DE ELECTRICIDAD
VP(I) COMPRAS DE DERIVADOS DE PETROLEO
VG(I) COMPRAS DE GAS Y OTROS SERVICIOS PUBLICOS
ZPRIV(I) INVERSION PRIVADA
ZPUB(I) INVERSION PUBLICA
ZINV(I) DEMANDA DE INVENTARIOS
TZPRIV TOTAL INVERSION PRIVADA REAL
INDICEK INDICE DE PRECIOS DE LA INVERSION PRIVADA

***BLOQUE DE GENERACION DE INGRESOS**

YH INGRESOS DE LOS HOGARES

YE INGRESOS DE LAS EMPRESAS PRIVADAS
YG RENTAS DEL GOBIERNO
SAVE(L) AHORRO DE LAS INSTITUCIONES
TSAVEH TASA DE AHORRO DE LOS HOGARES
TRHOG TRANSFERENCIAS TOTALES RECIBIDAS POR LOS HOGARES
REEMP RENTAS TOTALES NETAS DADAS O RECIBIDAS POR LAS EMPRESAS
PREMP PRIMAS TOTALES NETAS DE LAS EMPRESAS

*INDICADOR DE BIENESTAR PARA LA FUNCION OBJETIVO
OMEGA VARIABLE DE LA FUNCION OBJETIVO

NOMBRE DE LAS ECUACIONES EMPLEADAS

*BLOQUE DE PRECIOS

PMDEF(I) DEFINICION DEL PRECIO DOMESTICO DE LAS IMPORTACIONES
PEDEF(I) DEFINICION DEL PRECIO DOMESTICO DE LAS EXPORTACIONES
ABSOR(I) VALOR DE LAS VENTAS DOMESTICAS
SALES(I) VALOR DEL PRODUCTO TOTAL
ACTP(I) DEFINIICION DEL PRECIO DE LA ACTIVIDAD
VALOR(I) DEFINICION DEL PRECIO DE VALOR AGREGADO
PRAMA(I) DEFINICION DEL PRECIO DOMESTICO DE LA RAMA
PENER(I) DEFINICION DEL PRECIO DE LOS INSUMOS ENERGETICOS
PSUSTIT(I) DEFINICION DEL PRECIO DE LOS SUSTITUTOS A LA ELECTRICIDAD
DEFNPC DEFINICION DEL PRECIO DE LA PRODUCCION NO CARACTERISTICA

*BLOQUE DE PRODUCTO

ACTIVITY(I) FUNCION DE PRODUCCION
ACTIVITY2(I) DEMANDA DE TRABAJO SECTORES DE PRECIO FIJO
VALAGREG(I) DEFINICION DEL VALOR AGREGADO
PROFIMAX(I) REGLA DE OPTIMIZACION DE LOS EMPRESARIOS
PONDERAT(I) RELACION SALARIOS SECTORIALES Y SALARIO MEDIO
LEQUIL EQUILIBRIO DEL MERCADO DE TRABAJO
CET(I) FUNCIONES CET
CETN(I) OFERTA PARA SECTORES NO EXPORTABLES
EDEMAND(I) DEMANDA DE EXPORTACIONES
ESUPPLY(I) OFERTA DE EXPORTACIONES
ARMINGTON(I) BIEN COMPUESTO
COSTMIN(I) CONDICION DE EQUILIBRIO PARA IMPORTACIONES
COMPUEST(I) AGREGACION PARA SECTORES QUE NO IMPORTAN
DEFACARAC(I) PRODUCCION CARACTERISTICA
DEFNCARAC(I) PRODUCCION NO CARACTERISTICA
OFERTAT(I) OFERTA TOTAL DE CADA BIEN POR LOS DISTINTOS SECTORES
CESENER(I) AGREGACION DE ELECTRICIDAD Y SUSTITUTOS
MINICES(I) REGLA DE OPTIMIZACION EN LA SELECCION DE ENERGETICOS
SUSTIPETR(I) DEMANDA INTERMEDIA DE DERIVADOS DEL PETROLEO
SUSTIGAS(I) DEMANDA INTERMEDIA DE GAS Y AGUA

*BLOQUE DE INGRESOS

INGREHOG INGRESO DE LOS HOGARES
INGREEMP INGRESO DE LAS EMPRESAS
INGREGOB INGRESO DEL GOBIERNO
AHORROHOG AHORRO DE LOS HOGARES
CONSHOG CONSUMO NOMINAL DE LOS HOGARES

AHORROEMP AHORRO DE LAS EMPRESAS
 AHORROGOB AHORRO DEL GOBIERNO
 ETRHOG DEFINICION DE LAS TRANSFERENCIAS A HOGARES
 EREEMP DEFINICION DE LAS RENTAS NETAS DE LAS EMPRESAS
 EPREMP DEFINICION DE LAS PRIMAS NETAS DE LAS EMPRESAS

*BLOQUE DE DEMANDAS

CONLES(I) CONSUMO SECTORIAL REAL DE LOS HOGARES
 CONGOBC CONSUMO SECTORIAL DE LAS ADMINISTRACIONES PUBLICAS
 INTERMED(I) DEMANDA DE BIENES INTERMEDIOS
 INTERE(I) CONSUMO DE ENERGETICOS TOTALES
 INTERMED2 DEMANDA INTERMEDIA DE ELECTRICIDAD
 INTERMED3 DEMANDA INTERMEDIA DE PETROLEO
 INTERMED4 DEMANDA INTERMEDIA DE GAS Y AGUA
 TPRIVAD TOTAL INVERSION PRIVADA
 PRIVAD(I) INVERSION PRIVADA SECTORIAL
 PUBLIC(I) INVERSION PUBLICA
 ZZZZ(I) INVENTARIOS
 BALANZA EQUILIBRIO DEL MERCADO DE DIVISAS
 NIVELIPC INDICE DE PRECIOS
 CLEAR(I) EQUILIBRIO DE LOS MERCADOS

OBJ FUNCION OBJETIVO

DESCRIPCION DE LAS ECUACIONES

PMDEF(IM).. $PM(IM) = E = PWM(IM) * ER * (1 + TM(IM)) ;$
 PEDEF(IE).. $PE(IE) = E = PWE(IE) * ER * (1 + TE(IE)) ;$
 ABSOR(I).. $PC(I) * XD(I) = E = PD(I) * D(I) + PM(I) * M(I) * IM(I) ;$
 SALES(II).. $PX(II) * X(II) = E = PR(II) * DR(II) + PE(II) * E(II) * IE(II) ;$
 ACTP(II).. $PACT(II) = E = (PX(II) - \sum(J, PC(J) * IO(J, II))) / ACTX(II) ;$
 VALOR(II).. $PVA(II) = E = PACT(II) / VAACT(II) - ITAX(II) * PVA(II) ;$
 PRAMA(II).. $PR(II) * DR(II) = E = DC(II) * PD(II) + DNC(II) * PDNC ;$
 PENER(II).. $PAE(II) * AE(II) = E = VE(II) * PC("ELEC") + VSE(II) * PSE(II) ;$
 PSUSTIT(II).. $PSE(II) * VSE(II) = E = PC("PETR") * VP(II) + PC("SERP") * VG(II) ;$
 DEFNDC.. $PDNC = E = \sum(I, PD(I) * COMPNC(I)) ;$
 ACTIVITY(INR).. $VA(INR) = E = BP(INR) * (DELTAP(INR) * TD(INR) ** (-RHOP(INR)) + (1 - DELTAP(INR)) * KAP(INR) ** (-RHOP(INR))) ** (-1/RHOP(INR)) ;$
 ACTIVITY2(IR).. $TD(IR) = E = LTD(IR) * X(IR) ;$
 VALAGREG(II).. $X(II) = E = (VA(II) / VAACT(II)) / ACTX(II) ;$
 PROFIMAX(INR).. $TD(INR) = E = (((W(INR) / PVA(INR)) / BP(INR)) ** (-RHOP(INR)) / (1 + RHOP(INR))) - DELTAP(INR) ** (1 / (1 + RHOP(INR))) / ((1 - DELTAP(INR)) * DELTAP(INR) ** (-RHOP(INR)) / (1 + RHOP(INR)))) ** (1/RHOP(INR)) * KAP(INR) ;$
 PONDERAT(II).. $W(II) = E = WDIST(II) * WM ;$
 LEQUIL.. $TS = E = \sum(II, TD(II)) ;$
 CET(IE).. $X(IE) = E = BC(IE) * (DELTAC(IE) * E(IE) ** (-RHOC(IE)) + (1 - DELTAC(IE)) * DR(IE) ** (-RHOC(IE))) ** (-1/RHOC(IE)) ;$
 CETN(INE).. $X(INE) = E = DR(INE) ;$

EDEMAND(IE).. $E(IE) = E = EEXO(IE) * (PWE(IE) / PW(IE)) ** ELAST(IE)$;
 ESUPPLY(IE).. $E(IE) / DR(IE) = E = ((PE(IE) / PR(IE)) * ((1 - DELTAC(IE)) / DELTAC(IE))) * (-1 / (RHOC(IE) + 1))$;
 ARMINGTON(IM).. $XD(IM) = E = BM(IM) * (DELTA M(IM) * M(IM) ** (-RHOM(IM) + (1 - DELTA M(IM)) * D(IM) ** (-RHOM(IM)))) * (-1 / RHOM(IM))$;
 COSTMIN(IM).. $M(IM) / D(IM) = E = ((PM(IM) / PD(IM)) * ((1 - DELTA M(IM)) / DELTA M(IM))) * (-1 / (RHOM(IM) + 1))$;
 COMPUEST(INM).. $XD(INM) = E = D(INM)$;
 DEFNCARAC(II).. $DC(II) = E = DR(II) * PPC(II)$;
 DEFNCARAC(II).. $DNC(II) = E = DR(II) * (1 - PPC(II))$;
 OFERTAT(I).. $D(I) = E = DC(I) + COMPNC(I) * SUM(JJ, DNC(JJ))$;
 CESENER(II).. $AE(II) = E = BE(II) * (DELTA E(II) * VE(II) ** (-RHOE(II) + (1 - DELTA E(II)) * VSE(II) ** (-RHOE(II)))) * (-1 / RHOE(II))$;
 MINICES(II).. $VE(II) / VSE(II) = E = INDE(II) * ((PC("ELEC") / PSE(II)) * ((1 - DELTA E(II)) / DELTA E(II))) * (-1 / (RHOE(II) + 1))$;
 SUSTIPETR(II).. $VP(II) = E = VSE(II) * PVSEP(II)$;
 SUSTIGAS(II).. $VG(II) = E = VSE(II) * (1 - PVSEP(II))$;
 INGREHOG.. $YH = E = (1 - PARTRE) * SUM(II, W(II) * TD(II) * (1 - TASASS) + DISTRIK("HOG") * (SUM(II, VA(II) * PVA(II) - TD(II) * W(II))) + TRHOG + PRIMASN("HOG") + RENTA("HOG") + COMPEXT * ER + REMUNEXT * ER$;
 INGREEMP.. $YE = E = DISTRIK("EMP") * (SUM(II, VA(II) * PVA(II) - TD(II) * W(II))) + TRANS("EMP") + REEMP + PREMP$;
 INGREGOB.. $YG = E = DIRECTO("HOG") * YH + DIRECTO("EMP") * YE + (SUM(IM, M(IM) * PM(IM) - PWM(IM) * ER * M(IM)) + SUM(II, VA(II) * PVA(II) * ITAX(II))) + DISTRIK("ADMP") * (SUM(II, VA(II) * PVA(II) - TD(II) * W(II))) + TASASS * (1 - PARTRE) * SUM(II, W(II) * TD(II))$;
 AHORROHOG.. $SAVE("HOG") = E = TSAVEH * (1 - DIRECTO("HOG")) * YH$;
 CONSHOG.. $CTOT = E = YH * (1 - DIRECTO("HOG")) - SAVE("HOG") + RENSS * TASASS * (1 - PARTRE) * SUM(II, W(II) * TD(II))$;
 AHORROEMP.. $SAVE("EMP") = E = YE - DIRECTO("EMP") * YE$;
 AHORROGOB.. $SAVE("ADMP") = E = YG - CONGOB * PC("OTRO") - SUM(IE, E(IE) * PE(IE) - PWE(IE) * E(IE) * ER) + TRANS("ADMP") + PRIMASN("ADMP") + RENTA("ADMP") - RENSS * TASASS * (1 - PARTRE) * SUM(II, W(II) * TD(II))$;
 ETRHOG.. $TRHOG = E = -TRANS("EMP") - TRANS("ADMP") - TRANS("RESTO") * ER$;
 EREEMP.. $REEMP = E = -RENTA("HOG") - RENTA("ADMP") - RENTA("RESTO") * ER$;
 EPREMP.. $PREMP = E = -PRIMASN("HOG") - PRIMASN("ADMP") - PRIMASN("RESTO") * ER$;
 CONLES(I).. $C(I) = E = THETA(I) + (CTOT - SUM(J, THETA(J) * PC(J))) * EME(I) / PC(I)$;
 CONGOBC.. $G("OTRO") = E = CONGOB$;

INTERMED(INN).. $V(INN) = E = \text{SUM}(JJ, X(JJ) * IO(INN, JJ)) ;$
 INTERE(II).. $AE(II) = E = IOE(II) * X(II) ;$
 INTERMED2.. $V("ELEC") = E = \text{SUM}(JJ, VE(JJ)) ;$
 INTERMED3.. $V("PETR") = E = \text{SUM}(JJ, VP(JJ)) ;$
 INTERMED4.. $V("SERP") = E = \text{SUM}(JJ, VG(JJ)) ;$
 TPRIVAD.. $(TZPRIV) * \text{SUM}(I, PC(I) * SHAREIP(I)) = E = \text{SAVE}("HOG") +$
 $\text{SAVE}("EMP") + \text{SAVE}("ADMP") + \text{SAVE}("RESTO") * ER -$
 $\text{SUM}(I, ZPUB(I) * PC(I)) - \text{SUM}(I, ZINV(I) * PC(I)) ;$
 PRIVAD(I).. $ZPRIV(I) = E = SHAREIP(I) * (TZPRIV) ;$
 PUBLIC(I).. $ZPUB(I) = E = SHAREIU(I) * TZGOB ;$
 ZZZZ(I).. $ZINV(I) = E = X(I) * INVENTA(I) ;$
 BALANZA.. $\text{SUM}(IM, PWM(IM) * M(IM)) + \text{TRANS}("RESTO") +$
 $\text{RENTA}("RESTO") + \text{PRIMASN}("RESTO") +$
 $\text{PARTRE} * \text{SUM}(I, W(I) * TD(I)) / ER = E =$
 $\text{SUM}(IE, PWE(IE) * E(IE)) + \text{SAVE}("RESTO") +$
 $\text{COMPEXT} + \text{REMUNEXT} ;$
 NIVELIPC.. $IPC = E = \text{SUM}(I, PC(I) * PONDERA(I)) ;$
 CLEAR(I).. $XD(I) = E = V(I) + C(I) + G(I) +$
 $ZINV(I) + ZPRIV(I) +$
 $ZPUB(I) ;$
 OBJ.. $OMEGA = E = \text{SUM}(II, VA(II)) ;$

5. RESULTADO GENERAL

Ante la necesidad de presentar una cifra única que dé una idea general de la magnitud del costo del racionamiento para el conjunto de los usuarios residenciales, industriales y comerciales del servicio de energía eléctrica en Colombia, hemos optado por tomar un promedio de los resultados hasta ahora presentados.

El promedio ha sido obtenido para un racionamiento del 5% en el peor escenario para los usuarios industriales y comerciales y en un racionamiento de igual magnitud y de máximo costo para los usuarios residenciales. Para ponderar se han empleado cifras sobre participación en los consumos de electricidad, suministradas por el Sistema de Información Nacional del Sector Eléctrico (SINSE) para 1994. Suponemos que no ha habido cambios significativos en estas participaciones.

Las cifras de costo que entran al promedio son, entonces, de 360, 150, 170 pesos por kWh racionado, para los sectores industrial, comercial y residencial, respectivamente.

El resultado obtenido es un costo de \$236,2 por kWh racionado, si el racionamiento se realiza en el peor escenario para los usuarios residenciales y comerciales, y al máximo costo (en horas pico) para los residenciales.

Esta cifra da, pues, una idea del orden de magnitud del costo de racionamiento para un usuario medio del sistema interconectado nacional y se puede actualizar teniendo en cuenta un crecimiento en el índice general de precios del 18%, para llegar a un **costo aproximado de \$280 por kWh** para mediados de 1997.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las conclusiones más importantes son:

1. La interrupción en el suministro del fluido eléctrico a los usuarios residenciales ocasiona pérdidas de bienestar que son medidas por dos métodos diferentes, los cuales corresponden a las dos componentes del servicio : el puro suministro de una cierta cantidad de electricidad, cuya carencia se mide por la variación compensada en el ingreso ; y la oportunidad de ese suministro que da lugar a otras pérdidas medidas mediante la valoración contingente.
2. El costo del racionamiento, entendido como la suma máxima que el consumidor estaría dispuesto a pagar para no perder el suministro, es la suma del precio marginal con la variación compensada y la valoración contingente.
3. Debe hacerse una distinción entre la disponibilidad a pagar (WTP) y la disponibilidad a recibir compensaciones (WTA). Esta última es, quizá, la cifra que está en juego cuando la ciudadanía protesta por la falta de abastecimiento, pero no es la medida de lo que pagaría por un abastecimiento seguro.
4. En el momento de la realización de la encuesta residencial se estaba efectuando un ajuste tarifario que afectaba muy especialmente a usuarios de los estratos 3 y 4. Ello seguramente produce un sesgo en las respuestas a preguntas de valoración contingente.

5. Como un paso previo para los cálculos de la variación compensada, fue necesario estimar funciones de demanda. Si en el futuro se cuenta con elasticidades precio e ingreso provenientes de otros estudios, podrían ser usadas en la actualización del estudio, pues la forma funcional más adecuada resultó ser la de elasticidades constantes.
6. Los resultados están todos ellos basados, de alguna manera, en las **tarifas vigentes** para los usuarios en el momento de la realización de la encuesta. Las discrepancias regionales en esas tarifas, la existencia de subsidios, los sistemas empleados para la estratificación, etc., son factores que influyen en los resultados por la vía mencionada, pero sobre los cuales no teníamos ningún control.
7. Los costos del racionamiento para usuarios residenciales, medido en pesos por kWh racionado, oscilan entre 100 y 236.50, cuando las interrupciones se realizan con el criterio de minimizar el costo para los usuarios, y entre 120 y 257 si las interrupciones tienen lugar en horas pico.
8. El costo para un usuario medio residencial de un kWh racionado es de \$170.
9. Los costos de una interrupción de energía de duración de cinco minutos en una empresa tipo del sector industrial, en el escenario más perjudicial, asumiendo que todas las empresas se encuentran en el máximo de su producción, equivale a \$5'762.285 promedio ponderado por el consumo de cada empresa, compuesto por costos fijos, derivados de daños en equipos, pérdidas de productos en proceso y reinicio (\$4'350.136), y por costos variables, en función de la duración de la interrupción (\$1'412.448).
10. En el sector industrial, el costo total de las interrupciones de energía se comporta de manera directamente proporcional a la duración de las mismas, partiendo de un costo de \$5'762.285 promedio por empresa tipo en el intervalo de cinco minutos, hasta llegar a \$30'238.193 en el intervalo de una interrupción entre 4 y 8 horas. Los costos fijos totales se mantienen estables, mientras los costos variables, derivados de los costos para recuperar producción, el valor agregado no recuperado, la mano de obra inactiva, el lucro cesante y los bienes en refrigeración que se dañen, crecen progresivamente.
11. Los costos por kWh dejado de recibir en la empresa tipo industrial esta influenciado en un 85% por los costos fijos derivados de la interrupción en un escenario de 5 minutos, impacto que se reduce al 15% en el escenario de interrupciones hasta de ocho horas. Los costos unitarios fijos, calculados sobre la potencia media, se sitúan entre \$1.449 y \$1.486, mientras los variables evolucionan desde \$5.095 en las interrupciones cortas hasta \$870 en las interrupciones de larga duración. El costo unitario total (\$/kWh) muestra que las interrupciones de corta duración no anunciadas son los más perjudiciales (\$22.480), mientras el

- efecto sorpresa se distribuye mejor cuando la duración se extiende en el tiempo (\$1.056).
12. El costo total de una interrupción eléctrica de cualquier duración es menor para una empresa de pequeño consumo y crece en la medida que el tamaño de la empresa y su nivel de consumo son mayores. Sin embargo, el costo por unidad de kWh no abastecido es superior para el segmento de empresas pequeñas en razón de asumir un costo que se distribuye entre un número reducido de kWh consumidos y no suministrados. El efecto se incrementa cuando las empresas no disponen de suficiente capacidad de respaldo en equipos de autogeneración.
 13. Las industrias de procesos no interrumpibles asumen los mayores costos de una interrupción, particularmente de las de corta duración, tanto en costos totales como en costos unitarios. En la medida que la interrupción se hace más larga, los costos por kWh no abastecido tiende a igualarse con las industrias de procesos interrumpibles, cuando las pérdidas en producción superan las pérdidas en proceso.
 14. Asumiendo el peor escenario como la situación donde todas las empresas tienen, al mismo tiempo, su período de máxima producción, se construyó un índice de reducción en los costos dependiendo de la situación día, hora y mes en que se afronte la interrupción, de tal manera que cuando la mayor proporción de empresas alcanza su máximo de producción, meses de octubre y noviembre, el costo directo de una interrupción de cinco minutos equivale al 95.6% del costo máximo calculado, o sea \$4.904 por kWh como costo variable o \$22.288 por kWh considerando los dos factores, y en el período de menor dedicación de las empresas, mes de abril, ese costo se reduce al 56.9% del costo máximo calculado, o sea \$2.901 y \$20.285 por kWh respectivamente.
 15. En el caso de que la interrupción sea anunciada con un día de anticipación, los costos directos de una interrupción se reducen apreciablemente, de tal manera que en el momento de mayor concentración de la producción equivale al 36.7% del costo máximo calculado, mientras en el período de mínima dedicación equivale solamente al 11.8%. Un escenario de racionamiento es similar al de una interrupción de energía anunciada, en la cual los empresarios ponen en marcha los diferentes mecanismos de contingencia, los costos fijos se eliminan y los variables se reducen por el uso de equipos de emergencia y organización de las condiciones del trabajo. En tal situación, el costo de un kWh no suministrado en una interrupción de cinco minutos sigue siendo el más elevado con \$1.892 en el período de máxima producción y \$600 en la mínima, el cual se reduce con la mayor duración hasta \$319 y \$242 respectivamente en los períodos extremos en interrupciones hasta de ocho horas.
 16. El escenario de racionamiento, en función de la curva de carga industrial nacional, arroja que una interrupción del 1%, entre 5 de la mañana y 5 de la tarde, implica interrumpir la energía durante 13 minutos con un

costo entre \$329 y \$660 por kWh en los meses de febrero y octubre respectivamente; si se hace entre las 5 p.m y las 9 p.m la interrupción es de 15 minutos y el costo entre \$299 y \$656 para los mismos meses. Racionar el 5% representa interrumpir 1 hora y cinco minutos en el día ó 1 hora y 15 minutos en la jornada vespertina, con un costo de \$360 por kWh en octubre. Una suspensión del 10%, 15% y 20% representa multiplicar por 2, 3 y 4 veces el tiempo a interrumpir y su costo se expresa en lo que cuesta un kWh en el intervalo entre 1 y 4 horas.

17. El método de costeo directo aplicado tiene ventajas sobre otras propuestas metodológicas. La principal de ellas es la de consultar directamente con los usuarios lo que les representa en su actividad productiva dejar de recibir el insumo al tiempo que se conoce su grado de preparación para afrontar la contingencia. No obstante, el método también presenta desventajas que se relacionan con la falta de registros en las empresas y la actitud de mantener en reserva diversa información, lo que conduce a entregar datos mal calculados que conducen a sobredimensionar un incidente. Al partir del peor escenario en una interrupción no anunciada se puede establecer con mayor fidelidad el costo de las interrupciones anunciadas o de un racionamiento, en este caso se logró eliminar el sesgo dejado en el estudio de 1986 cuando no se valoró adecuadamente la capacidad de mitigación de los empresarios. Al comparar el costo de un kWh interrumpido en una hora, en ese estudio fue de US\$1.11, mientras en el presente, eliminando los costos fijos y asumiendo los diferentes grados de preparación empresarial, el mismo kWh cuesta US\$0,69 en el mes de octubre.
18. En el sector comercial, los costos totales de cualquier interrupción son inferiores a los que asume el sector industrial en una interrupción de cinco minutos, mientras los costos por unidad de kWh no abastecido se hacen mayores, en razón de ser actividades de reducido consumo que asumen un costo por incidente a distribuir entre un pequeño número de kWh. El mayor impacto de una interrupción de cualquier duración se encuentra en los costos fijos, por daños en equipo o pérdidas de información, que representan el 99.5% en los primeros cinco minutos y el 55% en las ocho horas, lo cual tiende más a explicar los problemas de calidad del servicio que el mismo efecto de la duración de una suspensión intempestiva. En sí misma, la actividad no sufre parálisis, como sucede en el sector industrial, pero si ruptura en los ritmos del trabajo, pérdida de productividad y desorganización, al tiempo que la mayor duración produce desmotivación y desplazamiento del trabajo.
19. El costo máximo calculado de una interrupción de cinco minutos en el sector comercial y de servicios es de \$836.534, promedio por empresa ponderado por el consumo de energía de los establecimientos incorporados en la muestra. A ese costo contribuyen más los establecimientos de mediano tamaño, mientras el costo por kWh no abastecido afecta más a los establecimientos comerciales no vinculados

- con las grandes superficies, en tanto los almacenes de cadena están mejor preparados para afrontar la contingencia con buena dotación de plantas de emergencia.
20. El costo en el período de mayor concentración de las actividades comerciales, mes de diciembre, se estima en el 91.9% del costo máximo calculado para el peor escenario, mientras en el momento de menor actividad comercial y en horas hábiles, mes de enero, el costo se estima en el 84.1% del costo máximo calculado. Lo anterior se traduce en el hecho de que el costo de un kWh no suministrado en jornada diurna sea de \$199 y \$229 en enero y diciembre respectivamente cuando la interrupción es de cinco minutos, y de \$267 y \$281 en los mismos meses cuando se suspende el servicio hasta ocho horas.
 21. En caso de ser anunciada la interrupción, el costo se reduce considerablemente, hasta el 61.8% para el mes de diciembre y el 56.4% para el mes de enero, en ambos casos respecto al costo máximo calculado. El escenario de racionamiento se corresponde con la interrupción anunciada y el costo de un kWh se reduce a \$135 y \$150 en enero y diciembre respectivamente cuando la interrupción es de cinco minutos, y de \$190 y \$209 en los mismos meses cuando se extiende hasta ocho horas. Racionar el 5% equivale a interrumpir 55 minutos el servicio, entre 7 a.m. y 5 p.m. con un costo de \$145 a \$150 por kWh según la hora del día, el cual baja a \$133 si se realiza en la jornada vespertina. Racionar el 10%, 15% y 20% representa multiplicar el tiempo interrumpido y su costo es equivalente al de una interrupción anunciada en el escenario entre 1 y 4 horas.
 22. El método del costeo directo en el sector comercial y de servicios afrontó varias dificultades, la principal se relaciona con el sobre dimensionamiento de costos entregados por los usuarios, lo que se explica en el hecho de confundir las pérdidas de ventas con la incomodidad para empleados y clientes. No obstante, parece necesario segmentar el sector en dos grandes grupos, donde actividades como la del comercio de grandes superficies, el comercio que requiere refrigeración, hoteles y restaurantes, la salud, el sector financiero y las comunicaciones se pueden explicar con esta metodología, en tanto utilizan el insumo para refrigerar, procesar información y realizar comunicaciones, en lo que suelen presentarse pérdidas importantes. El otro segmento está compuesto por el comercio no ligado con grandes superficies, las asesorías profesionales y alquileres de vivienda, el transporte, la administración pública y los demás servicios que, en general, utilizan el insumo para iluminación y acondicionamiento se deben explorar con otra metodología.
 23. Interesa resaltar la importante dotación de equipos de emergencia que poseen los dos sectores, que equivale en el industrial a 270.254 kw en equipos diesel que permiten una cobertura del 34.5% de las necesidades de energía comprada, mientras en el comercial aparecieron 107.942 kw

en diesel y 3.195 kw en gasolina que cubren el 38.2% de sus necesidades. En el sector industrial, a pesar de estar mejor dotado, existe mayor dependencia de la buena capacidad de prestación del servicio que brinden las empresas distribuidoras de energía.

24. El costo para el usuario medio del sistema es de \$280 por kWh, actualizado a mediados de 1997.

Las recomendaciones relevantes son:

1. Las interrupciones en el suministro de energía deben ser anunciadas con suficiente anticipación. Así se desprende de los cálculos efectuados, cuando los costos fijos son importantes y constituyen el principal ingrediente de costos, particularmente para las industrias con procesos no interrumpibles. En tales casos, el solo anuncio representa reducir los costos de la contingencia apreciablemente.
2. En el caso de tener que incurrir en interrupciones programadas persistentes o períodos de racionamiento, las grandes y medianas empresas consumidoras del insumo no deben ser incluidas. Por el contrario, debe buscarse llegar a acuerdos de autorracionamiento o permitirles utilizar de manera más eficiente sus equipos de autogeneración.
3. En el resto del sector industrial, las interrupciones deben programarse y realizarse de manera organizada, evitando aquellas de corta duración, que tienen los mayores impactos sobre los costos. El anuncio debe realizarse con comunicación directa y garantizando la recepción del informe.
4. En el sector comercial y de servicios deben buscarse acuerdos con el grupo de grandes consumidores con el fin de afrontar contingencias programadas: almacenes de cadena, hoteles, hospitales, instituciones financieras, comunicaciones y grandes empresas de servicios.
5. Igualmente para el sector comercio es conveniente evitar las interrupciones de corta y larga duración, realizar anuncios previos y garantizar que las interrupciones sean estrictamente indispensables. En este caso se proponen interrupciones en intervalos entre 1 y 4 horas que permitan a los empresarios reorganizar el trabajo y utilizar adecuadamente los mecanismos de contingencia.
6. Las interrupciones relacionadas con programas de mantenimiento de plantas de generación y redes de distribución deben realizarse en los meses de menor impacto sobre los sectores productivo y comercial. Esos

períodos coinciden con los de menor dedicación al proceso productivo, mes de abril, o el menor nivel de demanda comercial, mes de enero.

7. Para la actualización de los costos se sugiere aplicar exclusivamente los cuadros de dotación de equipos y costos directos con un seguimiento en sectores representativos de las empresas que participaron en el presente trabajo. En el caso del sector comercial se sugiere concentrarlo en las actividades que recurren más a la energía, las atrás reseñadas, y estudiar la aplicación de otra metodología en las demás actividades.

7. BIBLIOGRAFIA

BID. Guía para la Utilización del Método de Valoración Contingente en la Evaluación de Proyectos. Agosto 1993.

BILLINGTON, R; WACKER, G; SUBRAMANIAM, R. Understanding industrial losses resulting from electric service Interruptions. IEEE Transactions on industry applications. Vol 29. Iss. 1. Jan-Feb 1993.

DIAMOND, P. and J. A. Hausman. Contingent Valuation: Is Some Number Better than No Number?. Journal of Economics Perspectives. Vol 8 No 4. pp. 45-64.

ECONOMETRIA. Costos de racionamiento de energía eléctrica sectores industrial, residencial, comercio y servicios. Medellín. Octubre 1986.

HANEMANN, M.; J. Loomis and B. Kanninen. Statical Efficiency and Double-Bounded Dichotomous Choice Contingent Valuations. American Journal of Agricultural Economics. Vol 73 No 4, Noviembre 1991. pp. 1255-1263.

HANEMANN, Michael. Welfare Evaluations in Contingent Valuation Experiments with Discrete Responses. American Journal of Agricultural Economics. Vol 66, 1984. pp. 332-341.

LONDON ECONOMICS. Project to develop a methodology for estimating the cost of unserved energy in developing countries. July 1992.

MADDOCK, R.; CASTAÑO, E. The welfare impact of rising block pricing: electricity in Colombia. The Energy Journal, Vol. 12, Number 4, 1992.

MADDOCK, R.; CASTAÑO, E. Y VELLA, FRANK. Estimating electricity demand: the cost of linearising the budget constraint. The Review of Economics and Statistics. 1992.

MASSAUD, A; SCHILLING, M; HERNANDEZ, J. Electricity restrictions cost. IEE Proc-Gener. Vol 141. No.4. July 1994.

MUNASIGNE, Mohan. Energy economics in Developing Countries Analytical Framework and Problems of Application. Energy Journal. Vol9. No.1. 1989.

PASHA, Hafiz; GHAUS, Aisha y MALIK, Salman. The economic cost of power outages in the industrial sector of Pakistan. Energy Economics. Vol 11. No.4. Octubre 1989.

PORTNEY, Paul R. The Contingent Valuation Debate: Why Economist should Care. Journal of Economics Perspectives. Vol 8 No 4. pp. 3-17.

PUTNEY, Stephen. Modeling Individual Choice: The econometrics of corners, kinks and holes. Basil Blackwell, Newyork. 1991.

SANGHVI, Arun. Measurement an application of customer interruption cost/value of service for cost-benefit reability evaluation: some commonly raised issus. IEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol 5. No.4. November 1990.

TOLLEFSON, G; BILLINTON, R; WACKER, G; CHAN, E; AWEYA, J. A Canadian customer survey to assess power system reliability worth. IEE Transactions on Power Apparatus and System. Vol 9. No.1. February 1994.

VELEZ, Maddock y Castaño (1989). Usando precios públicos para redistribuir el ingreso: el caso de EPM. Informe presentado a Empresas Públicas de Medellín.

WOOD, C-K; et al. How much Electric Customer Want to Pay for Reability? New Evidence on an Old Controversy. Energy System and Policy. Vol 15. 1991.



El CID es la Unidad Académico Administrativa de Investigación y Extensión de la Facultad de Ciencias Económicas de la Universidad Nacional, sede Bogotá.

La función principal del CID es realizar actividades de investigación y extensión (asesorías, consultorías, educación continuada, etc.) siguiendo las pautas del Acuerdo 004 de 2001 expedido por el Consejo Superior Universitario.

Visión Consolidar su liderazgo a escala regional y nacional y lograr su posicionamiento en la investigación, asesoría y consultoría de los grandes problemas económicos, sociales, ambientales, financieros y de gestión de las organizaciones públicas y privadas, mediante la formulación de lineamientos generales de política, y el diseño y formulación de programas y proyectos.

Misión El CID tiene como misión analizar, producir y socializar conocimientos de las ciencias sociales, económicas y empresariales, que respondan a los retos de la sociedad colombiana, así como a sus problemas regionales, nacionales e internacionales.

Grupos de investigación

- Grupo de economía internacional, GREI
- Grupo de política pública y calidad de vida
- Grupo de seguridad social
- Observatorio de Coyuntura Socioeconómica
- Observatorio de Energía