

ASPECTOS FUNDAMENTALES DE LA INTRODUCCIÓN DE COMPETENCIA EN EL MERCADO MINORISTA ELÉCTRICO

**Informe para Comisión de Regulación de Energía
y Gas (CREG) de Colombia**

Preparado por NERA

24 de junio de 2005
Madrid, Nueva York

**Equipo del proyecto:
Sally Hunt (*Peer Reviewer*)
Fernando Barrera R.
Marta Moro**

Informe Final

NERA

Economic Consulting

Paseo de la Castellana 13
Madrid 28046

Tel: (+34) 91 212 64 00

Fax: (+34) 91 521 78 76

Web: www.nera.com

An MMC Company

CONTENIDO

1.	INTRODUCCIÓN Y RESUMEN	1
2.	ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN DE PARTIDA	6
2.1.	Existencia de un Mercado Mayorista	7
2.2.	Tarifas de Acceso	10
2.3.	Grado de Sofisticación del Consumidor	14
2.4.	Posibles entrantes	16
2.5.	Conclusión: Posibles Beneficios de la Competencia Minorista	19
3.	MODELOS DE COMPETENCIA MINORISTA	23
3.1.	Modelo A: Suministro regulado con Subastas	23
3.2.	Modelo B: Comercialización por Franquicias	25
3.3.	Modelo C: Comercializador Financiero	26
3.4.	Modelo D: Competencia Minorista Completa	27
4.	OPCIONES DE COMPETENCIA MINORISTA COMPLETA	28
4.1.	Definición de Elegibilidad	29
4.2.	Definición de Actividades Competitivas y Separación de Actividades	37
4.3.	Liquidación de cuentas	47
4.4.	Relaciones comerciales entre agentes	48
4.5.	Tarifas Reguladas de Suministro	57
APENDICE A.	EFFECTOS DE LOS CONTADORES HORARIOS	68
	Metodología	68
	Aplicación práctica de la metodología	69
APENDICE B.	CAMBIO DE COMERCIALIZADOR	70
	Inglaterra y Gales	70
	Noruega	73
	Nueva Gales del Sur (Australia)	76

FIGURAS

Diagrama 2-1. Modelos de Competencia en el Sector Eléctrico	6
Cuadro 2-1. Lapso en Adopción Modelo 3 y Modelo 4	8
Diagrama 2-2. Subvenciones Cruzadas y Liberalización	13
Diagrama 2-3. Subsidios Cruzados y distorsión de la competencia	14
Cuadro 2-2. Cuotas de número de clientes de Comercializadores (%) en el Reino Unido	17
Gráfico 4-1. Error de Perfiles	35
Cuadro 4-1. Costos de perfiles (millones de dólares)	35
Cuadro 4-2. Economías en las actividades minoristas	42
Cuadro 4-3. Estructura Sectorial	43
Cuadro 4-4. Responsabilidad de Funciones en Mercados Liberalizados	47
Diagrama 4-1. Modelos Comerciales Básicos	50
Cuadro 4-5. Componente de energía en tarifas reguladas en diferentes países	61
Gráfico 4-2. Migración de Clientes y Tarifas Reguladas	64
Gráfico 4-3. Modelos de transición tarifaria	65
Gráfico A-1. Pérdida de eficiencia por no utilización de contadores horarios	69
Diagrama B-1. Cambio de comercializador (Inglaterra y Gales)	72
Diagrama B-2. Intercambio de información entre agentes (Inglaterra y Gales)	73
Diagrama B-3. Cambio de comercializador (Noruega)	75
Diagrama B-4. Intercambio de información entre agentes (Noruega)	76
Diagrama B-5. Cambio de comercializador Nueva Gales del Sur	78
Diagrama B-6. Intercambio de información entre agentes	78

1. INTRODUCCIÓN Y RESUMEN¹

La liberalización del mercado eléctrico ha alcanzado su grado máximo, elegibilidad a todos los clientes, en muchos países del mundo aunque el éxito no haya sido alcanzado de manera uniforme. En los análisis iniciales que se hicieron de la introducción de competencia en el sector eléctrico los más optimistas consideraban que los beneficios de la competencia llegarían, de manera directa, a los grandes consumidores mientras que los pequeños consumidores se beneficiarían de manera indirecta por medio de la competencia en generación. Sin embargo, por diversas razones, políticas, ideológicas, financieras y por el éxito de la liberalización en otros sectores, la elegibilidad a todos los clientes ha sido extendida desde los países pioneros (ej. Noruega e Inglaterra, varios estados en los EEUU), pasando por países con tradición anglosajona (ej. Australia y Nueva Zelanda) a todos los países de la UE por medio de la nueva directiva europea.

Esta popularidad contrasta con los persistentes análisis escépticos de muchos analistas, con el fracaso notorio de algunos países (ej. los estados de Ontario y California) y con la reticencia de muchos estados en los EEUU a adoptar el modelo tras la crisis de California. En la práctica, la forma de reconciliar estas dos fuerzas opuestas es sugerir cautela en la adopción de estos modelos y propiciar la conciliación de enfoques pro-competitivos más graduales y menos ambiciosos para la introducción de competencia en las actividades minoristas. Esto es el resultado de dos fuerzas diferentes, de un lado la sorpresa ante las innovaciones que el mercado en competencia puede traer y, de otro lado, la complejidad y costo que la implantación de un mercado de estas características puede acarrear.

Enfrentada con esta disyuntiva, además de los recientes cambios legislativos en Colombia que tienen que ver con la liberalización de todos los usuarios, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) ha encargado a NERA un análisis sobre los aspectos fundamentales de la competencia minorista. El informe que aquí se presenta es la respuesta a este encargo.

El informe se organiza de la misma manera en que se analizan la mayoría de las decisiones económicas; por medio de una metodología de beneficio costo. En la práctica es común que la primera impresión sobre la introducción de competencia sea desfavorable porque los beneficios son inciertos y porque los costos pueden ser sustanciales. Los beneficios son inciertos por dos razones principales:

- las posibles reducciones de precio de la energía son inciertas o, al menos, alcanzables por otros medios; y

¹ Para la elaboración de este informe final se agradecen las observaciones y comentarios de personal de la CREG y de los asistentes al seminario organizado por la CREG y el Comité Asesor de la Comercialización, CAC, "Primera Jornada de Comercialización De Energía Eléctrica" realizada en Bogotá durante los días 28 y 29 de junio de 2005.

- las innovaciones que traiga la competencia son difíciles de prever.

De otro lado, los costos de introducir competencia pueden ser muy altos, en especial si la experiencia de algunos países es relevante o si estos costos están muy correlacionados con el número de decisiones que deben tomarse para que la competencia minorista pueda ser lanzada.² Ante la simple aritmética de beneficios inciertos y costos sustanciales es natural que la introducción de competencia sea vista con recelo y escepticismo.

El informe pretende llenar este vacío en la discusión por medio de la reducción de la incertidumbre en torno a los posibles beneficios y, a su vez, por medio del análisis de las alternativas a la introducción de competencia minorista. La reducción de la incertidumbre se hace por medio de la identificación de elementos claves del mercado eléctrico del país que esté contemplando la posibilidad de introducir competencia.

Los elementos claves los denominamos “condiciones de partida” y se encuentran discutidos en la Sección 2 de este documento. Esta sección analiza las condiciones iniciales que tienden a correlacionarse con los beneficios de la competencia y las identifica como:

- Un mercado mayorista eficiente, líquido y completo;
- Una “buena” regulación y unas tarifas eficientes;
- Un consumidor con suficiente sofisticación así como unas instituciones que defiendan los derechos del consumidor; y
- Un número adecuado de posibles entrantes al mercado.

En la medida en que existan estas condiciones de partida cabría esperarse que los beneficios derivados de la competencia sean apreciables. Estos beneficios son de dos tipos, beneficios por reducción de precios (más probable si la electricidad es considerada como un commodity) o mayores innovaciones (si el suministro eléctrico se percibe como un bien diferenciado).

Para complementar el análisis, además de la identificación de los beneficios de la competencia, el informe analiza los posibles modelos de competencia que pretendan llevar ganancias a los usuarios finales. La Sección 3 identifica cuatro modelos básicos inspirados en los posibles beneficios de la competencia:

- Subastas para suministro regulado (Modelo A);
- Competencia en franquicias (Modelo B);

² Los costos en Inglaterra fueron de varios miles de millones de libras, así como las experiencias en las liquidaciones en California y Tejas.

- Comercializadores financieros (Modelo C); y
- Competencia minorista Completa (CmC) (Modelo D).

El primer modelo es un modelo acorde con la idea que los beneficios de la competencia sólo se manifestarán en menores precios para los usuarios, éste es el modelo menos costoso porque sólo se necesita incurrir en el costo de la subasta que, aunque compleja, no tiene por qué ser elevado. El modelo de competencia en franquicias permite subastar el agente que vende, factura, mide, liquida, los pagos de energía de los clientes. Permite mayores beneficios al ampliar las dimensiones en las que se puede aumentar la calidad del servicio, pero, de la misma manera, el costo puede ser superior sobre todo si hay duplicidad en los costos fijos o costos de pasar esta función del distribuidor incumbente al ganador de la subasta.

El tercer modelo es un modelo en el que el comercializador vende cobertura. Es el modelo identificado por los primeros analistas del mercado minorista y está intrínsecamente ligado con tarifas reguladas con cierto pass-through y alta volatilidad. Finalmente, el modelo CmC es el modelo que han introducido en la mayoría de países que han desarrollado la competencia minorista y es el modelo en que el cliente escoge el comercializador.

Aunque el modelo CmC no es único sino que permite diferentes grados de complejidad y costos, cualquier modelo que se utilice debe responder a las siguientes preguntas: ¿Quiénes son elegibles?, es decir quiénes deben tener medición horaria; ¿Cuáles actividades son competitivas?, ¿quién decide quién compró de quién?, o la función de liquidación de cuentas, ¿cómo se estructuran las relaciones comerciales entre agentes? y, finalmente, ¿Cómo fijar las tarifas reguladas para el periodo entre regulación y liberalización del mercado?.

La Sección 4 ilustra la manera de resolver algunas de estas cuestiones y analiza diferentes modelos con diferente complejidad y diferentes costos.

Al repasar la experiencia internacional y los argumentos conceptuales es claro que el determinante más importante del éxito en la introducción de competencia es, de manera paradójica, una “buena regulación”.

Un ejemplo que ilustra esta afirmación es el ejemplo de la desregulación de las tarifas aéreas.³ Aunque el experimento es reconocido como un gran éxito, permitiendo una frecuencia de viaje impensable hace una década, las grandes quejas que se han presentado respecto al experimento tienen que ver con la congestión en los vuelos. Esta congestión, sin embargo, ha sido el resultado de la falta de mecanismos regulados de asignación de la capacidad de los aeropuertos y la respuesta lógica de las aerolíneas a tarifas y métodos de asignación ineficientes de la capacidad aeroportuaria. No puede considerarse como excesiva

³ Véase Kahn (2002) “The Deregulatory Tar Baby: The Precarious balance between Regulation and Deregulation, 1970-2000 and Henceforward” *Journal of Regulatory Economics* Vol.21.

competencia sino la reacción normal de las aerolíneas a un problema de errores en la tarificación y asignación de capacidad.

Es así como la buena regulación es la que hace que las oportunidades que se presentan a una empresa son las brindadas por las preferencias de los consumidores y por su innovación y no son el resultado de explotar vacíos regulatorios o diseños defectuosos de la regulación. La manera de llegar a alcanzar este objetivo se puede traducir en unas pocas sugerencias para el regulador:

- El regulador debe *fomentar*, no suplantar, la competencia;
- El regulador debe *proteger la competencia*, no los competidores;
- El regulador debe desarrollar *regulación* en los segmentos regulados, no simular competencia en estos segmentos; y
- La distorsión se corrige actuando sobre ella no de manera indirecta.

El primer punto es esencial y muchas veces se confunde. Por ejemplo, retomando el ejemplo de las líneas aéreas, ante la congestión y posible “overbooking” algunas autoridades han dictado las penalizaciones por este concepto cuando, en realidad, lo más lógico sería que fueran las mismas empresas quienes fijaran estas penalizaciones. Es de esta manera ilógico e ineficiente que el regulador interprete lo que haría la competencia y, así, decida dictarlo ya que una de las características intrínsecas de la competencia es la capacidad de innovar lo cual es un resultado de la diversidad y la prueba y error de las empresas que intentan maximizar ganancias y no el resultado de la voluntad del regulador.

De igual manera, el regulador tiene la tendencia a creer que la competencia es un resultado y no el medio de mejorar la asignación de recursos. De esta manera cree que la competencia significa muchos productores o, al menos, pequeños tamaños de empresa. La presión competitiva surge de diversos factores pero es el deseo de crecer lo que hace que las empresas busquen mejorar; todo lo cual significa no tener una preferencia por la estructura o por los competidores de mercado sino una preferencia porque se sigan las reglas de la competencia y se eliminen barreras a la entrada.

Tercero, el regulador debe dedicar la mayoría de sus esfuerzos a los segmentos regulados. Estos segmentos requieren de buena regulación, no de competencia, porque es bien conocido que son monopolios naturales y el resultado de la competencia en estos sectores es nocivo; llevando a exceso de entrada, a tarifas no orientadas a costos y a pérdidas de eficiencia. En el diseño de tarifas el regulador debe, a su vez, no distorsionar la competencia por medio de tarifas medias, evitar subsidios cruzados ineficientes, impedir discriminación de precios en sectores regulados que no tengan que ver con lo costos, etc.

Finalmente, las distorsiones se corrigen actuando sobre ellas y no creando nuevas distorsiones. Esto es lo que en economía se conoce como la teoría del second best o

“segundo mejor”, que reconoce que creando una nueva distorsión se reduce el bienestar. El caso es más obvio cuando la distorsión inicial ha sido creada por la regulación ya que en este caso lo lógico es remover la distorsión.⁴

Es así como consecuencia de errores en la regulación del sector eléctrico se han presentado varios ejemplos de reducción de los beneficios de la competencia minorista. Ocasiones en las que la fijación de tarifas reguladas han hecho muy difícil la competencia de nuevos entrantes (p. ej. España y varios estados en los EEUU), ejemplos en los que las tarifas de acceso han sido mal diseñadas llevando a la salida masiva de clientes y a riesgos de cantidades de la distribuidora (p.ej. los clientes de alta tensión en España), ejemplos en los que el regulador ha empujado a los clientes a salir para anotarse créditos de la competencia (p. ej. Pensilvania),⁵ ejemplos en los que los costos de cambio los pagan todos los consumidores pero solo se benefician los que cambian (p. ej. Inglaterra), países que han abierto el mercado sin los elementos logísticos para que funcione (p. ej. Alemania) y, así, la lista continúa.

El sector eléctrico colombiano haría bien en aprender de estos ejemplos y ordenar la discusión actual en torno a la experiencia internacional y los aspectos fundamentales de la competencia minorista. De esta manera se lograría distinguir lo que son objeciones a la regulación de lo que son objeciones al modelo de competencia. El informe recurre tanto a la teoría económica como a la experiencia internacional para resaltar las áreas donde se pueden presentar distorsiones y los errores que se pueden cometer en su resolución. En esta línea el informe pretende contribuir por medio de la distinción de lo que son errores de regulación y lo que son contribuciones de la competencia así como el dilucidar la manera de que éstas se manifiesten.

Sin embargo, es importante hacer la salvedad que el documento es una hoja de ruta para analizar la conveniencia de extender la liberalización y no es una recomendación en uno u otro sentido. La recomendación y la manera de llevarla a cabo debe provenir del análisis específico de las tarifas colombianas, de la regulación actual, de las condiciones del mercado, de sus instituciones, de la madurez de sus consumidores, etc. y eso sólo es posible en la medida en que se aplique esta hoja de ruta a la realidad colombiana. En pocas palabras, el camino a seguir es aplicar los aspectos fundamentales identificados en este informe a las especificidades del mercado eléctrico colombiano.

⁴ Un ejemplo clásico son las tarifas calculadas por costos medios. Dado que estas tarifas crean incentivos para que los consumidores cuyos costos son inferiores a la media las eviten, la respuesta a la tarifa distorsionante es, en algunas ocasiones, la prohibición de salir de la tarifa o la asunción de compromisos adicionales al usuario cuando lo lógico sería corregir la tarifa media por, por ejemplo, una tarifa en dos partes.

⁵ Alfred Kahn se refiere a esto como “sobornar a los consumidores y llamarlo competencia”. (“bribe the consumers and call it competition”)

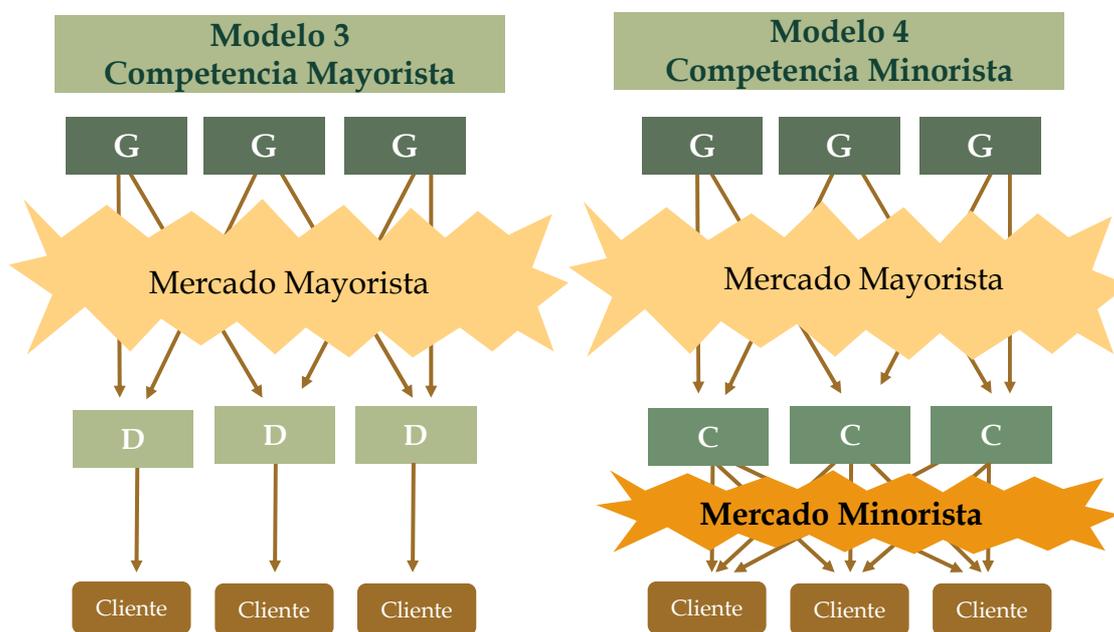
2. ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN DE PARTIDA

Los economistas han propuesto que el análisis de la conveniencia de la introducción de la competencia minorista sea aproximado, como en la mayoría de los casos de análisis de medidas, por medio del análisis de costo beneficio. La idea básica no puede ser más sencilla, consiste en analizar si los beneficios que genera la medida son superiores a los costos que se van a generar (los cuales son primordialmente de implantación).

El problema básico de realizar este análisis de beneficio-costos en un sector tan fuertemente regulado como el sector eléctrico, con los precedentes históricos y políticos que lo caracterizan, es que se conoce muy poco sobre cuáles son las ventajas que pueden derivarse de una mayor competencia. Asimismo, se intuye que, dada la complejidad del sector, los costos de la implementación pueden ser muy altos.

Como resultado de estas dos tendencias se puede encontrar en la literatura sobre el tema un gran escepticismo sobre la conveniencia de liberalizar (moverse del Modelo 3 al Modelo 4) mientras que, al mismo tiempo, se observa, en la práctica, que muchos de los países han apostado por la liberalización completa.⁶

Diagrama 2-1. Modelos de Competencia en el Sector Eléctrico



Fuente: S. Hunt y G. Shuttleworth (2001) *Competition and Choice in Electricity*

⁶ El modelo 3 (el modelo colombiano actual) es el modelo denominado como competencia mayorista en el cual los distribuidores compran del mercado mayorista y suministran a la mayoría de sus clientes cautivos de acuerdo a tarifas reguladas. El modelo 4 es un modelo en el cual los distribuidores tienden a desaparecer de las transacciones de energía y los comercializadores toman el papel de suministradores.

La dificultad de conocer los beneficios se produce por dos razones principales relacionadas con el hecho de no contar con experiencias similares:

- es difícil conocer el monto de las posibles reducciones de precios que resulten de la interacción competitiva; y
- es difícil prever cuáles pueden ser las innovaciones desarrolladas por los comercializadores en competencia ya que esa es la naturaleza de la innovación y de la competencia misma.

En esta situación sería natural analizar la experiencia de otros sectores en un mismo país, ó de otros países, que permitan intuir la magnitud de los beneficios que se pueden esperar y analizar los modelos seguidos para estimar los posibles costos. Esta forma de proceder debe ser cualificada por la situación de partida de los países que han introducido el modelo para ver de qué manera los beneficios resultantes han sido condicionados por las “condiciones iniciales”. De esta manera, podemos identificar cuáles pueden ser los beneficios probables dada la situación de partida para que, en las secciones posteriores, se analicen los modelos de implementación más acordes con estos beneficios.

Esta sección identifica cuáles han de ser los factores que permitan una mejor penetración de la competencia minorista. Los factores claves que hemos identificado son los siguientes:

- Un mercado mayorista eficiente y completo;
- Unas tarifas eficientes para las actividades reguladas;
- Un consumidor con cierto grado de sofisticación; y
- Un mercado con cierta madurez que permita un número adecuado de posibles comercializadores.

Esta sección analiza estos factores y, por medio del análisis de los posibles beneficios de la competencia, intenta aportar elementos de juicio para entrar a analizar qué modelo de competencia minorista establecer.

2.1. Existencia de un Mercado Mayorista

Aunque la mayoría de países que han introducido liberalización en el mercado minorista en gran escala lo han hecho con posterioridad a la creación de un mercado mayorista, en pocos casos ha transcurrido mucho tiempo entre el tránsito del modelo 3 al modelo 4 (ver Cuadro 2-1).

Cuadro 2-1. Lapso en Adopción Modelo 3 y Modelo 4

País	Fecha Modelo 3	Fecha Modelo 4	Diferencia
California (EEUU)	1998	1998	0 años
Massachussets. EEUU	1998	1998	0 años
Maine (EEUU)	2000	2000	0 años
Noruega	1991	1991**	0 años
Alemania	1998	1998	0 años
Finlandia	1996	1997*	1 año
Pensilvania (EEUU)	1998	2000	2 años
Nueva Zelanda	1996	1999	3 años
Suecia	1996	1999	3 años
Victoria (Australia)	1998	2002	4 años
Nueva Gales (Austral.)	1998	2002	4 años
Alberta (Canadá)	1996	2001	5 años
España	1998	2003	5 años
Reino Unido	1990	1999	9 años
Colombia	1995	?	Al menos 10

*hasta 1998 se requería contador horario. **: hasta el año 1997 hay tasas por cambio de comercializador. En Alemania el mercado mayorista comenzó en el año 2000. California cerró el mercado en septiembre de 2001.

Un mercado mayorista debe reunir varios requisitos para que funcione bien pero lo más importante es que sea competitivo para que el precio que salga de él sea transparente. La razón por la cual es importante que este mercado sea competitivo es porque de otra manera no podría pensarse en introducir competencia en el mercado minorista. La competencia es lo que protege a los consumidores en la ausencia de regulación porque de otra manera ésta última sería necesaria. En el sector eléctrico es igual y para que la competencia prospere se requieren las siguientes características:

- Varios productores y compradores o una estructura pro-competitiva;
- Mercados de cobertura líquidos y completos;
- Respuesta de la oferta (ausencia de barreras a la entrada) como la demanda (cierta elasticidad);
- Buena regulación (reglas de mercado y regulación ex post, política de competencia) y libre acceso.⁷

⁷ La regulación ex ante o regulación económica es fundamental en los sectores regulados.

Es necesario que haya múltiples compradores y vendedores para que los precios se acerquen al nivel de los costos de producción. Es necesario que los mercados de cobertura sean líquidos (el precio no varía sustancialmente a una compra o una venta) y que cubran los horizontes de tiempo necesarios para las coberturas. La oferta debe poder responder a cambios en los precios de manera rápida y también a mediano plazo por medio de entrada. La demanda debe poder responder por medio de cierta exposición al precio de mercado o por medio de contratos que les permita reducir riesgos a la nueva entrada. Finalmente, se necesita de buena regulación para reducir el costo del acceso, asegurar las inversiones necesarias y de buena política de competencia que pueda detectar el abuso de posición dominante.

Un mercado mayorista transparente, y el precio que de él resulte (véase Hunt, 2002), permite:⁸

- Que haya cierta elasticidad de demanda en la medida en que los consumidores estén expuestos al precio spot (no todo su consumo sino cierto elemento marginal del mismo);
- Que ciertos consumidores tengan contratos de interrumpibilidad que permitan que la demanda tenga cierta respuesta;
- Que los entrantes pueden vender sus excedentes y comprar sus faltantes a precio spot (los contratos son importantes para los entrantes ya que reducen riesgo de cantidades y de precios y reducen el poder de mercado en el mercado spot);
- Que las diferencias entre cantidades contratadas y demandadas de los comercializadores puedan ser liquidadas a un precio que refleje el costo del sistema de tomar o inyectar energía;
- Que los consumidores puedan valorar diferentes opciones tarifarias que les ofrezcan los comercializadores respecto del precio spot;
- Que a los consumidores se les permita evaluar la volatilidad del precio spot y sepan cuánto quieren estar expuestos a ella y así puedan valorar las ofertas a precio fijo que reciban de los comercializadores; y
- Que los responsables de tarifas de última instancia y tarifas por defecto puedan evaluar los contratos que necesitan suscribir y puedan recurrir al mercado spot en caso que no consigan buenos términos.

Esto no significa que se deba seguir un modelo de mercado mayorista específico (p. ej. centralizado estilo pool, o descentralizado estilo contratos bilaterales), pero cualquier modelo que se escoja debe ser capaz de resolver los cuatro aspectos básicos de un mercado

⁸ Sally Hunt (2002) *Making Competition Work in Electricity*, John Wiley & Sons, Nueva York.

mayorista como son el tema de la congestión, el precio de los desvíos, la remuneración de servicios complementarios y la determinación del despacho.

2.2. Tarifas de Acceso

Las tarifas existentes deben ser coherentes con la maximización del bienestar social lo cual requiere que sean eficientes de manera asignativa (precios orientados a costos) y de manera técnica (se brinden los incentivos para reducir costos). Así, los principios que deberían guiar el diseño de la tarifa eléctrica se enumeran en los siguientes párrafos.

Primero, las tarifas deben diseñarse de tal manera que permitan la expectativa razonable de recuperación de los costos *prudentes*. A las empresas no se les puede asegurar la recuperación de sus costos sino a que tengan la expectativa razonable de recuperarlos. El nivel de costos debe estar orientado a los costos prudentemente incurridos y no los costos eficientes (los cuales no son observables sin el paso del tiempo). De esta manera, las tarifas deberían asegurar que la facturación permitiera hacer frente a todos los costos prudentemente incurridos por las empresas y a los derechos regulatorios que pudieran detentar. Si las tarifas no asegurasen la recuperación de dichos costos, el rendimiento del capital exigido por los inversores en el sector eléctrico excedería el nivel óptimo desde el punto de vista social, lo cual llevaría a niveles de inversión subóptimos y a un nivel de calidad de servicio deficiente, poniéndose en peligro la continuidad del suministro.

Segundo, las tarifas deben promover la *eficiencia* en el consumo y en las decisiones de inversión. Para asegurar la eficiencia en las señales, las tarifas deben diseñarse de forma que el precio marginal que pague el cliente por la energía consumida refleje los costos marginales asociados con su suministro. De otro modo, los agentes tomarían decisiones de consumo e inversión que darían lugar a un uso subóptimo de los recursos energéticos. Esto es típico de tarifas basadas en costos medios. Por ejemplo, si el término de energía en la tarifa fuera superior al costo marginal de suministro, el cliente podría decidir reducir su consumo, invirtiendo, por ejemplo, en equipos de ahorro de energía.⁹ Esto representaría no solamente un posible uso incorrecto de los recursos sino que implicaría que las tarifas del resto de clientes deberían incrementarse con el fin de evitar un desfase en la recaudación.¹⁰

Tercero, las tarifas que se diseñen deben ser aplicables o ser administrativamente *factibles*. Por ello, el diseño de las tarifas debe ser coherente con la capacidad de lectura de los contadores instalados. No resulta necesariamente eficiente instalar contadores sofisticados (de tres ventanas, con ciclo electrónico, por ejemplo) en todos los puntos de medida. Por

⁹ Otro ejemplo de distorsiones provocadas por tarifas medias en las tarifas de acceso es que los clientes que paguen por encima de sus costos tienen incentivos para conectarse a la red aguas arriba. Esto se conoce como *bypass* antieconómico porque se genera un desperdicio económico por el hecho de tener tarifas distorsionadas.

¹⁰ En el límite las tarifas medias llevan a un incremento insostenible en ellas porque todos los clientes con costos inferiores a las tarifas medias tienden a evitarlas dejando dentro de la tarifa solo a los clientes con costos superiores a la tarifa.

ello, es necesario simplificar el diseño tarifario, con el fin de adecuar las tarifas a los equipos instalados, posibilitando de esta manera una facturación correcta.

Cuarto, una estructura tarifaria diseñada únicamente para promover la eficiencia y conseguir unos ingresos adecuados para las empresas puede resultar *compleja* y no ser comprensible para los clientes. Esto es debido a la diversidad de inductores de costo relacionados con el suministro eléctrico y el hecho de que muchos de los costos de suministro sean distintos en cada una de las horas del año. El diseño de una estructura tarifaria óptima debe garantizar, por tanto, que las tarifas puedan ser fácilmente explicadas a los clientes, con el fin de que éstos puedan decidir cómo actuar de forma coherente con las señales que reciben y tomar decisiones óptimas de consumo e inversión.

Quinto, las tarifas deben ser *predecibles*. Esto no significa que sean estables sino que evolucionen con factores conocidos de antemano. Dado que los equipos de consumo eléctrico pueden tener una larga vida útil, para que los consumidores puedan tomar decisiones eficientes sobre las características de dichos equipos es preciso que los clientes puedan formar expectativas razonables sobre los niveles futuros de las tarifas. Sin embargo, la predecibilidad de las tarifas no significa que las tarifas no puedan modificarse ni evolucionar, ya que en ese caso las tarifas estarían dando señales de consumo ineficientes, sino que en la medida de lo posible deben hacerlo según unos principios transparentes, conocidos y comprendidos por los clientes.

Sexto, las tarifas deben ser no-discriminatorias. Se pueden distinguir cuatro factores claves que influyen en la percepción acerca de la discriminación de las tarifas:

1. Las tarifas eléctricas deben ser iguales para clientes de un mismo tipo que reciben un mismo servicio. Las diferencias en las tarifas entre distintas categorías de clientes deberían estar basadas en diferencias en las características de los distintos tipos de clientes o del servicio que reciben. Es decir, en sectores regulados las tarifas pueden variar únicamente por elementos de costo, a mayor costo de suministrar un cliente, mayor tarifa; pero no pueden variar, como es el caso en los mercados competitivos, por diferencias en la disponibilidad a pagar de los clientes.
2. Un cliente no puede imponer costos a otros clientes por sus decisiones. Los clientes no deberían poder reducir su contribución a la recuperación de los costos no marginales por el mero hecho de ejercer su elegibilidad (esto es, abandonar el régimen de tarifas integrales o reguladas). Esto ocurriría, por ejemplo, si la tarifa de acceso sobrestimara los costos en los que el sistema regulado deja de incurrir cuando los clientes elegibles abandonan el régimen de tarifas integrales. Dicho de otra manera un esquema de tarifas en el cual la salida de un consumidor incrementa los costos para los demás usuarios no es eficiente porque el consumidor no ve el verdadero costo de sus acciones y tiende a tomar decisiones incorrectas.
3. Los subsidios cruzados sólo deberían permitirse en la medida en que el gobierno crea que los costos que imponen los subsidios (pérdida de eficiencia y de equidad) están justificados, desde el punto de vista del bienestar social, por otros beneficios a la

economía en conjunto. Los subsidios cruzados tienen lugar cuando unos clientes pagan menos que su costo de suministro, y se deben incrementar las tarifas que pagan otros consumidores para restablecer la suficiencia tarifaria.

4. Si se considera que deberían realizarse cambios importantes en la estructura de las tarifas o niveles de los términos tarifarios, éstos deberían ser introducidos gradualmente, con el fin de evitar impactos negativos significativos en las tarifas y dar tiempo a los clientes para ajustar sus patrones y niveles de consumo.

Para terminar, es importante que la regulación establezca de manera clara la mejor manera de asignar costos comunes entre la actividad de comercialización y suministro a tarifa para las empresas que van a separar sus actividades.

Dentro del tema de liberalización que nos ocupa, el tema de subsidios cruzados es importante ya que las tarifas de acceso deben ser coherentes con la liberalización. En esquemas en que se parte de tarifas integrales (servicio completo), las tarifas de acceso pueden calcularse a partir de las tarifas integrales simplemente sustrayendo de las tarifas integrales el costo evitado por el sistema de tarifas reguladas cuando un consumidor ejerce su elegibilidad (este método, desarrollado por W. Baumol, se conoce como el *Efficient Component Pricing Rule* o ECPR).¹¹

De otra manera, las tarifas de acceso deben diseñarse excluyendo los costos evitados, que incluyen los costos asociados con la adquisición de energía en el mercado mayorista, incluidos los costos por capacidad de generación y por pérdidas de energía atribuidos por el operador del mercado a dichas adquisiciones.¹²

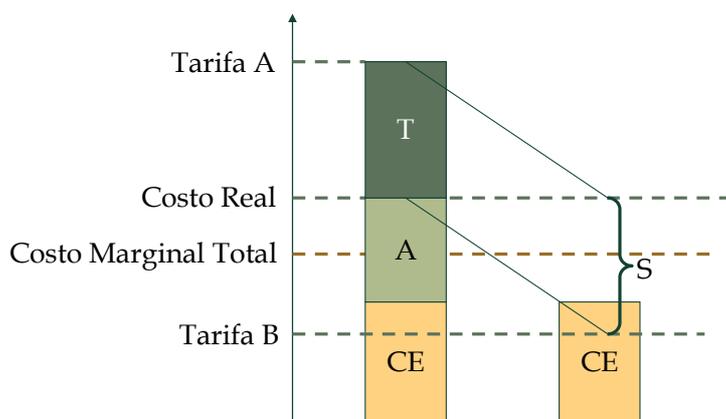
Compatibilizar los subsidios cruzados con la liberalización es posible con un diseño coherente de tarifas ya que el principio de ausencia de subsidios cruzados en lo pertinente al tema de comercialización no significa que deban eliminarse. Es probable que si el gobierno considera necesario subvencionar a algún consumidor en particular (a pesar de las pérdidas de eficiencia que esto implique) la liberalización no signifique la imposibilidad de hacerlo. Como se verá a continuación, dos elementos son necesarios para que los subsidios cruzados sean coherentes con la liberalización:

- Que los subsidios estén incluidos en las tarifas de acceso; y
- Que la tarifa que se cobre sea superior al costo marginal de suministro y que los subsidios.

¹¹ Baumol, W. "Having Your Cake: How To Preserve Universal-Service Cross Subsidies While Facilitating Competitive Entry", *Yale Journal on Regulation*, 16:1, 1999, pág. 1-17.

¹² Debe determinarse, asimismo, en qué medida los costos de la gestión de la relación comercial distribuidor-consumidor son sustituidos por los costos de gestión de la relación comercial distribuidor-comercializador.

Diagrama 2-3. Subsidios Cruzados y distorsión de la competencia



Con este modelo, el distribuidor seguirá recibiendo sus costos siempre y cuando T sea igual a S pero el comercializador preferirá venderle al consumidor A ya que para atraerlo necesita ofrecerle un poco por debajo del CE mientras que atraer al consumidor B necesita un esfuerzo sustancial de reducción de costo de la energía. La tendencia de los comercializadores será una preferencia por los consumidores que subvencionan. En la medida en que el subsidio cruzado no esté bien calculado en las tarifas de acceso, el distribuidor se puede quedar con un riesgo sustancial por la liberalización.

2.3. Grado de Sofisticación del Consumidor

En un mercado liberalizado, el regulador debe asegurarse que haya suficiente competencia entre comercializadores y suficiente conocimiento del consumidor respecto del mercado.

Respecto a competencia entre comercializadores, la siguiente sección explica medidas posibles que el regulador puede tomar, pero respecto al grado de conocimiento del mercado las medidas que tome el regulador para aumentar el grado de conocimiento del consumidor estarán muy condicionadas por sus experiencias previas, por las circunstancias específicas del país (sus instituciones) y por su grado de sofisticación. Esta sofisticación del consumidor es la que le permite asegurarse gran parte de la protección necesaria cuando hay suficiente competencia entre comercializadores. En pocas palabras, si hay competencia el consumidor, si es sofisticado, podrá protegerse de los comercializadores ya que podrá buscar ofertas alternativas.

La dificultad inicial para el suministro eléctrico es que el consumidor no ha tenido posibilidad de elegir comercializador en el pasado. El consumidor no ha tenido que escoger suministrador ni tampoco la tarifa que va a pagar sino que el consumidor siempre ha confiado en que el marco regulatorio le proteja y no le obligue a investigar oportunidades de compra. Así, el consumidor parte de una situación de desconocimiento del mercado muy grande, una alta inercia y una situación en la que nunca ha tenido que conocer los detalles del suministro ni la naturaleza de su consumo.

En un entorno liberalizado es muy probable que el consumidor tenga que firmar un contrato de suministro con ciertas restricciones a la conclusión del contrato. Así es importante analizar no solo la experiencia de sectores que hayan sido liberalizados con anterioridad sino la experiencia que el consumidor tenga en la firma de contratos a mediano plazo así sean en sectores no regulados. Ejemplos de estos contratos son contratos de compraventa de inmuebles, de alquiler de inmuebles, teléfono, agua, telefonía celular, seguros de vida, seguros de automóvil, apertura de cuentas en el sector financiero, acceso a tarjetas de crédito, Internet, etc.

El acceso al sistema financiero y la posibilidad de pagar las cuentas con una simple instrucción al banco (o una instrucción por defecto) son también importantes ya que reducen el costo de recaudo de los comercializadores y les permite competir con mayor facilidad. En este sentido, la seguridad del sistema bancario y el acceso que la población tenga al mismo es importante. En Inglaterra, por ejemplo, los consumidores que tenían acceso a cuentas bancarias y posibilidad de pago por métodos de débito directo, fueron los primeros en beneficiarse de la liberalización ya que pudieron suscribir contratos en las condiciones más favorables.

Es también importante que exista una forma de disciplinar el no pago por medio de mecanismos intermedios sin tener que recurrir al corte del suministro y que exista la posibilidad de perseguir al moroso y no al domicilio. Es decir, es importante que los contratos los suscriba el que utiliza el servicio porque de otra manera el dueño del inmueble puede poner impedimentos a que el inquilino ejerza su derecho a la elegibilidad.

Asimismo, para analizar las dimensiones en las cuales se puede competir en la comercialización eléctrica es importante analizar la experiencia que hayan tenido consumidores de mayor tamaño con la liberalización del mercado. Siempre es recomendable que la liberalización del mercado proceda en fases de tamaño de consumo decreciente (como ha sido la experiencia en Colombia) ya que así el volumen de energía liberalizado sea el mayor posible con los menores costos asociados al consumidor. Si ha existido liberalización para grandes usuarios, es importante analizar este mercado para conocer las características de las ofertas de los comercializadores rivales.

Es también fundamental que los clientes residenciales conozcan los objetivos y detalles de la liberalización eléctrica tanto mayorista como minorista para reducir los costos de cambio y búsqueda. Si los consumidores no tienen un entendimiento razonable del mercado minorista es menos probable que ejerzan su derecho a cambiar de comercializador. La experiencia internacional confirma que la negociación de contratos para cambio de comercializador es un proceso entre medianamente y extremadamente complejo. Por ejemplo, en California seis meses antes de la apertura del mercado y después de gastarse casi 80 millones de dólares en una campaña de educación pública, el regulador encontró que no existía un entendimiento claro de lo que significaba la liberalización. Asimismo, Kushler (1998) analizó el grado de concientización de los consumidores en Michigan, Maine, Vermont, y Wisconsin y encontró que el público no conocía mucho sobre la reestructuración

de la industria.¹³ Por ejemplo, 2/3 de los encuestados en Michigan confesó no haber oído del proceso luego de las campañas de educación lanzadas en su momento. Esto contrasta con lo encontrado en Pensilvania donde luego de una campaña muy intensiva de información y el envío de una carta a cada hogar 1.1 millón de consumidores (21% de ellos) manifestaron el deseo de ejercer su elegibilidad en el plazo de una semana.

En la experiencia internacional una de las quejas más frecuentes de la liberalización son los costos asociados a la interacción con nuevos agentes y la confusión que existe para el consumidor respecto de quién es responsable de qué. También se han encontrado muchas situaciones de competencia desleal, cambio de clientes de suministrador sin su conocimiento, clientes que se han cambiado de comercializador reciben dos facturas, etc.

Esta clase de problemas es común cuando el sistema está mal montado y cuando se hace sin una transición en la que estas complicaciones sean resueltas a tiempo, pero también es normal que la competencia desleal se presente por las exigencias que tienen los comercializadores de asegurarse nuevos clientes. En este caso es fundamental que las empresas y los consumidores conozcan con anticipación al lanzamiento de la competencia las prácticas comerciales que están prohibidas, los derechos a protección de la información de cada cliente, etc. Es, también, crítico que la protección del consumidor sea salvaguardada por las entidades de control y vigilancia quienes tienen la obligación de corregir estas prácticas por medios reactivos pero también pro-activos.

Las experiencias del país con respecto a la protección del consumidor y el marco institucional que rodee la supervisión son determinantes de que el consumidor no sea la víctima de bajos niveles de competencia cuando el mercado se está liberalizando.

2.4. Posibles entrantes

Para analizar la variedad de posibles entrantes hay que entender la naturaleza del negocio de comercialización. Como en cualquier mercado los dos determinantes fundamentales para determinar el número de empresas que sostiene el mercado son:

- El tamaño del mercado;
- La tecnología de las empresas.

Respecto al tamaño del mercado, la demanda de energía es el determinante. Respecto de la tecnología hay que entender los inductores de costos y de ingresos del negocio de comercialización.

¹³ Kushler, Martin, "Restructuring and 'Customer Choice': Vox Populi or Dictum Dictorium?" The Electricity Journal, enero/febrero 1998, pp. 30-36

El negocio de comercialización es un negocio donde se deben distinguir dos inductores de costo y de ingreso:

- El cliente;
- Los servicios demandados por el cliente.

Los costos de adquisición de cliente son altos y varían de manera sustancial entre diferentes empresas debido a la imagen de marca de cada cual. Los ingresos de adquisición son muy bajos y están influidos por la fidelidad del cliente o por los costos de cambio que el tenga. Asimismo, los costos de adquisición de clientes están en función de la tarifa regulada cobrada por el distribuidor contra la cual compiten y por las posibilidades que el cliente tiene de volver a la tarifa y los costos de recambio. La dificultad del negocio de adquisición de clientes es que la característica esencial de esos costos (mercadeo, publicidad, ventas puerta a puerta, costos de contrato, etc.) es que son costos hundidos.

Los costos de los servicios demandados por el cliente tienden a ser bajos (aumentar el servicio a un cliente no implica crecimiento en los costos) pero se caracterizan por economías de densidad, es decir dependen de que los clientes estén agrupados de manera geográfica. De esta manera, la estructura de mercado que pueda resultar de la competencia minorista es una estructura con cierta concentración regional y empresas con un alto número de clientes.

Como ejemplo de esta consolidación podemos ilustrar el caso del Reino Unido donde tras 7 años de apertura del mercado (desde 1998), la estructura de mercado se ha consolidado en torno a los generadores-comercializadores y donde el único entrante de tamaño grande es el incumbente del sector de gas British Gas Trading.

Cuadro 2-2. Cuotas de número de clientes de Comercializadores (%) en el Reino Unido

Compañía	Característica	1998	Agosto 2001	Dic. 2004
British Gas Trading	Integrada G, D (gas)	-	18,0	22,5
PowerGen	Integrada G, D	-	7,5	21,5
NPower	Integrada G, D	-	18,5	14,5
EdF Energy	Integrada G, D	-	10,0	13,5
Scottish and Southern	Integrada G, D	12,5	14,0	15,0
Scottish Power	Integrada G, D	7,0	10,5	12,5
TXU	Sin activos de G		15,5	-
Seeboard	REC /CUI	8,0	5,5	-
RECs	Distribuidoras	72,5	-	-
Otros	Independiente	-	0,5	0,5

Fuente: Informes de Ofgem. En 1998, las RECs todavía tenían obligaciones de suministro a clientes. CUI: Comercializador de Última Instancia.

La estructura de mercado inglesa revela seis empresas integradas verticalmente, la desaparición de TXU (compañía americana sin activos de generación) y el pequeño tamaño de los "otros". Sin embargo, el Cuadro no revela la historia detrás del crecimiento de

algunos comercializadores independientes como Independent (comprado por Npower en septiembre de 2000), Enron Direct (comprado por BGT en diciembre de 2001), Amerada (comprada por TXU en marzo de 2002), Electricity Direct (comprada por BGT en agosto de 2002) y Atlantic (comprada por Scottish and Southern en abril de 2004). Se estima que los comercializadores independientes alcanzaron el medio millón de clientes (2% del mercado) pero que por el proceso de compras tienden al 0,5% que se observa en el Cuadro.¹⁴

Si la situación consolidada puede parecerse a un número relativamente pequeño de empresas, en el ínterin es probable que la estructura de mercado pueda variar dependiendo de situaciones como:

- Acceso al mercado mayorista;
- Distorsiones entre tarifas de acceso y tarifa integrales;
- Subsidios cruzados;
- Nivel de tarifas reguladas.

El tema de acceso al mercado mayorista es tan importante que la mayoría de países donde hay competencia minorista presenta integración entre las actividades de comercialización y generación. Es bien conocido que el fracaso en Europa de los comercializadores como Enron, TXU, y los comercializadores americanos que intentaron entrar en el mercado inglés y holandés sin activos.

Asimismo, si las tarifas de acceso no están bien fijadas (por medio de ECPR) se pueden producir salidas de muchos clientes como ha sido el caso en España de los consumidores medianos. De la misma manera la existencia de subsidios cruzados puede llevar a que algunos clientes emigren de la tarifa regulada dejando a las distribuidoras con los malos clientes y con un creciente desfase tarifario. El caso de tarifas reguladas muy competitivas (o fijadas por debajo de precio de mercado) o muy elevadas también condicionan la estructura de mercado resultante.

El regulador debe valorar cuáles pueden ser los posibles competidores y asegurarse que la competencia entre ellos no arranque de una situación desventajosa. Han existido diversos comercializadores en la experiencia internacional pero se pueden clasificar en tres grupos:

- Comercializadores afiliados a empresas de distribución;

¹⁴ Las dificultades de los comercializadores independientes han estimulado mucho análisis del regulador. En abril de 2004 Ofgem presentó sus conclusiones en el estudio *Domestic competitive market review: a review document*, Energywatch contrató su estudio *Business Energy Markets 2004*, y, muy recientemente 29 de junio de 2005 (disponible el 5 de julio), Littlechild ha publicado el estudio *Smaller Suppliers in the UK domestic electricity market: Experience, concerns and Policy Recommendations*.

- Compañías con acceso directo al cliente (grandes superficies, supermercados, etc.) y una imagen de marca;
- Intermediarios financieros.

Generalmente las empresas que han logrado consolidarse tienen imagen de marca, acceso al cliente, activos de generación (si el negocio es la compra venta de energía), y un alto número de clientes.

2.5. Conclusión: Posibles Beneficios de la Competencia Minorista

La transición del modelo 3 al modelo 4 no ha sido muy difícil en otros sectores con lo que la pregunta relevante es por qué la electricidad es diferente.

De una parte, no existe un precedente histórico parecido. De esta manera no se conoce el comportamiento ni las economías de alcance que pueden existir en este mercado. El único que conoce las posibles economías de alcance en el sector eléctrico es la compañía distribuidora que las ha experimentado en carne propia pero que, posiblemente, no haya tenido que explotarlas en el pasado. De otra parte es difícil extrapolar de las experiencias de otros sectores o de otros países porque existen muchos factores específicos al sector o al país.

El problema en electricidad se complica por otros motivos históricos. Comparado con otras industrias de redes (p.ej. teléfonos, aerolíneas) que han desregulado el mercado con anterioridad, la gran diferencia de la electricidad está en dos hechos principales:

- Primero, la elasticidad de demanda de los consumidores es mucho más baja en electricidad que en las otras industrias. Tanto en telecomunicaciones como en el área de transporte, el consumidor tiene varios sustitutos y, por este motivo, la demanda reacciona al precio.
- Segundo, la diferencia entre el precio del bien y su costo marginal de producción es muy baja en electricidad y muy alta en los otros sectores. En estos últimos los costos marginales y los precios solo se parecen cuando se alcanza el nivel de congestión.

El debate sobre los beneficios de la competencia minorista en el sector eléctrico se puede dividir entre aquellos que consideran que los beneficios son estáticos y los que consideran que son dinámicos. La dificultad de contrastar estas dos posiciones es que los beneficios dinámicos son menos fáciles de apreciar porque requieren de la habilidad de preverlos mientras que los estáticos son más fáciles de identificar. De esta manera, algunos analistas argumentan que algo que pueda hacer la regulación no es un resultado de la competencia mientras que otros argumentan que la virtud de la competencia es que hace algo que no es fácil de prever ni, menos, dictado por el regulador.

De igual manera, el debate entre muchos analistas se puede centrar entre aquellos que crean que la electricidad es un commodity y aquellos que identifican posibilidades de

diferenciación de producto. Esto significa que la electricidad sea un bien homogéneo o que, por el contrario, sea un bien con múltiples atributos.

2.5.1. Electricidad como commodity

Muchos de los detractores de la competencia minorista completa ven a la electricidad como un commodity. Es decir un producto en el que pocas características del producto son importantes, aparte del precio. Estos analistas se apoyan en los varios estudios que demuestran que lo más relevante en la decisión de cambiar o de escoger comercializador son los precios.

Alguna evidencia empírica y econométrica apoya la conclusión que el precio es el atributo más importante en la selección de comercializador.¹⁵ Asimismo, la evidencia de los EEUU, del Reino Unido y de Australia ilustra que en el momento de apertura del mercado los descuentos de precio (comparado con las tarifas reguladas) han tenido un efecto muy importante sobre la sensibilidad a cambiarse del consumidor.

Para estos casos el análisis típico se limita a mirar el valor del componente de energía dentro de la tarifa, el valor del margen de comercialización y el valor del gasto en electricidad dentro del gasto total. Así, el análisis que se hace en estos casos es el siguiente:

- Porcentaje del componente de energía en la tarifa (ej. 40%) y posible reducción en el precio de la energía (10%) (Reducción por energía 4%);
- Margen de comercialización (3%) y posible reducción del margen (5%) (reducción por margen de 0,15%);
- Gasto en electricidad como gasto total (4% de la canasta familiar);
- Lo que lleva a una reducción del gasto de $(4\% + 0,15\% = 4,15\%$ del 4% = 0,166% del gasto total);

Con los pequeños valores resultantes de estos cálculos se ha mostrado cierto escepticismo asociado con la liberalización por el lado de la demanda y por el lado de la oferta.

En esta misma línea de argumentación, muchos autores conciben el negocio de comercialización a pequeños clientes como un negocio de bajos márgenes con grandes dificultades para ser rentable. Debido a que en la mayoría de situaciones el regulador fija una tarifa, esta tarifa se convierte en el precio de referencia o “el precio a batir” para los

¹⁵ Train y Selting (2000) *The Effect of Price on Residential Customer Choice: Evidence from Specific Markets to Date* Informe del Edison Institute, encuentran que una rebaja del 10% lleva a un incremento del 20% de los consumidores que se cambian. Asimismo, en encuestas de consumidores alrededor del 60-80% citan el precio como el factor primordial en la elección de comercializador (véase Humphrey 82002) *EEI Electric Perspectives Retail Competition: The Toughest Course*”.

comercializadores y la competencia contra este precio es cruenta. La competencia tiende a ser feroz ya que los costos medios de adquirir y suministrar clientes no son desdeñables mientras que los costos marginales de suministrarlos tienden a ser bajos. Esta característica de monopolio natural (costos marginales por debajo de los medios en un tramo relevante) hacen que la escala del comercializador sea grande respecto al mercado. La gran mayoría de costos para el comercializador son costos de “arranque” que tienden a ser hundidos, esto hace que la entrada en este mercado produzca quiebras y una estructura de costos muy diversa entre nuevos entrantes y las comercializadoras afiliadas a las compañías distribuidoras.

Sin embargo, aún en temas específicos de precio, la experiencia confirma gran variedad en las ofertas que realizan los comercializadores. Para grandes consumidores las tarifas ofrecidas han sido una mejora sustancial, ejemplos como contratos para la base, para el pico, duraciones variables, contratos take and pay, contratos por interrumpibilidad, generación de respaldo en el punto de consumo (evitando, de esta manera, el pago de los peajes), etc. En el sector residencial se han visto, por ejemplo en el Reino Unido, tarifas con componente todo variable (cero-consumo-cero-cargo) que no existían antes de la apertura del mercado, tarifas basadas en tamaño del hogar (no en el consumo para hogares con dificultades en controlar su consumo).

2.5.2. Electricidad como bien diferenciado

En el otro extremo están aquellos que creen que la electricidad es un bien que tiene otros atributos incluida la reputación y experiencia del comercializador, la calidad del servicio, y los Servicios de Valor Agregado (SVA).

En cuanto a calidad de producto no es fácil que el comercializador pueda ofrecer muchas ventajas a no ser que sea capaz de ofrecer servicio de respaldo. Sin embargo, parece ser que en cuanto a calidad del servicio el comercializador puede diferenciarse en los siguientes atributos:

- Respuesta del servicio al cliente a inquietudes y quejas;
- Formato de la factura;
- Período de la factura;
- Claridad del contrato, precios y servicios ofrecidos por el comercializador;
- Prontitud en la atención de llamadas;
- Ampliar la gama de servicios.

Los defensores de la liberalización enfatizan que es casi imposible conocer los productos que se van a ofrecer en un mercado y que la gama de servicios que el comercializador puede vender podría ser muy grande; se espera que los comercializadores vendan productos

adicionales como Internet, gas, agua, telefonía, seguros, seguridad, TV por cable, etc. Los menos optimistas creen que es difícil que el consumidor no prefiera desempaquetar estos servicios y contratarlos por separado.

En una nota más intermedia, se han observado en los países que han liberalizado productos de las siguientes características:

- Paquetes energéticos dobles, gas y electricidad en un solo paquete explotando economías de alcance en lectura, facturación y recaudo de facturas;
- Información por Internet para grandes usuarios de consumo horario, precios mayoristas, problemas de suministro;
- Mejoras en facturación tales como facturación sin errores, modificaciones en fechas y frecuencia de la facturación, información específica del cliente incluida en la factura, acceso electrónico a información sobre facturación.

Otros beneficios de la competencia minorista son menos fáciles de distinguir pero sus defensores los han enumerado. Entre ellos se encuentra la posibilidad que el mercado mayorista se vuelva más líquido, que el mayor número de compradores y vendedores y su mayor heterogeneidad requieran de un mayor número de intermediarios financieros y que el proceso de competencia permita al regulador fijar mejores tarifas de los negocios regulados. Pero quizá el elemento más importante es que la competencia ayuda al proceso de formación de precios ya que la competencia establece el mejor precio en cada momento del tiempo lo cual ayuda a planificar el consumo y a que la expansión del sistema obedezca a estas señales.¹⁶

Es así como es probable que existan beneficios importantes a la competencia minorista pero que éstos sean difíciles de medir con cierta precisión. Lo que es claro es que para estos beneficios puedan materializarse es importante contar con varias condiciones de partida como son el mercado mayorista, la buena regulación, la concientización del consumidor y un mercado que soporte varios comercializadores. Éstas son las condiciones iniciales que, dependiendo del grado de madurez del mercado eléctrico, podrán traducirse en un mayor potencial de beneficios.

¹⁶ Ver S. Littlechild (2002) Competition in Retail Electricity Supply, *Journal des Economistes et des Etudes Humaines*, Sep 2002.

3. MODELOS DE COMPETENCIA MINORISTA

Existen diferentes modelos de competencia minorista que pretenden llevar los beneficios de la competencia al consumidor final. En un extremo está el modelo 3 (competencia mayorista) que pretende llevar estos beneficios a los clientes finales a través de las tarifas reguladas y, a los consumidores que puedan pagarse un contador horario, por medio del acceso a comercializadores.

Tal y como se discutió en la sección anterior, los beneficios de la competencia pueden ser menores precios o mayor diversidad (mayor innovación, nuevos productos, etc.). De acuerdo a lo que se considere puede ocurrir en energía existen alternativas más o menos costosas cuyo monto está correlacionado de manera positiva con los posibles beneficios y con el posible dinamismo del mercado.

En esta sección discutimos cuatro modelos fundamentales de competencia minorista:

- Modelo A: Modelo de competencia mayorista con suministro a mercado regulado por subastas;
- Modelo B: Modelo de franquicias de comercializadores;
- Modelo C: Competencia Minorista con Comercializador Financiero; y
- Modelo D: Competencia Minorista Completa CmC (con Comercializador Físico).

Los siguientes apartados analizan estos cuatro modelos.

3.1. Modelo A: Suministro regulado con Subastas

Aquellos que consideran que la mayoría de beneficios para el consumidor pueden venir de la reducción de precios por compras de energía consideran que este modelo es suficiente. Existen experiencias de modelos de estas características como las subastas utilizadas en Nueva Yérsey, alguna experiencia en Brasil y las compras para usuario regulado en Panamá y en Colombia.

En este modelo, el distribuidor sigue con los clientes regulados, el límite de la elegibilidad se determina exigiendo contadores horarios a todo aquel que quiera ejercer su elegibilidad y las compras de las distribuidoras se hacen por medio de subastas competitivas. La experiencia ha demostrado que ciertas subastas funcionan bien en este entorno aunque, como es usual en el tema de subastas, el diseño de las mismas es fundamental.

Es muy importante que la subasta sea transparente ya que en muchos casos empresas afiliadas al distribuidor pueden participar. En este caso el regulador puede tener el problema de tener que aprobar tarifas de empresas afiliadas con la dificultad que eso acarrea. La experiencia del Reino Unido sobre el tema fue muy compleja y no siempre

satisfactoria. Por eso es importante que el regulador participe muy de cerca en el diseño de la subasta y, generalmente, una subcontratación de la organización y diseño de la misma puede ser una buena idea. Este es el método que se ha seguido en Nueva Yérsey (NJ) con muy buenos resultados.

La subasta de NJ es lo que se conoce como una subasta “en reversa”; en otras palabras, se compite no por comprar sino por vender. Una de las ventajas es que el proceso es transparente y el regulador sólo tiene que aprobar el proceso y no, necesariamente, el resultado de la subasta. Al aprobar el resultado y vigilarlo se permite que empresas afiliadas al distribuidor puedan participar sin que se despierten suspicacias. En la práctica, el regulador acepta la subasta basado en tres criterios:

- Si se sigue el procedimiento previsto;
- Si hay suficientes competidores;
- Si el precio refleja condiciones de mercado.

La subasta consiste de tres elementos principales, de la definición del producto que se quiera comprar, del formato de la subasta (la regla de asignación) y del plan de contingencia (qué hacer si no toda la demanda es satisfecha).

En este entorno el distribuidor puede comprar tres productos tipo:

- Suministro estilo take and pay (full service requirements);
- Compras de portafolio de contratos; y
- Compras de base y desvíos a precio spot.

En el modelo de compras que satisfagan la demanda el distribuidor se asegura toda la flexibilidad pero puede pagar un precio más alto por esta seguridad. El modelo de portafolio se basa en la idea que solo con tres clases de contratos se puede generar cualquier portafolio. El modelo de compras de base y desvíos de spot funciona bien en la medida que las tarifas de usuario final sean similares.

Las tarifas de usuario final pueden fijarse en este último modelo de la siguiente manera (véase Sally Hunt *op cit*, pp. 77). Se selecciona un bloque fijo de consumo para cada consumidor el cual se paga a un precio fijo relacionado con el precio de base que salga de la subasta. Variaciones por encima o por debajo del bloque fijo de consumo se liquidan a un precio spot medio pasado. Este método mantiene cierta seguridad para el consumidor y la distribuidora mientras que se mantiene cierta respuesta del consumidor al precio spot.

NERA ha participado en el diseño de subastas de este tipo en Nueva Yérsey y Tejas. Las subastas que se han utilizado son las conocidas como subastas de reloj en las cuales el

subastador sugiere precios y los participantes deciden cuánto vender a estos precios. En la medida en que haya exceso de oferta los precios van cayendo de manera progresiva como el tic-tac de un reloj (de ahí el nombre).

En el diseño de la subasta el subastador fija el número de tramos (bloques) que pretende subastar los cuales son una proporción dada de la carga del distribuidor (cuando es un *take and pay*). El ganador de la subasta recibe los tramos que se le asigne multiplicado por el precio que sale de la subasta. La subasta tiene varias rondas, en cada ronda el generador dice cuántos tramos quiere vender al precio que el subastador fija, el subastador revela el estado del mercado y fija nuevos precios de acuerdo al volumen de exceso de oferta. Si hay exceso de oferta el precio baja, si no lo hay termina la subasta.

Los costos de creación de este modelo son los costos de organización de la subasta.¹⁷

3.2. Modelo B: Comercialización por Franquicias

El problema de las subastas como modelo de competencia minorista es que el único énfasis está puesto sobre el precio del componente de la energía. Un problema similar lo tiene el modelo de franquicias pero aumenta las posibilidades de competir en la medida en que también se subastan otros servicios que presta la distribuidora.

En este modelo, se subastan otras actividades como:

- La facturación a los clientes;
- La medida (operación y mantenimiento de contadores);
- La lectura;
- Servicio al cliente.

A pesar que se abren los posibles campos en los que se compite y, si no hay muchos costos fijos, por este motivo las reducciones en precio pueden ser mayores, la dificultad de valorar productos heterogéneos hace que el único criterio de competencia de la franquicia sea el de precio. Ante esta perspectiva, el regulador puede imponer requisitos de calidad para los participantes de la subasta como facturación mensual, ciclos de lectura mensuales, etc., pero en este caso el regulador estaría suplantando de alguna manera los resultados de la competencia.

Los costos de estas franquicias son los costos de desarrollar un maestro de facturación, los costos fijos de la lectura, del *call-center*, etc. En la medida en que estos costos sean sustanciales, se ha tomado la opción (p. ej. en Maine) de que la distribuidora se haga cargo

¹⁷ En el caso de NJ los pagaron los comercializadores.

de estas actividades donde la duplicación es sustancial. También se puede tomar la posición de que algunos de estos recursos sean considerados como instalaciones esenciales (“essential facilities”) y que, por lo tanto, se permita acceso. Sin embargo, el problema no se soluciona del todo ya que los ganadores de estas instalaciones querrían operarlas sin querer responsabilizarse de los imprevistos que puedan surgir por esta operación. La lección es que la subasta es compleja y puede requerir de varias decisiones que afecten el resultado.

3.3. Modelo C: Comercializador Financiero

Los modelos de competencia minorista están muy influidos por la clase de comercializador que se quiera fomentar. Como es de esperarse, la clase de comercializador, a su vez, está fuertemente condicionada por la clase de beneficios de la competencia que las autoridades perciben. De esta manera, si se cree que la electricidad es un commodity, los beneficios que se esperarían de la competencia son menores precios y la asunción de menor riesgo por parte del usuario final. Esto es más fácil de lograr si el comercializador es sólo un intermediario financiero (“broker”). De otra parte si se considera que el suministro eléctrico permite diferenciación, y ésta es la fuente de los beneficios, el regulador querría darle un mayor campo de innovación y una mayor oportunidad de diferenciarse permitiéndole brindar servicio al cliente.

La idea del comercializador financiero es la idea de un intermediario muy innovador que vende cobertura de riesgo a los clientes finales. Este comercializador no estará involucrado en actividades “físicas” de medida, servicio al cliente, calidad, sino que sus labores estarán concentradas en la diversificación de los riesgos de suministro.

En su versión más extrema el comercializador financiero vende cobertura a los clientes y éstos entregan a cambio su tarifa regulada. El distribuidor factura al comercializador los clientes a los que este está dando cobertura de riesgo y éste factura a estos por sus servicios. La labor del comercializador financiero es arbitrar entre la tarifa y el mercado. Este comercializador puede proveer otros servicios novedosos además de la cobertura como facturación novedosa e innovación tarifaria pero en su versión más simple la cobertura es el único beneficio de la competencia.

El comercializador, a su vez, entrará en contratos de suministro con generadores y contará con un pool de clientes que le permitirá gestionar compras y ventas por medio de su portafolio diversificado.

Para que el mercado sea propicio para la participación de estos intermediarios financieros es necesario que las tarifas reguladas tengan un alto componente de volatilidad o de pass-through del precio mayorista. De hecho, el modelo de comercializador financiero propuesto por Joskow y Hogan necesita de una tarifa de estas características. Sobre el problema de tarifas diseñadas de esta manera, véase la discusión en el apartado 4.5.

En la experiencia internacional la participación de este tipo de agentes sin activos no ha estado, del todo, exenta de problemas. Se ha encontrado que muchos comercializadores sin activos de generación tienen problemas de cobertura por varios motivos:

- La electricidad es un commodity (en el sentido financiero) lo que implica señales de precio menos transparentes;
- Además de ser un commodity no se puede almacenar;
- Las volatilidades son mucho más grandes que las volatilidades financieras;
- Los comercializadores financieros (estilo Enron-on-line) son generalmente market makers (asumen riesgos de los dos lados del mercado) con lo que cualquier riesgo de un lado del mercado no es fácilmente transferible y el efecto dominó de su exposición es muy grande.
- Los mercados mayoristas no son lo suficientemente completos (es decir tienen problemas de liquidez).
- Las tarifas reguladas que los clientes conocen tienen poca volatilidad.

Por este motivo el modelo no ha sido exitoso en ninguno de los sitios donde se ha intentado.

Los costos de implantación de este modelo son los costos de nuevos servicios de facturación.

3.4. Modelo D: Competencia Minorista Completa

La figura del comercializador físico incluye al comercializador financiero más las actividades más cercanas al consumidor como servicio al cliente. Un comercializador físico puede ofrecer diversos servicios al consumidor pero lo que es claro es que para que tenga mayores probabilidades de diferenciarse, se le debe ofrecer la posibilidad de realizar varias actividades como lectura, medida, facturación, venta de otros combustibles, etc.

La figura del comercializador físico es la imperante en la mayoría de países que han liberalizado su sector y corresponde a la idea de la electricidad como un bien diferenciado.

Los costos de este modelo son de diversa índole y la siguiente sección discute en bastante detalle de qué dependen y en qué circunstancias pueden ser muy elevados.

4. OPCIONES DE COMPETENCIA MINORISTA COMPLETA

Una vez las autoridades decidan si seguir adelante con la liberalización total del mercado, deben escoger la forma en qué lo van a hacer. Esta sección plantea las posibles alternativas que tiene el regulador basados en la experiencia internacional e ilustra los elementos necesarios para tomar las decisiones necesarias para liberalizar un mercado en el cual todos los clientes son elegibles.

Estas decisiones implican costos y riesgos importantes cuya magnitud puede variar pero que, de cualquier manera, se deben acometer. Los elementos necesarios e ineludibles son los siguientes:

1. Determinación de quiénes son elegibles y qué requisitos se debe tener para ejercer la elegibilidad;
2. Determinación de las actividades abiertas a competencia y separación de actividades;
3. Diseño del proceso de liquidación;
4. Determinación de relaciones comerciales entre los agentes;
5. Determinación de tarifas reguladas de suministro.

A continuación se analizan estos elementos y los criterios de asignación de costos que se deben atender para así evitar pérdidas innecesarias. Los criterios de costos son sencillos y se pueden resumir en los siguientes:

- Ausencia de duplicación de costos;
- Principio de Causalidad;
- Ausencia de subsidios cruzados;
- Criterio de Pareto; y
- Principios de Asignación de Riesgos.

Evitar la duplicación de costos es necesario ya que los costos fijos en una sociedad se sustraen del bienestar social. De esta manera, se debe evitar la duplicación de instalaciones y otorgar acceso a la infraestructura si ésta es considerada una instalación esencial. El principio de causalidad implica que los costos deben asumirse por quien los causa de tal manera que las decisiones de los agentes sean completas y las tomen siempre y cuando el beneficio de hacerlo sea superior a los costos. Esto está relacionado con el principio de ausencia de subsidios cruzados que lleva a que cada agente tome la decisión óptima ya que su consumo se producirá si el precio que paga es igual al costo.

El criterio de Pareto consiste en que si los beneficios totales son superiores a los costos totales los ganadores de la medida pueden compensar a los perdedores y por este motivo debe llevarse a cabo. El criterio es útil cuando existen interdependencias en los costos, es decir cuando el costo unitario cae con el consumo de tal manera que si el volumen de consumo es grande los consumidores como un todo se benefician.

Finalmente, los principios de asignación de riesgos son dos: el riesgo se asigna a quién lo puede controlar, y, segundo, si nadie lo puede gestionar se debe asignar a aquel que mejor lo puede absorber. Estos principios serán invocados en la discusión de los 5 aspectos de diseño que se deben implantar para la introducción de la competencia minorista.

4.1. Definición de Elegibilidad

La primera decisión es decidir quiénes deben ser los consumidores que pueden optar a la elegibilidad. Utilizando un criterio de causalidad de costos, en el cual el que genera los costos los paga, muchos países han tomado el camino que todos los consumidores son elegibles siempre y cuando tengan contadores horarios. Sin embargo, los países que imponen estas consideraciones han tenido tasas muy bajas de switching posiblemente porque el costo de los contadores horarios ha de amortizarse en tasas anuales de consumo muy bajas.

4.1.1. Perfiles versus Contadores Horarios

Cualquier decisión sobre la adopción o uso de perfiles de demanda debe partir de un análisis costo-beneficio desde la perspectiva del bienestar social. Este análisis debe por lo tanto comparar el costo y beneficio de sustituir los contadores actuales por contadores horarios.

El cálculo del costo incremental asociado a contadores horarios en lugar de perfiles es relativamente sencillo de obtener ya que se trata simplemente de, primero, estimar el costo de instalación y gestión de un contador horario y, segundo, deducir el costo por consumidor asociado a la gestión de los perfiles.

La estimación del beneficio marginal asociado al empleo de contadores horarios es algo más complicada ya que deben analizarse (a) los efectos directos de la ganancia de eficiencia asociada a un consumo más acorde con el costo horario del suministro, y (b) el costo o valor de los efectos indirectos (asociados con la mayor respuesta a los precios horarios y la reducción a las barreras a la entrada de comercializadores por no necesitarse de contadores horarios para ejercer la elegibilidad).

La ganancia directa de eficiencia asociada a un consumo más acorde con el costo horario del suministro, depende de la discrepancia entre el precio horario y el precio al que el consumidor esté expuesto y de la elasticidad de la demanda. Esta ganancia de eficiencia procede del hecho de que si el consumidor no dispone de un contador horario su consumo

no se ajustará al precio real del sistema (p. ej. en determinadas circunstancias consumirá incluso si el precio horario es superior a su propia valoración del consumo o dejará de consumir incluso si el precio horario es inferior a su propia valoración del consumo).

El beneficio, en términos de bienestar social, tiene en cuenta el costo para el consumidor de responder a las señales horarias de precios (p.ej. la instalación de acumuladores u otras modificaciones en sus hábitos de consumo). En un primer momento, la modificación del patrón de consumo podrá realizarse sin inversiones elevadas o nulas (ligeras variaciones en el plan de trabajo, cambios en el comportamiento como reducir el número de bombillos encendidos), pero los consumidores irán progresivamente analizando oportunidades que impliquen costos crecientes hasta igualar el costo marginal en el que deben incurrir para modificar su consumo con el ahorro marginal que obtiene.

La mayor respuesta a los precios horarios tiene un efecto indirecto positivo, ya que implica que un consumidor que no tenga un contador horario no recibirá la señal horaria del costo de su suministro en las horas en las que haya interrupciones forzadas. Por ello, podrán darse circunstancias en las cuales un consumidor esté consumiendo mientras otros consumidores que valoran más su energía se vean obligados a reducir su consumo. La pérdida de bienestar es la pérdida de poder comerciar entre estos dos consumidores (igual a la diferencia entre la valoración de la electricidad de estos dos consumidores).¹⁸

En cuanto al hecho de que la exigencia de compra de contadores horarios por parte de los consumidores que desean ejercer la elegibilidad supone barreras a la entrada de comercializadores, resulta, una vez más, muy difícil realizar una cuantificación de este efecto.

Debido a que es poco probable que los consumidores reaccionen *hora a hora* ante el precio horario del mercado, excepto en situaciones puntuales de precios inusualmente elevados (p.ej. cuando haya energía no suministrada), los resultados de una metodología de este tipo deben interpretarse con cautela ya que es probable que esta metodología exagere los beneficios de establecer contadores horarios.

Esta salvedad no aplica, sin embargo, en los momentos de fallo de suministro, en los cuales la falta de contadores horarios puede impedir que la demanda responda ante los altos precios, y que se interrumpa a consumidores que valoran más su energía que otros a los cuales no se interrumpe. Es probable que los beneficios que se presenten a este nivel requieran de la instalación de contadores horarios de alrededor de 10% de la capacidad punta.

¹⁸ Esta pérdida parece ser poco importante porque, en muchas ocasiones, existe una correlación negativa entre el consumo y la valoración del consumo (cuanto menos consume un consumidor, más valorará su suministro). Además, la exigencia de instalación de contadores horarios empieza con los más grandes consumidores con lo cual es poco probable que esta ineficiencia represente un monto importante.

El Apéndice A ilustra la metodología que podría aplicarse en Colombia para calcular el umbral de requerimiento de contadores horarios. En general, dado el nivel de consumo, la elasticidad de demanda, la diferencia de precios entre la punta y el valle, la imposición de contadores horarios solo parece justificarse para los consumidores de alta tensión más sensibles al precio de modo que exista una cantidad suficiente de demanda interrumpible. Para el resto de consumidores sería suficiente simplemente la instalación de contadores de dos periodos horarios.

4.1.2. Perfiles estáticos o dinámicos

Un perfil estático es un perfil que se actualiza de acuerdo a variables predeterminadas de manera externa. En Inglaterra, por ejemplo, los perfiles se determinan a partir de unos perfiles iniciales que han sido correlacionados con variables como temperatura y horas de luz y son actualizados de manera anual. Un perfil dinámico se calcula por medio del recálculo de los perfiles reales de consumo de una muestra representativa de la población cuyo consumo es medido a lo largo del año.

En principio, la conveniencia de optar por utilizar perfiles estáticos o dinámicos requiere realizar un análisis costo-beneficio en términos de eficiencia social similar al efectuado en el anterior apartado. Para ello sería necesario estimar el costo incremental de ambos enfoques y el beneficio incremental en términos de eficiencia (una mayor precisión en el perfil supone un mejor ajuste entre el precio pagado por el consumidor y el costo de su suministro es decir menor ineficiencia asignativa).

A favor del uso de perfiles dinámicos se encuentra que evita errores de la modelización de los factores exógenos que pueden introducirse en el caso de los perfiles estáticos. El hecho de que cuando se usan perfiles dinámicos no es necesario desarrollar un modelo estadístico que explique el efecto de los distintos factores inductores de consumo sugiere la posibilidad de alcanzar un mayor nivel de precisión con los perfiles dinámicos que con los estáticos. Asimismo, se evitan las discusiones sobre cómo modelizar correctamente los perfiles (y los costos asociados a dicha modelización).

Por otro lado, la muestra necesaria para definir los perfiles estáticos puede ser de tamaño menor, ya que el perfil de consumo no se verá afectado por comportamientos “anómalos” puntuales de los consumidores, ya que estos comportamientos tenderán a aparecer como errores del modelo e ignorados en la definición de los perfiles.

En cualquier caso, habría que tratar de aprovechar al máximo la información disponible relativa a perfiles de consumo de los consumidores que se sitúen por debajo del umbral antes estimado, a fin de establecer las categorías de perfiles y el panel a seguir.¹⁹ Este trabajo

¹⁹ Desgraciadamente, aunque es posible conocer los perfiles utilizados en otros sistemas (p.ej., en el Reino Unido o en Noruega), la solución adoptada en cada país depende íntimamente del conocimiento previo acerca de la curva de carga, equipamiento y hábitos de consumo, de la existencia, previa a la introducción de perfiles, o no de precios

será necesario tanto si se opta por emplear perfiles estáticos (los datos serán necesarios para la definición de los perfiles) como si se opta por emplear perfiles dinámicos (para establecer la estratificación de la muestra).

4.1.3. Perfiles uniformes o zonales

La introducción de perfiles de demanda diferenciados geográficamente supone una mayor segmentación del mercado y por tanto una posible ganancia de eficiencia. Así, en términos de eficiencia social, la elección entre perfiles uniformes o zonales debe basarse en la comparación entre el costo incremental (complejidad añadida asociada a la estimación y uso de perfiles zonales) y el beneficio asociado con la mejora en la señal precio percibida por los consumidores.

Adicionalmente, hay que tener en cuenta que el empleo de perfiles zonales implica necesariamente la aplicación de precios de la energía diferenciados para consumidores con perfiles de consumo idénticos y que difieren únicamente en su situación geográfica, lo cual puede generar tensiones políticas entre regiones.

4.1.4. Perfiles y pérdidas

El uso de perfiles de demanda, necesariamente imperfectos, implica que pueda existir una cierta energía “no contabilizada”. El tratamiento de esta energía debe ser definido, teniendo como objetivo que el distribuidor no pierda el incentivo a la gestión eficiente de las pérdidas y, al mismo tiempo, no sea perjudicado por una inadecuada definición de los perfiles.

Obviamente, la carencia de contadores horarios para cubrir la totalidad de la demanda impide el conocimiento de los consumos reales horarios y de las pérdidas horarias reales, y surge el concepto de *energía horaria no contabilizada* (EHNC). Esta energía engloba tanto las pérdidas reales (o la diferencia entre éstas y las pérdidas estándares), como el error de estimación del perfil.

La EHNC debe desglosarse en los dos conceptos que la componen, ya que el error de estimación del perfil debe asignarse a los consumidores sin contadores horarios mientras que el componente de pérdidas debe ser imputado a todos los consumidores, sin discriminación. Este desglose puede realizarse, con un margen de error mínimo, partiendo del total de pérdidas contabilizado en cada periodo. Dicho total de pérdidas se asigna a cada hora y nivel de tensión mediante el uso de modelos preestablecidos.

regionales, así como de la volatilidad de los precios horarios observados en los respectivos mercados eléctricos. En este sentido resulta ilustrativo notar que en Inglaterra, con una marcada volatilidad en los precios horarios al menos hasta la introducción de NETA, existen 8 perfiles distintos con diferenciación regional mientras que en Noruega, con una curva de precios horarios relativamente plana, tan sólo existe un único perfil.

La EHNC asociada a errores en la definición de los perfiles estimados se asigna a dichos perfiles (p.ej. prorrateando el consumo horario estimado para cada consumidor o perfil), de forma que la distribuidora no asuma ningún riesgo asociado a posibles errores en los perfiles. Este es el caso con independencia de la metodología adoptada para la definición de los perfiles (p.ej. estáticos sin ajustes, con ajustes o dinámicos). De este modo se asegura la recuperación de los costos asociados a errores en los perfiles.²⁰

Por otro lado, la recuperación del costo de las pérdidas puede realizarse de tres maneras:

- incluyendo el costo estándar de las pérdidas en el precio de las tarifas de acceso,
- ajustando el consumo de los consumidores según las pérdidas estándares horarias, o
- ajustando el consumo de los consumidores según las pérdidas reales horarias.

Con el primer método la distribuidora es responsable de la adquisición de las pérdidas que ocurren en su red de distribución. Los costos reconocidos de la distribuidora deben incluir el costo esperado de las pérdidas (es decir, el estándar). El incentivo a la reducción de las pérdidas proviene de la posibilidad de la distribuidora de capturar el valor de la diferencia entre el costo estándar que se le reconoce a dicha distribuidora y el valor real de las pérdidas. El riesgo de fluctuaciones en los niveles de precios del mercado mayorista recae sobre la distribuidora.

En el segundo caso, los consumidores (los comercializadores) deben demandar del mercado mayorista las cantidades que consuman en su punto de suministro, incrementadas por las pérdidas estándares horarias. Las distribuidoras se encargan de ofertar la diferencia entre las pérdidas estándares horarias y sus pérdidas reales. Los costos reconocidos de la distribuidora deben incluir el costo esperado de diferencia entre las pérdidas estándares a nivel nacional y las pérdidas estándares de la distribuidora en cuestión (en caso de que sean diferentes). El incentivo a la reducción de las pérdidas proviene de la posibilidad de la distribuidora de capturar el valor de la diferencia entre el costo estándar que se le reconoce a dicha distribuidora y el valor real de las pérdidas (como en el caso anterior). Dado que existen discrepancias entre las pérdidas estándares (las cuales están definidas a nivel nacional si existen tarifas uniformes) y las reales, determinadas distribuidoras pueden necesitar comprar energía al mercado mayorista para evitar incurrir en desvíos mientras que otras necesitarán *vender energía al mercado mayorista*. El riesgo de fluctuaciones en los niveles de precios del mercado mayorista (para la energía de “pérdidas) se reparte entre la distribuidora y la comercializadora.

En el tercer caso, los consumidores (los comercializadores) deben demandar del mercado mayorista las cantidades que consuman en su punto de suministro, incrementadas por las pérdidas horarias reales, las cuales solo conocen *ex-post* (al igual

²⁰ La asignación de los errores debería, de hecho, considerarse como una mejora en la definición de los perfiles.

que los errores de perfiles). Las distribuidoras no deben gestionar las pérdidas en el mercado mayorista (aunque sí que tendrán que participar en él mientras persistan las tarifas integrales o sean responsables de las tarifas de última instancia). Dado que existen discrepancias entre las pérdidas reales medias (las cuales están definidas a nivel nacional si existen tarifas uniformes) y las reales de determinadas distribuidoras, los consumidores dentro de una distribuidora con bajas pérdidas comprarán más energía de la que precisan, mientras que los consumidores dentro de una distribuidora con pérdidas elevadas comprarán menos energía de la que precisan, cancelándose las discrepancias a nivel del mercado mayorista. La distribuidora no tiene riesgos asociados a fluctuaciones en los niveles de precios del mercado mayorista. Dado que bajo este esquema la distribuidora no tendría incentivos a reducir sus pérdidas, es necesario que los costos reconocidos de la distribuidora incluyan un incentivo ligado a la diferencia entre sus pérdidas estándares y las reales, multiplicada por una estimación del valor de la energía.

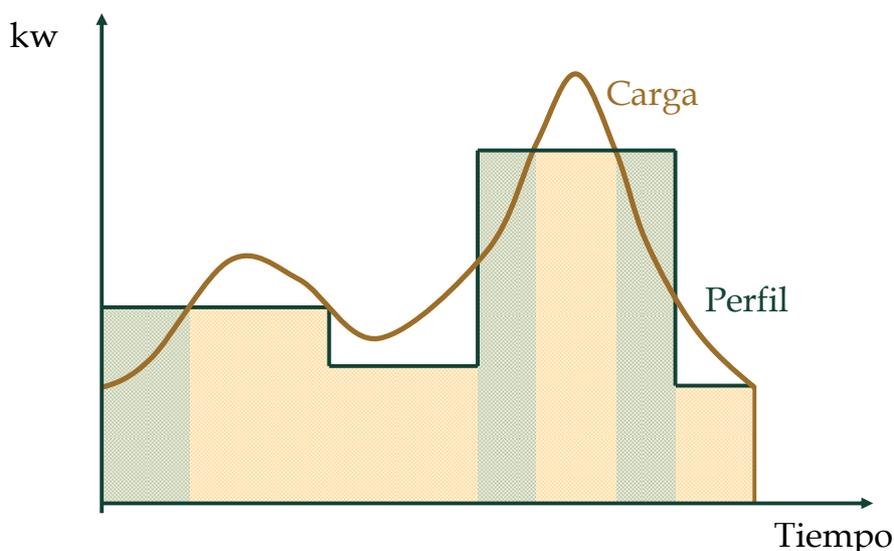
Por lo tanto, el uso de perfiles no implica que la distribuidora deba asumir riesgos asociados a una inadecuada definición de los perfiles, ni impide la adopción de sistemas de incentivos a la distribuidora para la reducción eficiente de las pérdidas.

4.1.5. Costos de la adopción de perfiles

Si no se producen los ajustes y reconciliaciones entre pérdidas y errores de perfiles presentados en la sección anterior, la distribuidora terminará absorbiendo riesgos injustificados con la adopción de perfiles.

Los principales riesgos de la adopción de perfiles están asociados con las diferencias de precios entre la punta y el valle. De hecho, los errores agregados de perfiles tienden a ser pequeños pero el error en la estimación de la demanda punta tiende a ser alto. Así, por ejemplo, si el perfil estimado tiene las características del Gráfico a continuación, puede observarse que el agente que esté asumiendo el riesgo de errores en el modelo es particularmente vulnerable en las horas punta de la mañana y la tarde. Si los precios están correlacionados con estas curvas de carga y las diferencias de precios son sustanciales (lo cual es más probable con un parque térmico), el riesgo puede ser grande. El riesgo opuesto afecta al comercializador, pero la idea es que el perfil se conozca de antemano para que el comercializador sepa la manera en que se le calculará su costo de suministro.

Gráfico 4-1. Error de Perfiles



De la misma manera, si las pérdidas cambian a lo largo del día y son mayores entre mayor es la carga, el riesgo para el distribuidor puede ser significativo. La mejor manera de afrontarlas es como se ha planteado en el apartado anterior y como se ha aplicado en la experiencia internacional (véase abajo).

Asimismo, los costos de la adopción de perfiles no son, necesariamente, bajos. El siguiente Cuadro muestra los estimativos de costos de implementación y de operación de perfiles.

Cuadro 4-1. Costos de perfiles (millones de dólares)

País	Costos de Desarrollo	Costos Operativos
Australia	6,25	2,5-8,75
Reino Unido	6,25	7
California (San Diego)	1-2	NA
California (Sur, Edison)	3-4	NA
California (PG&E)	5	NA

Fuente: Estudios del Regulador Australiano IPART.

Dependiendo del número de consumidores que se cambien el costo unitario de perfiles no es desdeñable. Este costo debiera estar incluido en las tarifas de acceso de los consumidores que se cambian pero en la mayoría de los casos se han incluido como un costo en las tarifas de acceso (p. ej. Inglaterra) de tal modo que se convierte en un subsidio cruzado de los que no se cambian a los que sí lo hacen.

El costo principal del sistema de perfiles es la poca precisión del mismo comparado con la medición horaria. Por ejemplo, errores entre la primera y última corrida de la liquidación puede estar entre 1-10% del costo total, con lo cual los errores de pequeños comercializadores pueden ser muy grandes. Finalmente, el sistema de perfiles no da señales

de precio en tiempo real y por eso, de considerarse, es importante que este circunscrito a clientes residenciales.²¹

De esta manera cuando se diseñen perfiles las preguntas claves que se deben hacer son:

- Punto de consumo por debajo del cual se instalen los perfiles;
- Magnitud del error: valor del consumo de todos los consumidores comparado con la carga del sistema;
- Cuál es el costo medio de la electricidad si los consumidores tuvieran contadores horarios comparados con perfiles;
- Previsión de la señal. El riesgo para un comercializador y un distribuidor es función de lo predecible que sea;
- Impacto del proceso en la liquidación;
- Costos de implementación y operación.

4.1.6. Experiencia internacional

Un modelo de perfiles que ha funcionado bastante bien en otros países es el modelo conocido como forma de la curva de carga neta del sistema (FCCNS). El modelo usa cualquier sistema de perfiles (estáticos o dinámicos) y utiliza la curva de carga del sistema (o del distribuidor como en Inglaterra) para controlar la asignación.

El método consiste en modificar los perfiles individuales de tal manera que sumados sean iguales a la curva de carga neta (de pérdidas) del sistema. La forma de modificarlos es de manera proporcional a cada segmento de la curva de carga. La forma de realizar esta “reconciliación” depende del tratamiento de las pérdidas y del tratamiento de la energía no contabilizada.

Para que el FCCNS sea una buena aproximación de la suma de las curvas de cargas no medidas horariamente, las pérdidas deben ser sustraídas con anterioridad. Esto implica un *estimativo horario* de las pérdidas de los consumidores con contador horario para todo el año tanto para distribución como para transmisión. Todas estas pérdidas (o sus pérdidas estándares) más el consumo de los consumidores horarios son sustraídos de la curva de producción para obtener la curva de carga neta del sistema.

²¹ Es claro que la adopción de perfiles puede llevar a subsidios cruzados entre clientes. Esto debe compararse con el método de asignación de costos de las empresas distribuidoras ya que en algunos casos los métodos de costos son una aproximación tan burda del costo que impone el consumidor como lo puede ser el perfil mismo.

Igualmente, cuando se sumen los perfiles de todos los consumidores (tanto los elegibles como los que no hayan ejercido la elegibilidad) se les debe aumentar el estimativo de pérdidas estándares de los distribuidores de acuerdo a los modelos de pérdidas horarias que las empresas utilicen. Si no se hace de esta forma, la diferencia entre la curva de carga del sistema y la sumatoria de las curvas de carga incluiría las pérdidas.

Otra consideración pertinente es que todos los consumidores sean asignados un perfil con independencia de haber ejercido o no su elegibilidad. La razón de esto es que el error de perfiles no sea asumido por la distribuidora sino que sea repartido entre todos. De la misma manera, el costo de los perfiles debe ser asumido por quienes ejercen la elegibilidad.

El proceso de reconciliación que se hace a medida que se van recibiendo las lecturas de los contadores, irá reduciendo el error agregado. El proceso ideal requeriría la lectura de todos los contadores al tiempo, pero como esto es imposible se debe hacer predicciones de consumo y reconciliaciones posteriores.

Finalmente, es claro que un sistema más eficaz es utilizar la curva de carga neta de la zona del distribuidor (p. ej. Inglaterra). La curva de carga neta de la zona se convierte en la curva de control como es el caso en el modelo de FCCNS y se procede de la forma descrita arriba. El método no debe llevar a distorsiones importantes siempre y cuando los estudios de pérdidas horarias sean lo suficientemente confiables.

4.2. Definición de Actividades Competitivas y Separación de Actividades

La introducción de competencia en el sector eléctrico empezó en la parte mayorista del mercado debido a dos motivos fundamentales:

- La posibilidad de separar la transmisión de la generación;
- La posibilidad de introducir competencia en generación con la reducción en el mínimo tamaño eficiente de una central de generación.

La decisión de separar y liberalizar la generación se tomó porque se consideraba que los beneficios de la competencia en generación (reducción de costos, despachos más económicos, entrada económica, etc.) más que compensarían las pérdidas de la desintegración (planificación no sincronizada, operación separada).

La forma de proceder aguas abajo ha sido similar pero, debido a que las actividades son muchas y muy descentralizadas, se ha preferido analizar cada una de las fases en mucho detalle siguiendo los siguientes principios:

- Descubrir las actividades que tienen economías de escala (candidatas a monopolio y regulación) y las que no (potencialmente competitivas);

- Calcular las economías de alcance (cuando el costo total de hacer dos actividades de manera conjunta es inferior al costo de hacerlas separadas) que se pierden por separar actividades;
- Especificar las economías de densidad (aquellas relacionadas con la cercanía geográfica del producto).

Cuando existen economías de escala comparadas con el tamaño del mercado, la introducción de competencia no es deseable porque los costos medios aumentan. Cuando las economías son de alcance no es adecuado separar actividades por ser más barato realizarlas de manera conjunta y cuando son de densidad es aconsejable dar monopolios regionales a las empresas.

En el caso minorista el análisis de actividades ha llevado a definir actividades muy específicas por la necesidad de darle al comercializador la posibilidad de competir en diferentes dimensiones del producto y por los pequeños márgenes en estas actividades.

Las actividades pertinentes al comercio minorista son las que tienen que ver con compra venta de energía. Esto requiere identificar las cantidades que se consumen y la asignación de cantidades a compradores y vendedores. Este proceso, que parece tan sencillo en tantas industrias, en electricidad es de una alta complejidad por tres hechos:

- No es posible seguir la unidad física producida y consumida;
- Los precios tienen una alta variación a lo largo del tiempo que es difícil trasladar a los consumidores;²²
- Para la mayoría de consumidores, la contabilización del consumo se hace en diferentes momentos del tiempo.

4.2.1. Análisis económico de actividades

Parte importante de las actividades aguas abajo son las siguientes:

1. Suministro de Contador. Incluye todas las actividades anteriores a la instalación como compra, inventario, etc.
2. Operación del contador. Incluye instalación y mantenimiento.²³
3. Lectura. Lectura de la información del consumo.

²² En Colombia y muchos otros países cada hora pero existen casos de variaciones cada media hora o hasta cada cinco minutos como en Australia.

²³ Estas dos actividades están separadas en Inglaterra.

4. Procesamiento de la información. Esto incluye validación, verificación y entrega de la información procesada.
5. Agregación de Información. Información agregada para propósitos de liquidación.
6. Liquidación. Asignar compras y ventas a cada comercializador.
7. Facturación y recaudo de cuentas.
8. Compra de energía en bloque.

Las siguientes secciones analizan los costos de estas actividades.

1. *Suministro de Contadores*

Los costos unitarios de suministro caen rápidamente con el número y homogeneidad de contadores. Esto ocurre porque:

- Existen economías de escala en la producción de contadores;
- Los costos de inventario de contadores caen con la homogeneidad del producto por la posibilidad de aplicar inventarios Just-in-time; y
- Probabilidad de ejercer poder de compra si el pedido es grande.

De esta manera un cambio masivo de contadores es más barato que un cambio selectivo.

2. *Operación*

Cuando los contadores son homogéneos existen economías en su operación. Esto ocurre porque hay costos de aprendizaje en la instalación y operación de una tecnología dada y, en el caso de instalación masiva, hay economías en la instalación de los contadores que son sustanciales aunque se presenten una sola vez.

Las economías de densidad en mantenimiento son claras especialmente cuando el mantenimiento de los contadores es preventivo y en el caso de instalación solo se presentan en casos de alto número de nuevas instalaciones.

Las economías de alcance pueden existir en instalación y mantenimiento por la mano de obra especializada pero en caso de contadores sencillos (p. ej. los electromecánicos) no es evidente.

Por problemas de riesgo moral y cuestiones asociadas a la garantía del equipo de medida también es probable que el dueño del contador o el proveedor exija encargarse del mantenimiento.

3. *Lectura*²⁴

Los costos de lectura manual son muy dependientes de la densidad de los consumidores porque los costos fijos de la ruta pueden ser compartidos entre diferentes consumidores localizados de manera adyacente. La economía de la lectura manual viene de tener a los consumidores cerca más que tener un alto número de ellos. Lectura por radio también tiene características similares porque el costo de la estación receptora es compartido entre los consumidores con contadores que emiten señales de radio.

De igual manera, hay economías de alcance en el caso de otros servicios como gas y agua que no tienen medición remota. Pero en estos casos es importante la ubicación de los contadores (dentro o fuera de la propiedad por ejemplo).

Las economías de escala pueden presentarse en el caso de sistemas de lectura remota. Sin embargo, si solo algunos clientes se cambian a contadores horarios, es posible que el costo de la lectura manual aumente ya que la dispersión de los contadores manuales puede aumentar.

El caso de la lectura tiene una dificultad adicional en el sector eléctrico (véase Hunt, 2002). En la mayoría de mercados donde hay medida la lectura se hace en presencia de partes que tienen intereses contrarios. Por ejemplo, al pesarse un artículo para la venta, el vendedor y el comprador tienen intereses contrarios y un tercero vigila el estado de las básculas. En electricidad, por el tema de las pérdidas, el comercializador y el cliente pueden tener incentivos coincidentes debido a que el responsable de las pérdidas no-técnicas es, generalmente, el distribuidor. Por este motivo, aparte de otros, se prefiere que el distribuidor haga la lectura y que los contadores sean revisados por auditorías.

4. *Procesamiento de la información*

Las economías de escala en el procesamiento de la información dependen del tamaño de la base de clientes aunque no son, necesariamente, muy grandes. Las economías de escala por este concepto tendían a estar asociadas con los costos elevados del hardware cuando se utilizaban computadores mainframe para este propósito. Con las innovaciones en esta materia los costos están asociados con software. No parecen existir economías de densidad pero el volumen de transacciones puede ser determinante.

Sin embargo, hay una parte del proceso de verificación que tiende a ser diferente de las otras actividades de procesamiento de información. Mientras que la gran mayoría de actividades de procesamiento implican contrastar consumo actual contra patrones históricos de consumo del cliente, hay una parte de verificación que tiende a estar relacionada con la

²⁴ Cuando existen casos de fraude, es probable que la lectura quiera ser llevada a cabo por el distribuidor quien es el más afectado por el fraude.

detección de fraude y, generalmente, tiene economías de alcance relacionadas con el mantenimiento.

Las economías de alcance también pueden presentarse en el caso de liberalización del mercado. Así, por ejemplo, es necesario para temas de liquidación asignar cada contador a un comercializador y asignar el valor del consumo a cada consumidor y a su comercializador. Esta información es necesaria para facturación, liquidación de tarifas de acceso, liquidación de compra venta de energía entre comercializadores y entre éstos y generadores. En el caso de liberalización los recursos utilizados en el procesamiento de los datos de consumo y su agregación pueden ser combinados con registro de clientes y liquidación. En estos casos los costos de software pueden ser altos.

5. *Agregación*

Esta función es necesaria para el proceso siguiente de liquidación. Los comentarios hechos para el proceso de procesamiento aplican en el caso de agregación con la diferencia que el número de agentes agregadores debería ser menos si el proceso de agregación es jerárquico. Lo fundamental para separar los procesos de agregación y de procesamiento es que los dos se puedan comunicar por medio de protocolos de comunicación que no sean costosos de implementar.²⁵

6. *Liquidación*

La liquidación es un proceso de un muy alto contenido informático. Requiere de la necesidad de asignar consumos a comercializadores, clientes a comercializadores y comercializadores a agente liquidador.

Los errores que surgen por perfiles y pérdidas hacen que sea necesaria una agregación hasta el punto de conexión (con medición horaria) de la red de distribución a la red de transmisión. Esto implica que puede haber liquidación jerárquica y que se favorezca tener liquidación única en los casos en los que los protocolos de comunicación son costosos.

7. *Facturación y recaudo de fondos*

La facturación en un entorno liberalizado suele ser una de las actividades más novedosas y que permite mayor posibilidad de diferenciación entre comercializadores rivales. Sobre la facturación existen unos costos iniciales (y hundidos) de registro de clientes, de captura de datos y de software que pueden ser sustanciales. Todos estos costos implican ciertas economías de escala. Sin embargo, el registro de clientes potenciales ya existe y está

²⁵ Los prospectos del PLC (comunicación de una y dos vías por los cables eléctricos) pueden alterar el análisis. Como los cables existen, las economías de densidad no son importantes ya que las verdaderas economías provienen de menores costos de instalación y suministro, economías de escala en lectura y economías de alcance en procesamiento de registro de consumidores y liquidación de peajes y suministro de energía.

desarrollado por la distribuidora lo cual hace que sea posible ahorrarse este costo, siempre y cuando se proteja la privacidad del cliente.

La captura de datos es más fácil de realizar por el que realiza la lectura y, si existen protocolos de comunicación, la facturación puede estar separada de la captura de datos al igual que de la lectura.

El problema de la facturación radica en la duplicación de costos que puede producirse por el hecho que el distribuidor debe facturar el acceso a las redes. Sin embargo, en un mercado liberalizado donde los requisitos de facturación sean complejos, con diferenciaciones horarias para algunos clientes, con facturaciones por Internet, diferentes periodos y frecuencias, es muy probable que los sistemas de facturación deban ser renovados. El distribuidor podría, sin embargo, seguir facturando el acceso con los sistemas actuales.

8. *Compra de energía en bloque*

Para la compra de energía en bloque es importante tener cierto tamaño y cierta diversificación de clientes ya que de otra manera los requerimientos del comprador pueden ser muy erráticos. De esta manera hay ciertos beneficios de portafolio que están muy relacionados con la actividad comercial en sí. Si se considera que la comercialización es competitiva es porque la compra de energía en bloque puede serlo.

La conclusión de lo que se ha expuesto puede presentarse en el siguiente Cuadro.

Cuadro 4-2. Economías en las actividades minoristas

Actividad	E. Escala	E. Dispersión	E. Alcance	Conclusión
<i>Suministro Contadores</i>	(A) producción, en masivo	(A)	Depende de tecnología	Puede ser separada si tecnología no es compleja. Competencia por el mercado.
<i>Operación Contadores</i>	(A) homogéneos	(A) preventivo	Depende de tecnología	Separada para tecnologías simples. Monopolio zonal. Probablemente ligada a la propiedad.
<i>Lectura</i>	(B) manual (M) remota	(A)	(A) con otros productos	Economías con otros productos. Monopolio zonal.
<i>Procesamiento Información</i>	(B)	(B)	(A) en liberalización	Ligada a lectura.
<i>Agregación</i>	(B)	(B)	(A) en liberalización	Separada de procesamiento dependiendo de problemas de comunicación.
<i>Liquidación</i>	(M)	(A) dependiendo de protocolos de comunicación	(A)	Puede jerarquizarse si comunicación es barata, de otra manera centralizada.
<i>Facturación</i>	(M)	(B)	Con compra	Actividad importante de
<i>Compra energía</i>	(M)	(B)	Con facturación	desarrollar para los comercializadores

(A): Economías Altas; (M) Medias (B) Bajas.

De esta manera, muchas de las decisiones dependerán de los costos de lanzamiento que se tengan en mente y, especialmente, de los costos de nuevos sistemas informáticos versus la probabilidad de que los sistemas actuales se puedan comunicar entre agentes. Por ejemplo, si los costos de comunicación son muy altos, es preferible que el agente liquidador sea uno solo, si son bajos es mejor que se haga de manera jerarquizada. De esta manera, el modelo más barato (cuando los costos de comunicación son muy menores comparados con nuevos sistemas informáticos) es aquel en el que las labores se agregan de la siguiente manera:²⁶

Cuadro 4-3. Estructura Sectorial

Actividad	Agente
Suministro Contadores	Proveedor
Operación Contadores	Proveedor/Distribuidor
Lectura	
Procesamiento Información	Distribuidor
Agregación	
Liquidación	Distribuidor/Ente Centralizado
Facturación	
Compra energía	Comercializador

4.2.2. Separación de las actividades de Distribución-Comercialización

La separación de actividades entre distribuidor y comercializador es una de las más críticas en un proceso de liberalización y en un modelo “económico” de liberalización completa, como el presentado en el apartado anterior, esta separación adquiere ribetes muy importantes.

En este proceso, como se ha anotado en el apartado anterior, el problema de la separación de actividades radica en pueden existir economías de alcance, o sinergias, entre las diferentes actividades reguladas y no reguladas.

A continuación se presentan tanto los argumentos a favor (generalmente utilizados por los reguladores) como en contra (generalmente utilizados por las empresas de distribución) de la separación de las actividades reguladas y en competencia de la distribución de electricidad. Dependiendo de la especificidad de estos costos, se debe decidir qué tipo de separación instituir, qué activos toma qué empresa (la D o la C), qué código de comportamiento deben seguir los comerciales de cada empresa, etc.

²⁶ Algunas actividades como el diseño de perfiles no se han tomado en cuenta porque es más fácil que lo haga un ente independiente al que se le suministre la información. El comercializador o el distribuidor podía no inspirar suficiente confianza.

Argumentos a favor

El principal argumento a favor de la separación de las actividades reguladas y no reguladas de la distribución y comercialización de electricidad radica en evitar que el distribuidor incumbente confiera ventajas competitivas a aquellas empresas de su mismo grupo que operan en segmentos liberalizados del mercado, aprovechándose su posición de dominio e impidiendo así la entrada de nuevos competidores en las actividades desarrolladas en competencia.

De esta forma, la separación de las actividades reguladas y no reguladas busca:

- Asegurar que el acceso a los servicios monopolistas del distribuidor se haga de forma no discriminatoria;
- Asegurar que los negocios competitivos quedan fuera de la regulación de precios que normalmente se impone en las áreas reguladas del incumbente;
- Separar la propiedad y la gestión de los negocios, para evitar conflictos de interés.

La separación de las actividades puede hacerse a distintos niveles, desde la separación contable, a la obligación de gestión independiente o incluso a la completa separación de los negocios, sin permitir el intercambio de personal o instalaciones con el incumbente. La elección depende del temor del regulador ante la posibilidad de que el monopolista pueda aprovechar su posición de dominio en las actividades reguladas para impedir la competencia en las áreas desreguladas.

Argumentos en contra

Si bien la separación de las actividades reguladas y no reguladas ligadas a la actividad de distribución no tiene por qué perjudicar al incumbente (dado que aumenta la transparencia en la asignación de costos entre actividades y puede reducir el riesgo de conflicto regulatorio), es cierto que el distribuidor corre ciertos riesgos con la separación de sus actividades.

Estos riesgos serían:

- Aprovechamiento de economías de escala y alcance

Así por ejemplo el incumbente puede haber desarrollado importantes economías de escala y alcance entre sus negocios. Sistemas informáticos y de información, servicios de atención al consumidor, mecanismos de facturación, etc., pueden ser compartidos entre las diferentes actividades, de forma que se reduzcan los costos unitarios. De la misma forma, cierto tipo de personal, como el dedicado a reparaciones y mantenimiento, puede utilizarse de forma más productiva si se comparte entre distintos negocios. Es también cierto que una empresa puede obtener descuentos si todas sus áreas de negocio adquieren de forma conjunta ciertos

insumos. Por todo ello, el hecho de remover estas sinergias y obligar a que se dupliquen actividades en cada uno de los negocios separados, puede llevar al aumento de los costos unitarios de proveer los distintos servicios, en comparación con los costos obtenidos si una única entidad se ocupase de la gestión de todas las actividades.

- Utilización de la marca

Además, el incumbente puede haber desarrollado una base de consumidores y de una marca reconocida, que ha desembocado en una cierta lealtad, reconocimiento y confianza por parte de sus clientes. La utilización de esta marca en las áreas competitivas de negocio puede beneficiar al negocio afiliado con el incumbente, dificultando el cambio de los consumidores a otros suministradores.

Sin embargo, otros competidores pueden tener marcas igual de fuertes (tal es el caso de grandes superficies que entran en el negocio de comercialización de electricidad, etc.), y el no permitir al incumbente utilizar su marca en las áreas competitivas de negocio reduce la posibilidad de competir de éste, reduciendo, en lugar de protegiendo, la competencia en ese segmento de negocio.

- Recuperación de costos hundidos

Existe además el riesgo de que al incumbente se le niegue la recuperación de costos hundidos, considerándolos parte de sus actividades realizadas en competencia. Existe el riesgo de que el regulador se equivoque en la asignación de los costos hundidos entre las diferentes actividades desarrolladas por el incumbente, de forma que si una cantidad excesiva de costos hundidos es asignada al negocio competitivo, la empresa afiliada al incumbente sólo puede competir si acepta no recuperar estos costos.

- Favoritismo hacia nuevos entrantes

Hay que señalar también que existe la posibilidad de que el regulador trate de favorecer a los nuevos entrantes del mercado en el desarrollo de actividades que el incumbente realiza de forma más barata, por tener el tamaño y experiencia necesarios para ello.

En este caso, al reducir las posibilidades de ofrecer el servicio del incumbente, se estaría favoreciendo la entrada de competidores más caros en el mercado, lo que perjudicará a los consumidores. Ante esta disyuntiva, las autoridades regulatorias han propuesto la separación contable y legal de las dos empresas más la adopción de un código de conducta entre las dos empresas. En otros casos, los ejemplos de Noruega y Nueva Zelanda, se ha llegado a prohibir que el comercializador afiliado el distribuidor opere en la zona de distribución de éste último.

4.2.3. Modelos internacionales de agrupación de actividades

Existen varios modelos de estructuración de actividades en la experiencia internacional pero éstos se pueden agrupar de acuerdo al papel que le corresponde al Distribuidor dentro de cada modelo. Antes de ver la gama de modelos es necesario ver qué objetivos se persiguen y qué nuevas funciones han de desempeñarse con miras a introducir la liberalización.

El número y complejidad de los modelos depende en esencia de los objetivos que se persigan dentro del diseño y del peso relativo de los objetivos. Los objetivos son generalmente:

- promoción de la competencia;
- reducción de costos de transacción;
- ausencia de duplicación en costos como la información;
- rapidez en la implementación del modelo.

Dependiendo del peso que se haya asignado a cada uno de estos objetivos se han diseñado modelos con mayor o menor grado de complejidad. En los dos extremos del grado de complejidad, desde el menor hasta el mayor, se encuentran el caso de Ontario en Canadá y el caso de Inglaterra y Gales. En el último se han creado un sinnúmero de agentes (véase el Apéndice B) dedicados a la lectura, la agregación de información, el liquidador independiente, el Registrador independiente²⁷, mientras que en el segundo el Distribuidor hace las funciones de lectura, agregación, liquidación y registro.

Una forma de analizar el grado de complejidad es ver a quién se han asignado las nuevas funciones derivadas de la apertura de mercado. El Cuadro a continuación presenta la lista de entes que desarrollan esas funciones en los países que se han analizado.

Del Cuadro es notable ver que, con excepción del Reino Unido, el Distribuidor desempeña un alto número de funciones las cuales no tienen que ver propiamente con el negocio de cables tradicionalmente considerado como el único negocio imprescindible del Distribuidor.

Por lo tanto, es fundamental entender la labor actual del Distribuidor y el know-how que posee en este momento para poder diseñar un modelo de relaciones. El Distribuidor, aparte de sus funciones clásicas de gestión y manejo de la red, entiende de facturación, de registro, de lectura, de manejo de voluminosas bases de datos y tiene información útil no solo para su gestión comercial sino además para las nuevas funciones del mercado liberalizado.

²⁷ El "Registrador" es el encargado de mantener la base de datos que asocia clientes o puntos de suministro con comercializadores.

Es probable que existan otros agentes económicos no relacionados con el sector eléctrico que puedan llevar a cabo labores similares pero que no cuenten con la información con que cuenta el Distribuidor. Este camino lo tomó el Reino Unido por ejemplo, confiando en el tránsito fácil de la información del Distribuidor a los nuevos entes, pero incluso la experiencia más reciente sigue evidenciando errores de cara al cliente en forma de facturas no pagadas o enviadas a clientes que no están bajo contrato. Los costos de transición han sido elevados y han llevado a muchos autores a cuestionar la validez del modelo inglés como ejemplo a seguir.

Cuadro 4-4. Responsabilidad de Funciones en Mercados Liberalizados

	Reino Unido	California	Australia (NGS)	Nueva Zelanda	Noruega	Ontario
Lectura	Independ.	D	D	D/ C	D	D
Operación de Contador	Independ	D	D	D	Dueño	D
Diseño de Perfiles	Independ.	D	Independ.	C *	OS	Independ
Actualización de Perfiles						
Agregación de Información	Independ.	D	D	D	Independ.	D
Registro de Clientes- C	Independ.	D	D	Centralizado.	D	D
Liquidación	Centralizada				OS/D	D
Fact. Clientes	C	C	C	C	C	C
Fact. Peajes	C	D	D	D	D	D

*: Criterios de diseño de perfiles desarrollados por la industria.

El dilema que surge es elegir entre una gran transparencia y la minimización del costo de transición. Ante este dilema varios países han preferido darle varias de las nuevas funciones al Distribuidor y, obviamente, remunerarlo por estos servicios. Las murallas chinas que se levanten entre el Distribuidor y el Comercializador vinculado económicamente deben ser la garantía de transparencia en un modelo con este énfasis.

4.3. Liquidación de cuentas

Dado el posible volumen de transacciones que surge como consecuencia de la extensión de la elegibilidad a todos los clientes, la actividad de liquidación es una de las más intimidantes. Asimismo, la experiencia internacional tiene varias lecciones que pueden considerarse como ejemplos a evitar.

La actividad se circunscribe a decidir quién le vende a quién y cuánto. Esto requiere de un sistema gigantesco de liquidación que requiere de varias corridas a medida que empiezan a llegar las lecturas manuales. La información necesaria para la liquidación viene de las siguientes fuentes:

- Contadores de los generadores;
- Contadores de los sistemas de distribución;
- Contadores horarios de los clientes;
- Contadores (Acumuladores) de los clientes;
- Sistema de información de contratos entre generadores y comercializadores o generadores y clientes.

Según el modelo de reparto de funciones que se ha analizado en la sección anterior, es preferible que el distribuidor haga la agregación y que intermedie entre el agente central y los comercializadores. El distribuidor suma las cantidades utilizadas por cada comercializador de su zona y las envía al agente central que suma a lo ancho de los distribuidores de cada zona y contrasta con los contratos entre generadores y comercializadores y liquida los desvíos al precio de mercado. El sistema es utilizado en varios países y funciona relativamente bien.

Dentro del proceso de reconciliación (véase sección sobre perfiles) es importante que el consumidor no tenga que ver con las reconciliaciones a medida que se actualizan los datos sobre consumo real, sino que sea un proceso entre comercializadores y distribuidores.

Los modelos centralizados de California, Inglaterra y Tejas tuvieron grandes complicaciones y resultaron ser muy costosos. El primero fue un problema de protocolos de comunicación, estándares cambiantes, lecturas de contadores en papel, etc. El modelo inglés tenía un número de reconciliaciones muy grande y como resultado los comercializadores no tenían certeza sobre sus costos. Asimismo, el problema de compatibilidad de sistemas de comunicación y la falta de instalación de protocolos de comunicación fue un continuo dolor de cabeza. El costo del caso inglés también aumentó de manera sustancial porque con la modificación del mercado mayorista (el cambio del Pool al NETA en el año 2001) los sistemas anteriores debieron ser modificados para acoger el nuevo sistema informático de los contratos bilaterales que caracterizan al NETA.

La experiencia demuestra que los procesos de comunicación son fundamentales y deben ser analizados a priori de tal manera que el proceso no sufra como resultado y que el cliente no esté expuesto, innecesariamente, a estos problemas.

4.4. Relaciones comerciales entre agentes

Con independencia del modelo que se adopte, es esencial identificar el prestador del servicio con el cliente final para poder imputar cantidades y valores de consumo calculados por medio del liquidador de cuentas. La identificación del cliente con su suministrador tiene dos partes, el registro inicial del cliente y métodos y procesos para

el cambio de comercializador.²⁸ En esta sección analizamos los modelos alternativos a la luz de la experiencia internacional y las lecciones de cada modelo.

Hemos identificado los siguientes puntos críticos para determinar los elementos constituyentes de las relaciones comerciales aguas abajo:

- Asociación de la persona natural o jurídica a un domicilio con contador. Involucra dos etapas: asociación del consumidor al domicilio y de este último a un contador.
- Sistema de identificación único de cada consumidor-contador. Número Único de Contador (NUC).
- Registro de todos los clientes usando el NUC y el Comercializador que le corresponde.
- Definición de un proceso en caso de cambio de comercializador.
- Definición de la Relación Cliente-Comercializador-Distribuidor en el caso de peajes por uso de la red.
- Relación Distribuidor-Comercializador.
- Relaciones entre comercializadores.

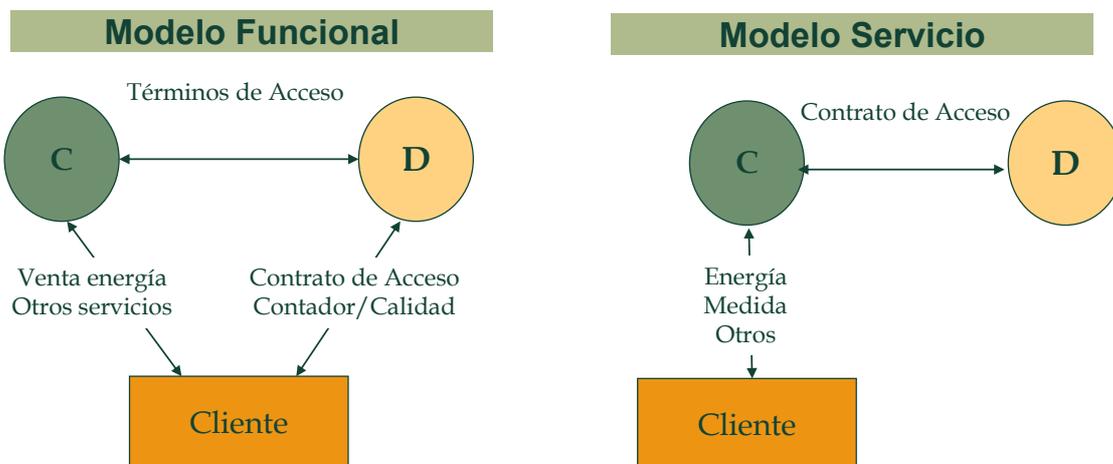
Con miras a desarrollar las relaciones comerciales, se han diseñado dos modelos típicos en la experiencia:

- El modelo funcional;
- El modelo de servicio;

En el primer modelo, las relaciones entre agentes dependen de las funciones que cada agente desempeña, mientras que el otro modelo va orientado a las relaciones comerciales de cada cual. El modelo de servicio está más orientado a reducir los costos de transacción y el modelo funcional está más dirigido a evitar la intermediación.

²⁸ Existe también la necesidad de identificar al consumidor (persona natural o jurídica) con su contador. Esta identificación no suele ser problemática para los agentes del sector. Sin embargo, es probable que las nuevas empresas no tengan este tipo de experiencia y sufran las consecuencias de “encontrar” al cliente.

Diagrama 4-1. Modelos Comerciales Básicos



4.4.1. Asociación Cliente-Domicilio-Contador

Por lo general existe una persona natural o jurídica única asociada a un contador y además un único contador por domicilio. Esta información puede ser modificada ocasionalmente por cambios en el titular del contrato pero no por variaciones en el identificador domicilio-contador que son de rara ocurrencia. El proceso de cambio de domicilio genera cambios en la relación contractual entre cliente y comercializador, la cual es generalmente posible de efectuar sin mayores contratiempos para quién posea información sobre el propietario del inmueble.²⁹

Existen países, por ejemplo España, donde grandes movimientos en el mercado de alquiler no son frecuentes y donde el contrato de compra-venta de energía se suscribe entre el Comercializador y el que demuestre la ocupación del inmueble.³⁰ Bajo estos sistemas, existe una negociación entre inquilino y propietario cuyo resultado genera el nombre del titular del contrato y quién debe autorizar el cierre de contrato más no la apertura de un nuevo contrato en caso de cambio de comercializador.

Los comercializadores necesitan minimizar el contacto con el cliente. Una información que necesitan para poder diseñar sus estrategias de venta es información sobre los patrones de consumo. La existencia de esta información determinará el número de

²⁹ En varios países ese cambio existe por cambio de inquilino mientras que en otros sólo se genera por compra-venta del inmueble. En estos últimos casos ese tipo de práctica existe por la imposibilidad de seguir a clientes morosos con lo que el responsable ante el prestador del servicio es el dueño del inmueble.

³⁰ En un país como Inglaterra el contrato lo suscribe el usuario. Existen prácticas de exigir fianzas a usuarios nuevos y de confiar en un esquema que impide nuevos contratos de suministro a usuarios con deudas pendientes. La exigencia de fianzas está generalmente asociada con los prestadores de telefonía debido a la facilidad de variar en una amplia cuantía el consumo de este servicio comparado con el eléctrico.

veces que el comercializador deba interactuar con el cliente prospectivo. Sin embargo, este acceso depende de restricciones legales a la información. Si la información es pública entonces el comercializador puede contactar al consumidor sólo para la oferta y la firma del contrato.

En algunos mercados como California y Pensilvania esta información es considerada confidencial, el cliente debe dar autorización antes de entregarla lo cual requiere de posibles contactos entre el Comercializador, el Distribuidor y el Cliente. En el Reino Unido, el cliente debe procurarse su propia información y entregarla a quien quiera.³¹

En este sentido es importante buscar proteger al consumidor y al sistema al exigir la existencia de un documento firmado por el cliente que signifique la intención firme de cambiar de comercializador, así como lo es el de registrar un nuevo cliente. La práctica permitida en elección de operador de larga distancia en los EEUU, conocida como "slamming", de permitir cambios sin firma, en presencia de un mecanismo que no obligaba a informar al consumidor con anterioridad al cambio, generó un número enorme de cambios no autorizados. La gran mayoría de países exige un documento pro-forma firmado con información verídica y contrastada por el Registrador de Clientes (véase abajo).

El balance es complicado ya que se deben balancear la reducción de los costos de transacción (número de contactos del consumidor con el comercializador y distribuidor) y proteger al consumidor (exigir su autorización para las transacciones).

1. Desarrollo del Número Único de Contador (NUC)

El número único de contador es un prerrequisito para poder casar compradores con vendedores. Es muy factible que el distribuidor de la zona ya tenga una identificación única de cada contador y lo único que restaría sería asignar dígitos únicos adicionales asociados al distribuidor de la zona para crear el NUC nacional. Este proceso que a simple vista no parece implicar mayores complicaciones no ha sido fácil de implementar en muchos sitios.

Surgen problemas, por ejemplo, cuando un consumidor tiene más de un contador. La convención ha sido que la elegibilidad la ejerce un agente y no un contador con lo que se debe asegurar la asignación de un número que permita vincular estos contadores. La práctica en el Reino Unido ha sido que un usuario-domicilio no puede tener sino un Comercializador.

Existe la disyuntiva entre asignar números sencillos impresos en la factura del cliente o números que contengan bastante información. La importancia de un código sencillo radica en que el consumidor debe conocer e identificar su NUC sin mayores contratiempos para

³¹ Sea cual sea el sistema requiere que haya igualdad de condiciones, es decir que el distribuidor no pase esta información a su comercializador afiliado.

poder informar a la entidad con quien tenga relaciones contractuales con el objeto de registro o liquidación. Países como Australia y el Reino Unido han preferido usar códigos que revelen mucha información sobre el consumidor; es así como el NUC en el Reino Unido incluye información sobre tipo de perfil utilizado, sobre la existencia de un control temporal, sobre el factor de pérdidas, identificación del distribuidor, además del número de referencia.

La respuesta a este problema está en saber si se quiere que el Comercializador conozca con un solo número información importante sobre su cliente sin tener que solicitarla de un tercero; además de ser esto deseable para propiciar la competencia, el número de cambios de comercializador en el Reino Unido demuestra que no parece ser un obstáculo para el reporte de información. El código "inteligente" permite además, mantener separados el Registrador y el Liquidador de Cuentas si se considera necesario ya que el código permite vincular ambos registros.

2. Registro del Cliente

Información sobre el cliente debe estar registrada en algún lugar del sistema que permita intercambios de esta información a todos los entes que tengan relación con la transacción cliente-suministrador. Esto se ha hecho en varios casos de manera centralizada, pero se debe tener en cuenta que restricciones de tiempo y de duplicación de costos pueden dictar la necesidad de otros esquemas.

Para poder llevar a cabo el registro el cliente, además del NUC discutido arriba, se debe tener en cuenta:

- La conveniencia de utilizar las bases actuales o crear una nueva a partir de información que surja del cambio de comercializador. Esto conlleva la selección del ente responsable del registro.
- La información que debe contener el registro.

Para poder crear la base única podría pensarse en el traslado total de las bases actuales de los distribuidores al ente designado como Registrador. Esto tendría problemas legales ya que requeriría de autorización masiva de todos los consumidores debido a que el intercambio de información privada propiedad del consumidor entre empresas no es permitido. Esto hace que la base de datos única con todos los clientes, los que permanecen con su comercializador y los que cambien, tiene dificultades de implementación.

De pensarse en un ente nuevo independiente de registro tendría que ser alimentado con la información de los nuevos clientes, quienes al autorizar cambio de comercializador estarían autorizando el traslado de esta nueva información a este ente. Este esquema haría que existiera un flujo de información entre Distribuidor y Registrador iniciado por el cambio de comercializador.

Los países que han liberalizado estos mercados solo han considerado la posibilidad de darle el papel de Registrador al Distribuidor o a un ente independiente centralizado, como el Operador del mercado (véase Cuadro 4-4 arriba). Existen dificultades legales y prácticas que surgen de no tener una base de datos completa así como costos importantes al tener que generar la información por adición o incorporación.

Las ventajas de contar con la base de datos de todos los clientes son varias:

- Con una liquidación de cuentas global, las funciones de Liquidador de Cuentas y Registrador, realizadas por un tercero o el Distribuidor, se pueden integrar reduciendo ciertos costos de duplicación.
- Facilita el cambio de comercializador. Si no existen registros de consumidores que no hayan optado por el cambio de comercializador la incorporación de un nuevo consumidor implica introducir varios campos de información en lugar de un simple traslado de esta información. Esta complicación puede ser importante cuando el número de cambios de comercializador sea grande.

Cabe recordar en este punto que una lección fundamental tomada de la experiencia del Reino Unido en cuanto a creación de bases de datos, es exigir que la información introducida en la base de datos sea constatada por alguien que tenga un interés legítimo en su contenido.³²

La ventaja del método de sólo incluir clientes que cambien de comercializador es su tamaño y por tanto así se minimiza el trabajo a realizarse previo al lanzamiento del programa de elección libre de comercializador. Sin embargo, altos costos pueden llegar con cambios masivos.

4.4.2. Cambio de Comercializador (relación cliente-comercializador)

Al consumidor acostumbrado como está al contacto con una sola empresa y a la identificación del servicio eléctrico como un paquete es importante minimizarle el número de contactos. Esta premisa guía decisiones como la notificación de cambio de comercializador.

En todos los países la decisión de cambiar de comercializador es decidida entre el nuevo Comercializador y el consumidor y con posterioridad a esta decisión se desvincula al Comercializador anterior del contacto con el cliente. La razón es prevenir la práctica de

³² En el Reino Unido se pretendió completar la base de datos con todos los clientes con contratos vigentes aunque no todos eran elegibles. Se introdujo una línea gratis para que estos clientes reportaran sus datos de manera voluntaria con la expectativa de que algún día esto les facilitara el cambio de comercializador. El resultado fue una base de datos con tantas inconsistencias que su depuración tardó años en terminarse.

“igualar oferta”³³, por medio de la cual el anterior comercializador tiene la ventaja de conocer la oferta de su competidor y poder igualarla sin los contratiempos de firmar nuevos contratos y esperar cambio de comercializador.

1. *Proceso de Cambio de Comercializador*

A continuación explicamos las lecciones de modelos de cambio de comercializador en tres lugares, Inglaterra y Gales, Australia (Nueva Gales del Sur) y Noruega (ver el Apéndice B para los detalles).

El factor fundamental es la asociación del Número Único de Contador y el comercializador que hemos discutido arriba. A esto debe añadirse un procedimiento claro, con pocos pasos, con plazos perentorios y dónde la corroboración de la intención del cliente, de la medida para dar de alta y de baja, de la asignación correcta de información al cliente, se constituyen en factores de éxito.

Aunque los tres casos estudiados en detalle tienen tiempos totales similares (de 21 a 36 días) y en dar posibilidad a las quejas y resolución de conflictos, existe diversidad en cuanto a la complejidad y al número de pasos requeridos. El caso inglés contrasta por el número de pasos y agentes involucrados en el proceso y al otro extremo se sitúa el caso noruego. El caso noruego tiene también poca preocupación por la medida y asigna un papel importante al consumidor en el proceso de lectura confiando en que no existan decisiones estratégicas en su reporte. Confiar en la lectura del cliente también depende de la facilidad de acceso del cliente al contador y de la corroboración de que los consumos reportados no están por fuera de lo normal. En lo que coinciden los modelos es en la importancia de que el nuevo comercializador se haga cargo del cliente una vez decide qué tipo de medición desea, dependiendo del costo adicional de esta medición puede preferir obviarla o no. De igual manera, el comercializador antiguo puede requerirla o no.

El caso australiano incorpora la figura del *cooling-off period*, es decir permiten que el consumidor, a pesar de haber firmado un acuerdo con el nuevo Comercializador, se eche atrás en caso de estudiar mejor la oferta. Los requerimientos legales en estos países consisten de al menos dos contactos entre las partes antes de tener un contrato en firme, en el primero se discuten los términos y se llega a un preacuerdo, en el segundo se confirma la intención de las partes. En el Reino Unido el primer contacto se asimilaba por los comercializadores a cualquier contacto, por ejemplo ofrecer visitar al cliente posteriormente con el argumento de no querer importunar. Durante la segunda visita, en realidad la primera por no haber llegado al preacuerdo en la primera, el preacuerdo llegado en ésta se interpretaba como contrato en firme.

³³ Prácticas tipo “si lo encuentra más barato le devolvemos su dinero” se consideran como prácticas que sirven para hacer cumplir acuerdos “colusivos” entre empresas. Debido a que el costo de vigilar el acuerdo de precios puede ser alto, las empresas usan a los consumidores como policías del acuerdo.

Respecto a los costos por cambio de comercializador, los reguladores han optado por reducir estos posibles costos para estimular la competencia aunque, de manera ideal, estos costos deben ser un tema contractual entre cliente y comercializador. Es así como en toda Europa ningún país tiene cargos regulados por cambio de comercializador y el preaviso están entre 15 días (Noruega) y 1 mes. Costos asociados con cambiar de comercializador son nuevamente una cláusula contractual y varían de cero hasta lo pactado en el contrato. Se afirma que el alto número de consumidores que cambiaron de comercializador en Noruega provino de la decisión de no cobrar el costo de cambio existente aunque es claro que la aplicación de perfiles, con la abolición de la obligación de usar contador horario, fue parte del mismo proceso.

2. *Duración del Contrato*

La duración del contrato es en muchas relaciones contractuales una cláusula más, acordada libremente por las partes. En estos modelos de liberalización la preferencia ha sido hacia dejar que la duración de la mayoría de contratos esté gobernada por el tiempo que tome el cambiar de comercializador. Es así como los contratos en el Reino Unido pueden ser de duración ligeramente superior al mes y muy inferior al ciclo de medición habitual.

Esto no significa que los contratos sean todos tan cortos. Existen contratos a dos años o más en el Reino Unido que generalmente conllevan precios inferiores. La capacidad y la voluntad de contratar es un prerrequisito de cualquier transacción en una economía de mercado por lo que restringir los periodos atenta contra lo que es una expresión como es la de ofrecer diversidad en el producto, un efecto típico de la desregulación. Otra cosa es preocuparse por la falta de competencia y exigir cierto tipo de ofertas de parte del comercializador para impedir abusos.

3. *Contratos estándar*

Reguladores preocupados por la dificultad de comparación entre ofertas que puedan hacer los consumidores, exigen la presentación de paquetes tarifarios homogéneos como en el Reino Unido donde se exigen tarifas estilo cargo fijo y variable que le permiten al consumidor comparar su tarifa anterior a las vigentes y que son utilizadas por el regulador para publicar rankings de empresas basados en los niveles de precios. En este país la difusión de información la hacen el regulador y grupos de consumidores, como Energywatch; el regulador inglés considera que la falta de información opera como una restricción al cambio y debe ser resuelta.

4.4.3. Peajes

La Distribuidora deberá seguir manteniendo una relación comercial con el cliente final debido al pago de peajes. Existen dos métodos alternativos, el primero permite que el Comercializador sea quién se haga responsable a nombre del cliente de estos pagos, el segundo permite que el Distribuidor siga facturando los peajes al cliente final.

1. *Modelo de una Factura*

El primer modelo permite la simplificación de procesos para el cliente. El cliente ha estado acostumbrado a verse con una sola empresa en todo lo que respecta al consumo de electricidad. En este evento, generarle una transacción bimestral adicional puede llevar a la confusión y a un elevado costo de transacciones para el usuario.

El modelo contiene sin embargo, un elemento de redundancia ya que en el evento de un cambio de comercializador el cliente deberá suscribir un nuevo contrato con el Distribuidor a pesar de que la relación comercial no ha cambiado.

2. *Modelo de dos Facturas*

El segundo modelo permite que el Distribuidor siga teniendo esa relación con el cliente lo cual puede redundar en ventajas para el Comercializador vinculado económicamente con el Distribuidor (llamémosle Comercializador Vinculado). Aunque esto no implica, por el principio de no-discriminación, que dos facturas sean expedidas en este modelo el riesgo de confusión con el Comercializador Vinculado es menor.

Algunos comercializadores lo favorecen ya que minimiza el contacto del Comercializador con el Distribuidor y les permite disminuir el riesgo de cartera no cobrada en la cantidad del peaje.

4.4.4. Relación Comercializador-Distribuidor

En el modelo inglés del sector eléctrico, se pretende que el Distribuidor sólo haga el manejo y gestión de las redes mientras que toda la parte comercial está en cabeza del comercializador. En ese modelo la relación D-C es mínima y consiste en pagos por uso de la red. Esto implica la creación de un contrato de condiciones uniformes entre las partes, aunque el contrato entre Distribuidor y cliente es factible, y donde el Comercializador se hace cargo de los pagos aunque el titular del contrato siga siendo el cliente.

En el modelo con multiplicidad de funciones para el Distribuidor (lectura, registro de clientes, responsable del cambio de comercializador, agregador de información, liquidador de cuentas, etc.) el potencial de conflicto puede ser grande. No existe en este caso una relación contractual clara entre el Distribuidor y el Comercializador en este esquema pero están cubiertos por un esquema de pertenencia al sistema. Esto equivale casi a un contrato de mandato en el que el Distribuidor tiene unas obligaciones con el sistema al igual que el Comercializador. El Distribuidor está realizando funciones para el sistema como un todo y reglamentar estas disposiciones para cada agente es dispendioso y puede constituir una barrera a la entrada de nuevos agentes comercializadores. El contrato debe ser similar a contratos tipo cámara de compensación en que todos los miembros deben firmar un contrato único donde estén previstos mecanismos de arbitramento y resolución de conflictos.

4.4.5. Relación entre Comercializadores

La relación entre competidores debe estar basada en el cumplimiento de las normas de defensa de la competencia aunque en muchos casos se ha llegado a pensar que quizá no sean suficientes. En el Reino Unido por ejemplo, ciertas normas para prevenir la mala conducta fueron incorporadas como condiciones a la licencia además de un acuerdo de buena conducta suscrito por las empresas. Esto surgió debido a prácticas que bordeaban en lo fraudulento para conseguir nuevos clientes en un marco de apertura del mercado.

La experiencia internacional contiene ingredientes interesantes para la aplicación al modelo colombiano pero siempre respetando su idiosincrasia. Se ha visto que existen varios modelos pero que en esencia todo puede resumirse la decisión de dejarle ciertas funciones al distribuidor o en pasárselas a terceras agencias. Esta decisión depende mucho del tiempo con que se cuente para la introducción de la liberalización y del grado de avance de la discusión entre los agentes (entre ellos regulador, operador del sistema, comercializadores, distribuidores, etc.).

Han existido errores y decisiones que pueden evitarse pero en esencia gran parte del problema se resuelve dejándole muchas funciones de registro y, probablemente, de liquidación al agente distribuidor. Esto siempre y cuando se puedan erigir “murallas chinas” a la relación del distribuidor con su comercializador afiliado y se remunere al distribuidor por la ampliación de sus servicios. Existen muchos flujos de información en un modelo liberalizado y obviamente se han hecho abstracción de las dificultades que conlleva el tránsito de toda esta información. Sin embargo el flujo de información crece de manera casi exponencial en un modelo donde la labor de entes nuevos sea desarrollada comparado con un modelo de un distribuidor con muchas funciones. Ese tránsito y creación de información parece ser uno de los componentes de costo más elevado de todos los esquemas aplicados. Además, el alto costo no garantiza su operatividad ya que parece ser la gran mayoría de problemas surge de la dificultad de identificar clientes con sus comercializadores, con todos los problemas que esto conlleva para liquidación y facturación.

4.5. Tarifas Reguladas de Suministro

En la literatura se han identificado tres tipos de tarifas reguladas de suministro, éstas son:

- Tarifas de última instancia;
- Tarifas por defecto;
- Tarifas sociales.

Las tarifas de última instancia son tarifas de emergencia, diseñadas para aquellos usuarios que han perdido el suministro por retiro de su comercializador. Las tarifas por defecto son generalmente tarifas de transición para aquellos usuarios que no quieren cambiar de comercializador y prefieren que el regulador les fije las tarifas hasta que decidan elegir

comercializador y las tarifas sociales son para aquellos consumidores, vulnerables, que no tienen elección ya que nadie quiere suministrarles. En muchos países las tarifas de última instancia y las tarifas por defecto son la misma aunque los principios de diseño son diferentes porque obedecen a demandas diferentes.

Este apartado analiza los principios económicos de fijación de esas tarifas.

4.5.1. Comercializador de Última Instancia (CUI)

El cambio de comercializador conlleva riesgos de los que ciertas autoridades consideran no debe protegerse al consumidor informado. Un consumidor debe ilustrarse bien de los diferentes riesgos que conlleva el cambio de comercializador y para esto es importante que exista un ente (p. ej. Energywatch en el Reino Unido) que publique la lista de quejas y reclamos de todos los comercializadores.

La figura utilizada para corregir el problema de insolvencia o desaparición del comercializador es el comercializador de última instancia el cual se hace cargo de los clientes de aquel comercializador que desaparece a cambio de una tarifa más alta y pre-determinada. El sistema así rescata a los clientes pero les hace ver el riesgo de sus acciones para eliminar el problema de "moral hazard", es decir cambiarse a un comercializador con condiciones inusualmente buenas a sabiendas que si algo sale mal se les permitirá volver a las tarifas reguladas que más se parecen a un costo promedio.

Para que los clientes sean conscientes del riesgo que les puede acarrear equivocarse en la elección de un comercializador que les hace ofertas temerarias, el CUI debe fijar tarifas más elevadas que el mercado que reflejen el riesgo de asumir en poco tiempo un pool de usuarios resultante de una bancarrota del comercializador.

4.5.2. Comercializador por Defecto

La figura del comercializador por defecto es importante en cuanto haya una tarifa fijada por defecto. La razón esbozada habitualmente para tenerlo es doble:

- no se confía en que la competencia esté suficientemente desarrollada para levantar controles;
- no se confía en que un consumidor quiera incurrir los costos de búsqueda, o al menos de reportar el cambio, y por tanto se le asigna un comercializador por defecto.

La primera razón es importante en el evento en que no se esté seguro de que la competencia vaya a funcionar inicialmente ya sea por "switching costs" (inercia, lealtad a la marca usada, etc.) o por ausencia de competencia efectiva. Por ejemplo, en el Reino Unido la posibilidad de comprar a un price cap establecido sólo se levantó 4 años después de la liberalización, y sólo tras la realización de estudios que concluyeron que la competencia era efectiva en el momento de levantar los controles y a futuro.

La segunda razón está más relacionada con aquellos consumidores que prefieren no incurrir los costos de cambio o que tienen unos costos de búsqueda muy altos. Estos consumidores necesitan que el regulador (o quien fije las tarifas reguladas) les proteja por medio de su intervención y estarán dispuestos a pagar más por un producto que constituye una mejora respecto al mercado. Para estos consumidores se cumple la siguiente desigualdad:

$$\text{Precio en el mercado} + \text{costos de búsqueda} + \text{costos de cambio} > \text{tarifa por defecto.}$$

Desde el momento en que se introduce el concepto de elegibilidad para todos los usuarios, las tarifas por defecto (entendidas como alternativa *habitual* de suministro) están abocadas a su desaparición. En efecto, no tendría sentido dar la opción de elegir suministrador a los consumidores, con los consiguientes costos de administración y supervisión que ello conlleva, si no se considerara que los comercializadores competitivos atenderán mejor las necesidades de los clientes que un sistema de tarifas integrales reguladas. Así, resultaría incoherente dar la posibilidad a los consumidores de escoger un comercializador competitivo si al mismo tiempo se erigen obstáculos al desarrollo de la actividad de dichos comercializadores al hacerlos competir contra la tarifa regulada.

No obstante, puede tener sentido mantener, al menos durante un periodo transitorio, un sistema de tarifas por defecto entendidas no como alternativa habitual de suministro sino como solución *temporal* de suministro para los consumidores que están en proceso de reducción de sus costos de búsqueda o mientras el mercado reduce los costos de cambio.

La forma de fijación del componente de energía, CE, de esta tarifa ha diferido en la literatura. Varios analistas sugirieron que el CE se fijara por medio del precio del mercado spot.³⁴ De esta manera, se suponía que el consumidor estaría más cerca del mercado y podría recibir los beneficios del mismo. La dificultad de este planteamiento, es que la mayoría de consumidores quiere un precio fijo por su energía. Esto es algo que ha podido apreciarse en los países que se han abierto a la competencia, donde los comercializadores han hecho grandes innovaciones pero que la mayor demanda de consumidores se concentra en contratos de precio fijo. Un precio spot será en media inferior al precio de un contrato, pero la alta volatilidad es algo que la gran mayoría de consumidores no está dispuesto a aceptar. Por lo tanto, competir contra una tarifa de estas características no es muy fácil en media y la única razón por la cual un consumidor se saldría de ésta es si la tarifa es muy volátil. El problema de la volatilidad es que resulta más barato estar en esta tarifa cuando el precio es alto y hacer presión política para impedir el traspaso de precios altos (p. ej. Noruega, Ontario).

Más aún, lo importante no es el precio spot pasado, ya que si se quiere algún beneficio de reacción al precio, el precio indicado es el precio spot esperado y no el precio spot de una

³⁴ Véase Joskow (2000) "Why do we need electricity retailers? Or can you get cheaper Wholesale?" Center for Energy and Environmental Policy Research, MIT. Véase también Hogan (1994) "Efficient Direct Access: Comments on the California Blue Book Proposal" The Electricity Journal 7 (septiembre).

meses atrás. Sin embargo, no parece fácil que un regulador esté dispuesto a aceptar predicciones de precios sin recurrir al mercado de contratos. El caso de Ontario es interesante en este respecto. Los clientes a tarifa estaban expuestos al precio spot de manera ex post, pero debido a las variaciones en los precios los cambios en las tarifas fueron intolerables para los clientes y el regulador. El resultado ha sido (véase el Cuadro a continuación) una re-regulación del mercado, la suspensión de la liberalización minorista (junto con California son los únicos dos lugares que han dado marcha atrás) y un esquema dual donde el mayor generador será obligado a aceptar reglas de comportamiento diferenciales y remuneración de su energía basada en costos contables (no económicos).

Por estos motivos, tarifas por defecto basadas en el precio spot, no parecen ser la mejor manera de manejar una transición a un modelo liberalizado si tarifas por defecto. Es más recomendable seguir un esquema basado en precios esperados o contratos de mediano plazo.³⁵

La tarifa por defecto no le gusta ni a los comercializadores ni a los distribuidores. A los primeros les parece competencia desleal y a los segundos les preocupa firmar contratos que si resultan más altos que el precio spot pueden no ser aprobados por el regulador y pueden dejar a la empresa con costos varados porque los consumidores salen a mercado. Existen maneras de llevar a cabo esta transición y la siguiente sección describe alternativas.

³⁵ Véase, por ejemplo, S. Littlechild (2003) "Wholesale Spot Price Pass Through" *Journal of Regulatory Economics*; enero 2003.

Cuadro 4-5. Componente de energía en tarifas reguladas en diferentes países

País	Tarifas	Cobertura	Componente de Energía (CE)
Argentina	Tarifas integrales	Contratos/Spot	CE estacional estimado basado en las ofertas semestrales de los generadores El precio estacional es una estimación del costo marginal del sistema basado en la información presentada por los generadores
Brasil	Tarifas integrales	Contratos (subastas para suministro a tarifa)/Spot	CE determinado con referencia a precio medio de los contratos vigentes (Valor Normativo). El Valor Normativo varía por tecnología, y por año del contrato
Chile	Tarifas integrales	Solo Contratos	CE estacional estimado basado en costo marginal del sistema. El benchmark estimado no puede diferir en +/- 10% del precio de los contratos bilaterales
Panamá	Tarifas integrales	Contratos (subastas para suministro a tarifa)/Spot	Pass-through total es aprobado si se cumple los requisitos de las subastas.
Perú	Tarifas Integrales	Solo Contratos	CE estacional estimado basado en costo marginal del sistema. El benchmark estimado no puede diferir en +/- 10% del precio de los contratos bilaterales
Canadá (Ontario)	Default Service Obligations	Contratos/spot	Hasta abril 2005 el CE era precio spot medio del mes anterior. Desde abril 2005 el CE se basa en la predicción de precios del mercado El CE estimado es incrementado por un pequeño porcentaje de intermediación.
EEUU (mayoría de estados)	Default Service Obligations	Contratos/spot	Aceptación de contratos ex post si éstos pasan test de prudencia Esta es la norma en estados con regulación cost-plus. El caso es similar para estados con Performance Based Regulation
Nueva Yersey	Default Service Obligation	Subastas para suministro a tarifa	Pass-through total si la metodología de la subasta es aprobada por el regulador. Al precio de la subasta se le añade un margen de intermediación
Australia (NGS)	CUI	Contratos/spot	CE administrativo que se actualiza cada año en inflación + X%. El D fija tarifas respetando el tope
Australia (Victoria)	Comercializador de Última Instancia, CUI	Contratos/spot	CE basado en precios históricos y de mercados a plazo de mercado de contratos y spot. El regulador fija la estrategia de cobertura (Cuánto en contratos y cuánto del spot)
Finlandia	CUI	Contratos spot y a plazo del Nord Pool, contratos bilaterales	Estimación de la distribuidora. Tarifas sólo hasta 100.000 kWh/año
Holanda	Hasta 1/7/04 Tarifas por defecto	Contratos OTC, mercado spot	Año 2000: costo real (distribuidora y media de todas las distribuidoras). Revisión 2002: costo estimado en 2000 Tarifas desaparecieron el 1/7/04
Irlanda	Regulador (CER) hasta feb 2005.	Contratos regulados entre ESB PG y ESB PES (además, IPPs y central de biomasa)	Costo contratos regulados y estimación otras fuentes de energía No está aún definido el nuevo esquema. Propuesta: Los costos del Suministrador de Última instancia serán determinados ex ante y sujetos a revisión ex post
Italia	Tarifas integrales	Acquirente Único (pool, contratos, importaciones, CIP6)	CE administrativo estimado por el regulador basado en costos fijos y variables (combinación de carbón, fuel y gas) de generación.
Portugal	Tarifas integrales	Comprador único (REN) de los PPAs y las importaciones	CE basado en predicción de precios basado en los contratos de largo plazo firmados por REN.
Reino Unido	SUR	Contratos bilaterales	Precios de contratos. Ofgem nombra al suministrador de acuerdo a los precios de contratos que tenga firmados.

4.5.3. Transición a la abolición de la tarifa por defecto

Debido a que los costos de búsqueda, de cambio y la mayor competencia deben propiciar la desaparición de la tarifa por defecto, el valor de la tarifa de última instancia debe variar

durante la transición. En este sentido se pueden plantear dos soluciones posibles durante la transición:

- Modelo de una tarifa (TUI);
- Modelo de dos tarifas (TUI, TxD);

Las limitaciones podrían aplicarse tanto al acceso a estas tarifas, como al plazo de tiempo durante el cual cualquier consumidor podría acogerse a ellas, a la cantidad de energía que anualmente puede adquirirse bajo esta modalidad, o al precio que se pague. Establecer limitaciones al disfrute de estas tarifas impediría que esta tarifa interfiriese con el desarrollo de la competencia en el mercado minorista, incluso si no existiera un desfase sustancial entre la tarifa regulada y el peaje.³⁶ Sin embargo, establecer tales limitaciones al disfrute de alguna tarifa regulada puede resultar políticamente complicado, especialmente en el caso de los consumidores menos sofisticados, que pueden ser reacios a ejercer su elegibilidad.

En cualquiera de los dos modelos, por los motivos que se exponen más abajo, el diseño óptimo de la tarifa de última instancia depende, en primer lugar, de si hay o no limitaciones al disfrute de la tarifa de última instancia. Además, si no hay limitaciones al disfrute de la tarifa de última instancia, el diseño óptimo de la tarifa de última instancia depende también de:

- si existen o no fricciones (reales o percibidas) en el cambio entre tarifas de acceso y de última instancia, y
- el porcentaje de consumidores que han ejercido la elegibilidad.

1. *Modelo de una tarifa regulada (TUI)*

Con el fin de simplificar la exposición, a continuación se explica el diseño que las tarifas de última instancia deberían tener (en caso de existir) suponiendo que:

- no hay limitaciones al disfrute de la tarifa de última instancia,
- no existen fricciones (reales o percibidas) en el cambio entre tarifas, y
- la inmensa mayoría de consumidores han ejercido su elegibilidad.

Estos supuestos son coherentes con la situación que existirá razonablemente a medio plazo, cuando el proceso de cambio de suministrador sea totalmente fluido, la mayoría de los

³⁶ Limitaciones de esta índole podrían, de hecho, aplicarse desde el principio de la liberalización (p.ej. como en Francia), impidiendo que consumidores que hubieran ejercido la elegibilidad pudieran volver al sistema de tarifas reguladas. Esta limitación tiene, no obstante, inconvenientes, ya que si los consumidores saben que no podrán volver a la tarifa regulada serán más reacios a ejercer su elegibilidad.

consumidores vean el cambio de suministrador como algo normal, pero donde el regulador mantiene las tarifas de última instancia para los consumidores que prefieren seguir siendo suministrados bajo una tarifa cuyo nivel y condiciones son determinados por el regulador.

El costo de la energía que se incorpora en cualquier tarifa debe reflejar el costo esperado de la energía que se espera suministrar bajo dicha tarifa o, dicho de otro modo, el costo de la energía *cuando el consumidor se acoge a dicha tarifa* (no cuando se sale).

Así, en las tarifas de suministro cuando no hay elegibilidad, el costo de la energía se corresponde simplemente con el precio medio esperado en el mercado mayorista, al ser la tarifa integral la alternativa *habitual* de suministro por no tener el consumidor otra opción de consumo que ésta. Sin embargo, cuando el consumidor es elegible, el consumidor tenderá a negociar su suministro en el mercado liberalizado cuando el precio esperado en el mercado mayorista sea bajo y volver a la TUI cuando el precio esperado en el mercado mayorista sea alto.

Esto puede apreciarse en el Gráfico a continuación. Si la tarifa se fija basada en un precio medio, a lo largo del tiempo los consumidores migrarán a o desde la tarifa regulada. De esta manera, si el precio medio está por encima del precio de mercado los consumidores dejarán la tarifa (irán al mercado) y cuando el precio de mercado sea alto, volverán a la tarifa media. Por tanto, en la TUI el costo de la energía se corresponderá con el precio que se espera en el mercado mayorista cuando los consumidores optan por el suministro regulado, o en otras palabras, cuando dicho precio es elevado.³⁷

De esta manera el precio debe fijarse igual al valor de mercado cuando los clientes están en la tarifa regulada, cuando no hay límites al disfrute de la tarifa regulada, éste corresponde al precio máximo esperado. Por ejemplo, si el precio fuera fijado en Tx D en el Gráfico, habría migración a la tarifa cuando el precio está por encima de ese Tx D de tal manera que solo el precio máximo es coherente.³⁸

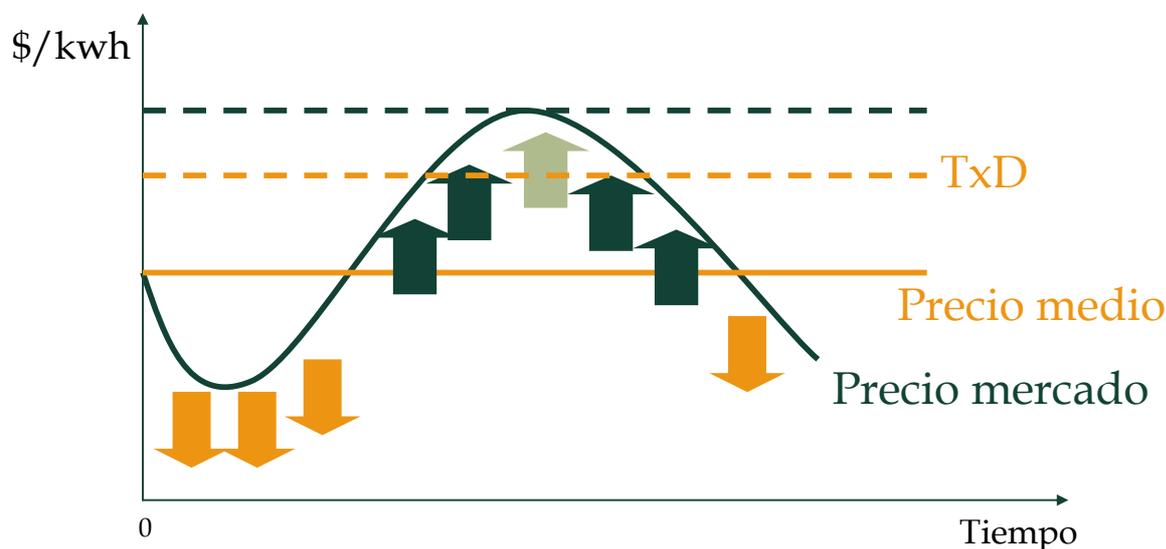
En la medida en que existan limitaciones o fricciones que obstaculizan el paso de consumidores de una tarifa a la otra, el precio medio esperado en el mercado mayorista cuando el consumidor se acoge a dicha tarifa será menor que el precio *máximo* esperado en el mercado, aunque superior al precio medio esperado. Sólo si los consumidores no pueden

³⁷ Dicho de otro modo, existe una correlación positiva entre el volumen de energía suministrado a tarifa de última instancia y el precio del mercado mayorista. Por este motivo, el costo de la energía que se suministra bajo la tarifa de última instancia es *superior* al precio medio esperado en el mercado mayorista.

³⁸ A modo de ejemplo, supongamos que coexisten tarifas reguladas y peajes, y que el precio medio en el mercado oscila entre dos niveles: 40 y 80 \$/kwh, con una media de 60 \$/kwh. Si el regulador fija la tarifa suponiendo un precio del mercado de 60 \$/kwh, los consumidores optarán por quedarse en la tarifa si el precio es 80 \$/kwh, y por abandonar la tarifa si el precio es 40 \$/kwh. Evidentemente el costo de la energía suministrada a tarifa en este caso es de 80 \$/kwh, y no el precio medio en el mercado.

pasar de una tarifa a otra será el precio medio esperado en el mercado mayorista cuando el consumidor se acoge a dicha tarifa igual al precio medio esperado.

Gráfico 4-2. Migración de Clientes y Tarifas Reguladas



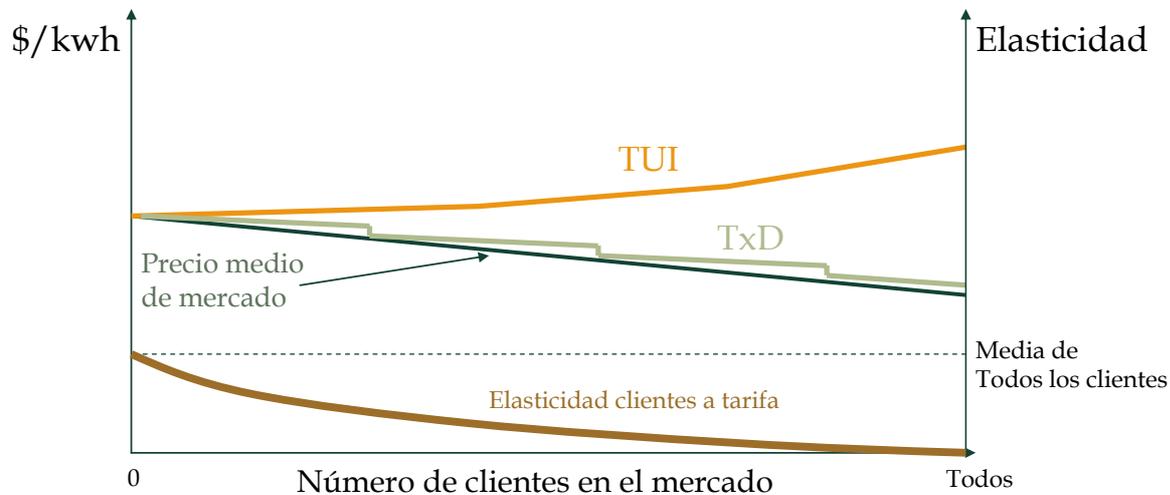
Por lo tanto, cuantos más consumidores ejerzan la elegibilidad, mayor deberá ser el costo de la energía considerado en la tarifa de última instancia. Al mismo tiempo, cuanto mayor sea el costo de la energía considerado en dicha tarifa, menos consumidores optarán por ella como fuente de suministro habitual.

A medida que pase el tiempo, la TUI será superior a las tarifas de mercado. Este descuento se incrementará a medida que los consumidores abandonen la TUI por el efecto de la salida de consumidores sobre el costo esperado de la energía en la tarifa de última instancia. De esta forma, y dado que con el tiempo es previsible que se reduzcan las barreras (reales o percibidas) al paso a la tarifa de acceso, se produce el trasvase de consumidores del sistema regulado al liberalizado de forma gradual.

Al mismo tiempo, cuantos más consumidores salgan al mercado, más se dinamizará éste, ya que la entrada de comercializadores estará ligada al número de consumidores y volumen de energía que haya optado por el mercado competitivo para contratar su suministro. La entrada de comercializadores dinamizará la competencia, por lo que cuanto antes se produzca esta, antes disfrutarán los consumidores de las ventajas de un entorno comercial competitivo en el suministro de la electricidad.

La evolución de este modelo es como se presenta en el Gráfico a continuación.

Gráfico 4-3. Modelos de transición tarifaria



Cuando hay pocos clientes que hayan ejercido su elegibilidad, la TUI es igual al precio medio esperado de mercado (como en cualquier tarifa regulada). A medida que los consumidores más elásticos (los que más varían al precio) ven que el precio del mercado es inferior, empiezan a salir de la TUI y esta tarifa empieza a subir porque se acerca al precio máximo esperado de mercado.³⁹ Con esta diferencia creciente, salen los consumidores que tenían costos de búsqueda más altos y el proceso continúa hasta que la TUI es únicamente utilizada por los clientes que han perdido su comercializador.

2. Modelo de dos tarifas (TUI y TxD)

Este modelo es similar pero con la diferencia que el consumidor que sale de la tarifa por defecto Tx D no puede regresar a ella (en el modelo de una tarifa siempre se puede volver a la TUI) sino solo migrar a la TUI. La Tx D se sigue fijando basada en el precio medio de mercado pero con ciertos desfases en su ajuste, mientras que la TUI evoluciona de manera similar.

La ventaja de este modelo es que los incrementos tarifarios a los consumidores que se quedan en la Tx D es muy inferior. La desventaja es que es muy probable que pocos consumidores salgan de la TxD si se les advierte que no pueden volver a la tarifa Tx D sino solo a la TUI lo cual puede llevar a un tránsito de clientes muy lento y tortuoso.

³⁹ La TUI incrementa en el tiempo porque la tarifa máxima se parece a una tarifa de un contrato "take and pay" al incrementar la variabilidad de los consumos (porque quedan menos consumidores) de los consumidores en TUI, la tarifa máxima aumenta.

4.5.4. Tarifas Sociales

La idea de la tarifa social es que hay consumidores que son vulnerables y de bajos recursos. De manera ideal estos consumidores deberían pagar los costos marginales del suministro que son:

- Costos de producción de energía;
- Costos de largo plazo de capacidad de generación;
- instalaciones de transporte;
- subestaciones de distribución;
- instalaciones de distribución locales;
- contadores;
- gestión comercial; y
- energía reactiva.

Al cobrar únicamente los costos marginales del sistema se asegura que los recursos que la sociedad sacrifica para producir este recurso son iguales a lo que el consumidor paga. El resto de consumidores debe pagar el desfase tarifario que es equivalente a todos los costos no-marginales. Con estas tarifas se asegura que no haya distorsión en el consumo (se consuma más de lo óptimo) y se pueden tener tarifas muy bajas.

Como se discutió anteriormente este sistema de subsidios cruzados puede ser compatible con la liberalización en la medida en que se estén pagando los costos marginales de suministro.

4.5.5. Experiencias Internacionales de tarifas Reguladas

En aquellos países en los que el suministro eléctrico ha sido liberalizado para todos los consumidores, la norma general es el mantenimiento (o la puesta en marcha de no existir previamente) de medidas destinadas a proteger a los consumidores considerados "vulnerables" (en especial, aquellos que viven en zonas rurales o aquellos que tienen problemas para pagar el precio de la electricidad).

Las medidas aplicadas para proteger a los consumidores vulnerables en mercados liberalizados varían entre países, e, incluso, algunos países han optado por aplicar una combinación de varias medidas.

De esta forma, las medidas encontradas en la experiencia internacional pueden ser clasificadas en tres grandes grupos:

- **Mantenimiento de las tarifas reguladas**, sirvan como ejemplo los casos de los estados australianos de Nueva Gales del Sur y Australia Sur o de los estados de Pensilvania o Texas en Estados Unidos
- **Establecimiento de un suministrador de última instancia**, función que puede encomendarse a una o varias empresas mediante distintos procedimientos:
 - Determinación regulatoria de un suministrador de última instancia, como sucede en el Reino Unido
 - El suministrador de última instancia es fruto de una subasta, como sucede en Pensilvania, Tejas, o Maine, todos ellos en Estados Unidos. En este último ejemplo, el de Maine, las subastas se realizan por bloques de consumidores

Hay que señalar sin embargo que en algunos casos, como el del Reino Unido o Texas, las tarifas fijadas por el suministrador de última instancia superan los precios en el mercado.

- **Otras medidas**. Esta sería una categoría muy amplia que englobaría medidas tales como prever un tratamiento flexible de las deudas de consumidores vulnerables (casos del Reino Unido o Maine); el desarrollo de sistemas especiales de pago (como el prepago, en el Reino Unido); obligar a las empresas a dar consejos sobre medidas de eficiencia energética (de nuevo, un ejemplo sería el Reino Unido); el establecimiento de concesiones y deducciones en el costo de la electricidad para consumidores vulnerables (como las existentes en Victoria); o el establecimiento de límites a la desconexión por impago (medida muy común en Estados Unidos, sirvan como ejemplo los estados de Pensilvania, Texas o Maine)

Asimismo, no es el sector eléctrico el único de entre los mercados desregulados en incluir medidas especiales de protección para los consumidores más vulnerables. Ejemplos similares se pueden encontrar en los mercados liberalizados de telecomunicaciones (por ejemplo, en Australia o el Reino Unido) o banca (con ejemplos de medidas de protección de los consumidores en Australia, Estados Unidos, Reino Unido o Nueva Zelanda).

Estos son los cinco elementos esenciales de cualquier modelo de Competencia Minorista Completa (CmC). Como se ha podido apreciar existen diferentes grados de dificultad y de costos involucrados en los mismos. A partir de la estimación de beneficios esperados, muy condicionados por las condiciones de partida que se identificaron en la Sección 2, se puede decidir qué modelo alternativo de CmC o elegir modelos menos ambiciosos como los presentados en la Sección 3. Es fundamental, analizar según las características e idiosincrasia de cada país los elementos identificados en este informe para tomar una decisión lo suficientemente ilustrada sobre la manera de liberalizar el mercado minorista.

APENDICE A. EFECTOS DE LOS CONTADORES HORARIOS

Metodología

El costo del suministro eléctrico fluctúa constantemente. Sin embargo, los consumidores que no disponen de contadores horarios, no está expuestos a estas fluctuaciones. El número de niveles de precios al que pueda estar expuesto el consumidor dependerá de la capacidad de sus equipos de medida (y de la capacidad del consumidor de procesar información sobre precios). Así pues, un consumidor con un contador simple solo está expuesto a un único precio a lo largo del año, a menos que le lean el contador varias veces al año y le apliquen tarifas estacionales. En consecuencia, hora a hora existirán discrepancias entre el costo de suministro real y el percibido por los consumidores.

Desde la perspectiva del bienestar social, esta situación origina una pérdida de eficiencia (es decir, un menor bienestar social o despilfarro de recursos) igual a la suma de:

- el valor de la energía que *no se habría consumido* si los consumidores hubieran conocido su verdadero costo durante aquellas horas en las que el costo del suministro excede al costo pagado por los consumidores (por ejemplo, durante las horas de punta, área A en el Gráfico), y
- el valor de la energía *adicional que se habría consumido* si los consumidores hubieran conocido su verdadero costo durante aquellas horas en las que el costo del suministro es inferior al costo pagado por los consumidores (por ejemplo, en las horas valle, área A en el Gráfico).

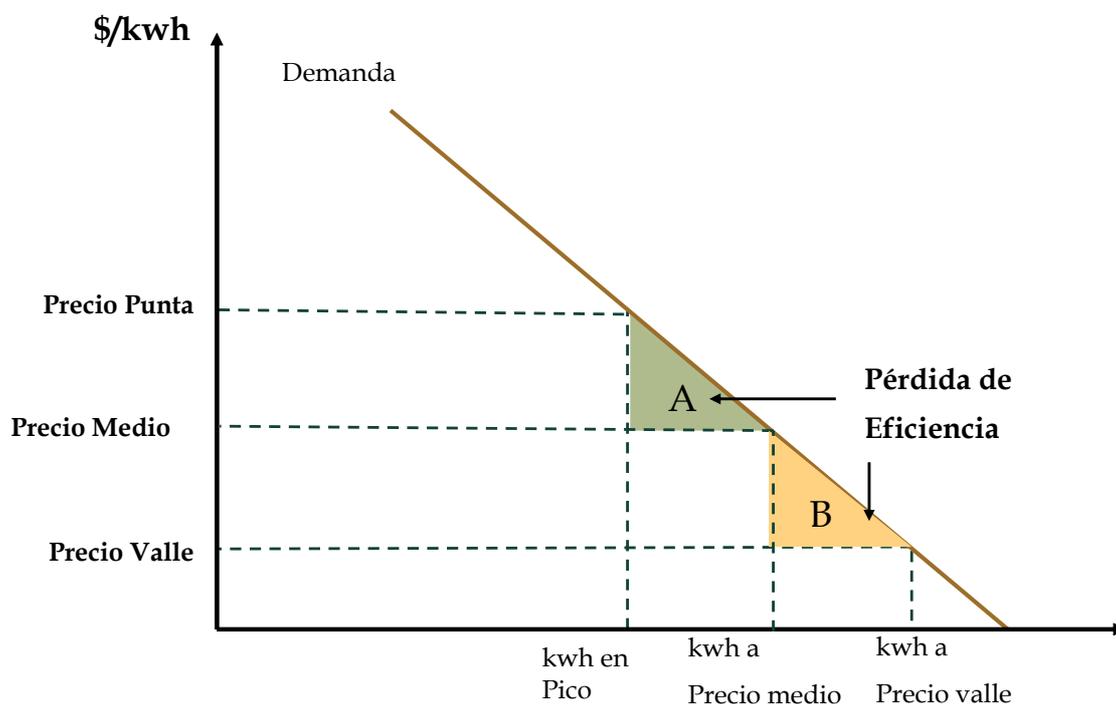
Algebraicamente, para cada hora se cumple que:

$$PE = (\Delta P \times \Delta Q) / 2 = [(P^* - P') \times (Q^* - Q')] / 2$$

Donde,	PE:	Pérdida de Eficiencia
	P*:	Precio medio anual (e. d., precio abonado por el consumidor)
	Q*:	Consumo anual (e. d., el consumo real del consumidor)
	P':	Precio observado en el mercado
	Q':	Consumo <i>óptimo</i> si el consumidor abonara el precio P'

Debido a que la curva de demanda implica una relación inversa entre demanda y precio, el valor PE siempre es negativo, tanto cuando P' se sitúa por encima o por debajo de P*

Gráfico A-1. Pérdida de eficiencia por no utilización de contadores horarios



Aplicación práctica de la metodología

La metodología arriba descrita se puede aplicar al caso colombiano considerando los resultados del mercado mayorista (datos horarios de precio y energía del mercado de producción) y asumiendo como parámetros: una elasticidad a largo plazo de la demanda al precio,⁴⁰ una tasa de descuento real y un costo actual asociado a la instalación y utilización de un contador horario.

Los pasos a seguir son los siguientes:

1. Se estima la PE anual mediante la fórmula anteriormente presentada.
2. Se obtiene el valor presente de la PE, dividiendo la PE anual entre la tasa de descuento (es decir, considerando la PE como una perpetuidad).
3. El valor presente unitario de la PE se obtiene dividiendo el valor presente de la PE entre el consumo anual.
4. Se calcula el umbral de consumo anual por consumidor que, en términos de eficiencia, justifica la instalación de un contador horario, en sustitución del

⁴⁰ Por simplicidad se puede considerar que la elasticidad es constante, tanto en el rango de precios y demanda considerados como a lo largo del día.

actualmente utilizado (de uno, dos o tres periodos), dividiendo el costo del contador horario, en términos de valor actual neto, entre [3].

Obviamente, del mismo modo que se ha definido la *pérdida* neta de eficiencia en relación con la *carencia* de contadores horarios, se puede definir la *ganancia* neta de eficiencia derivada de la *instalación* de contadores horarios.

APENDICE B. CAMBIO DE COMERCIALIZADOR

Inglaterra y Gales

El modelo de cambio de comercializador en Inglaterra y Gales se compone de los siguientes agentes:

- Cliente: consumidor eléctrico.
- Comercializador:⁴¹ responsable del suministro del cliente.
- Antiguo comercializador: antiguo responsable del suministro del cliente.
- Distribuidor local: operador de las redes de suministro.
- *Data Collector* Nuevo y *Data Collector* Antiguo: agentes encargados de validar y procesar la medida de los datos.
- *Meter Operator* Nuevo y *Meter Operator* Antiguo: agentes encargados de proveer el equipo de medida.
- *Data Aggregator* Nuevo y *Data Aggregator* Antiguo: agente encargado de agregar los datos recibidos del *Data Collector* para realizar las liquidaciones.
- *Metering Point Administration Service* (MPAS): registro de datos y servicios necesarios para facilitar el suministro a todos los puntos de medida dentro del área relevante del distribuidor.

Proceso de cambio de comercializador

Las reglas que fijan el proceso de cambio de comercializador en Inglaterra y Gales están contenidas en un acuerdo denominado *Master Registration Agreement* (MRA). El acuerdo fue alcanzado por los agentes de la industria con la participación del regulador y de asociaciones de consumidores por el que todos los comercializadores y distribuidores se comprometen a cumplir con las obligaciones y responsabilidades fijadas en el mismo. Cada uno de los catorce distribuidores locales opera el denominado *Metering Point Administration*

⁴¹ El término comercializador hace referencia al “nuevo comercializador”

Service (MPAS), para facilitar la competencia en el sector. Los principios que rigen este acuerdo son los siguientes:

- Cada punto de medida tiene un único código de identificación denominado *Metering Point Administration Number* (MPAN), que es utilizado como elemento de identificación en los procesos de cambio para asegurar a los agentes involucrados en dicho proceso que se están refiriendo al mismo emplazamiento.
- Sólo se admite un único comercializador por punto de medida.
- El antiguo comercializador y el nuevo comercializador deberían utilizar la misma lectura para cerrar y abrir la cuenta del cliente respectivamente.
- El nuevo comercializador debe recibir la información necesaria para proveer sus servicios al consumidor. Esta información es el equipo de medida instalado, su propiedad, su ciclo de lectura, el consumo estimado y la categoría de suministro.

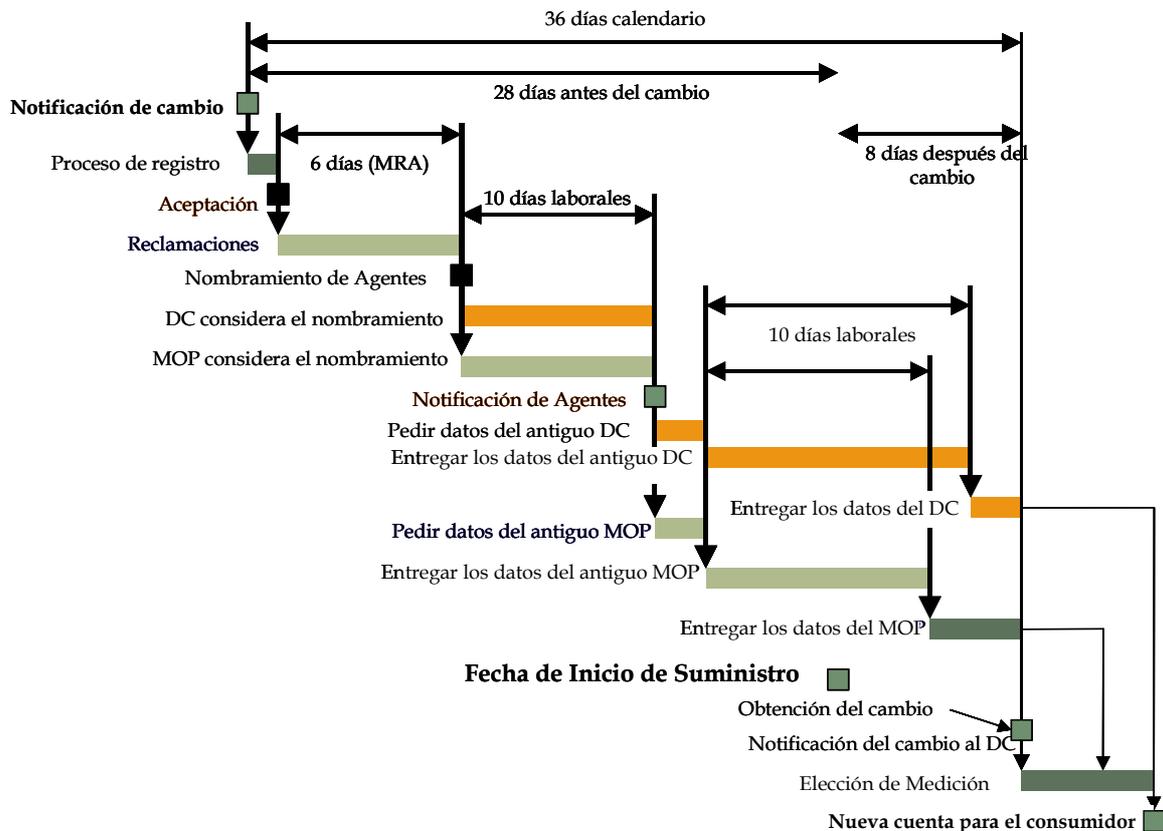
El MPAS registra los cambios de suministrador por punto de medida. El nuevo comercializador realiza un registro sobre la intención de adquirir la información contenida en el MPAS y su punto de medida en una fecha específica y, una vez que el registro es aceptado, recibe del MPAS los detalles de los agentes que actualmente están a cargo de ese servicio. El registro puede estar listo teóricamente en un día, sin embargo, la mayoría de los cambios de suministrador finalizan el período completo de 28 días especificado en la regulación, lo que refleja la complejidad de dicha transacción.

El antiguo suministrador puede bloquear el cambio durante un periodo de 5 días mediante la interposición de alguna objeción. El suministrador debe nombrar a un *meter operator* (MOP), a un *data collector* (DC) y a un *data aggregator* (DA), dado que estas actividades están abiertas a la competencia.

El comercializador puede obtener la lectura directamente del consumidor o mediante la lectura del equipo, lo que debería llevar once días alrededor de la fecha específica para ser posteriormente remitidos al nuevo DC. El DC realizará la comprobación de la lectura con respecto a los datos remitidos por el antiguo DC y, si son aceptados, los enviará tanto al antiguo como al nuevo comercializador. Si la lectura no se acepta dentro de los ocho días siguientes al inicio de la fecha de suministro, el DC dará en su lugar una lectura estimada. Si el suministrador o el consumidor no están de acuerdo con la lectura o la estimación deberán comunicarse entre ellos para acordar una lectura alternativa.

El siguiente diagrama resume los distintos procesos que son necesarios para realizar un cambio de comercializador en Inglaterra y Gales:

Diagrama B-1. Cambio de comercializador (Inglaterra y Gales)



Intercambio de información entre agentes

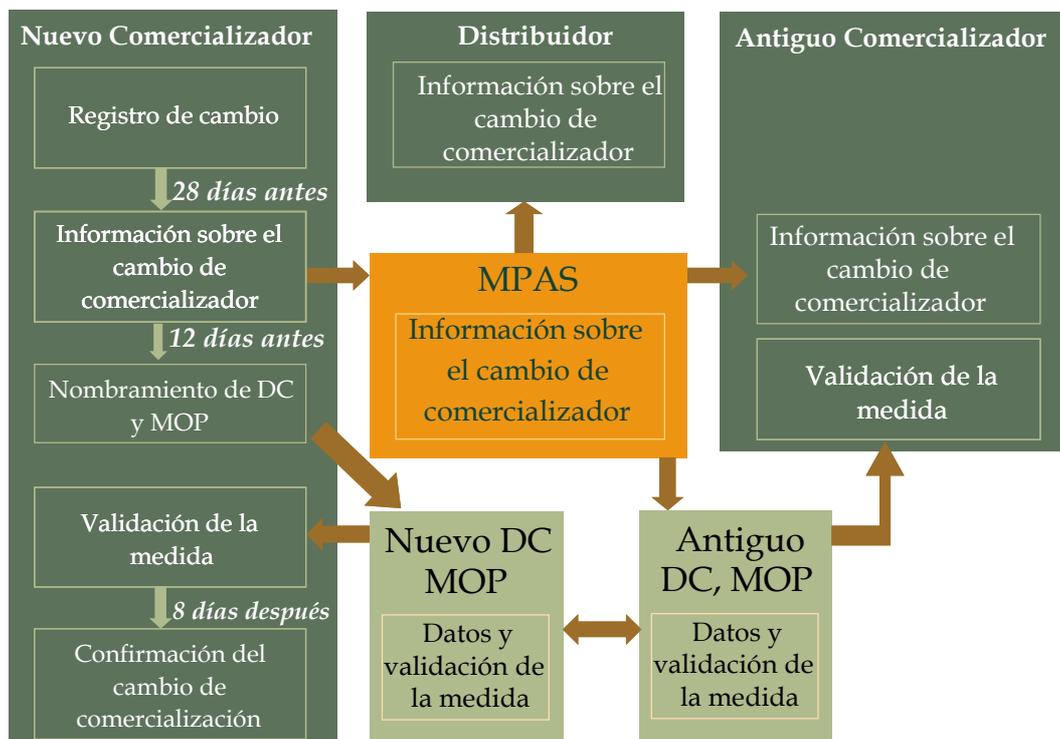
Los intercambios de información entre los agentes que participan en el proceso de cambio de comercializador se detallan a continuación:

- Cliente-Comercializador:
 - El cliente acepta el cambio de registro
 - Ambos agentes acuerdan la medida
- Comercializador-Distribuidor: Sólo por medio del MPAS se informa al distribuidor del cambio de comercializador;
- Antiguo Comercializador- Nuevo Comercializador: Mediante el MPAS se inicia el cierre de una cuenta y la apertura de otra para el punto de suministro;
- Nuevo Comercializador-Nuevo DC y Nuevo MOP:
 - El nuevo comercializador designa a estos agentes
 - Los agentes verifican la validez de la medida

- Nuevo DC, Nuevo MOP-Antiguo DC, Antiguo MOP: Verificación de lectura

El siguiente diagrama resume los flujos de información que intercambian los agentes durante el proceso de cambio de comercializador:

Diagrama B-2. Intercambio de información entre agentes (Inglaterra y Gales)



Noruega

Los agentes involucrados en el cambio de comercializador son los siguientes:

- Cliente: consumidor eléctrico.
- Distribuidor: propietario de la red de distribución encargado de la medida y el registro.
- Nuevo Comercializador: nuevo suministrador.
- Antiguo Comercializador: antiguo suministrador.

Proceso de cambio de comercializador

El cambio de suministrador en Noruega únicamente tiene lugar los lunes. El primer paso para cambiar de suministrador debe ser la existencia de un contrato firmado entre el cliente y el nuevo comercializador antes de enviar dicha notificación de cambio. Posteriormente el nuevo suministrador envía un mensaje al distribuidor antes del primer lunes tres semanas

antes de que se produzca el cambio efectivo con la información que se detalla a continuación:

- Identificación del punto de medida o número del equipo de medida;
- Fecha de inicio del suministro;
- Nombre del cliente, dirección del mismo y dirección del punto de instalación; y
- Dirección para realizar la facturación, en caso de que la dirección del cliente y del punto de suministro difieran.

Una semana antes de que se produzca el cambio, el distribuidor envía tanto al nuevo como al antiguo comercializador la confirmación del cambio de suministrador. Entonces el nuevo comercializador recibe información detallada del consumidor:

- Consumo esperado;
- meter/settlement constant;
- método de liquidación (perfiles horarios o equipo de medida horario);
- número de dígitos del contador del equipo de medida;
- condición de interrumpibilidad;
- información relativa al pago del IVA.
- Y, en caso de no tener equipo de medida horario, la información debe contener lo siguiente:
 - Fecha de la primera lectura, y
 - Frecuencia de la medida.

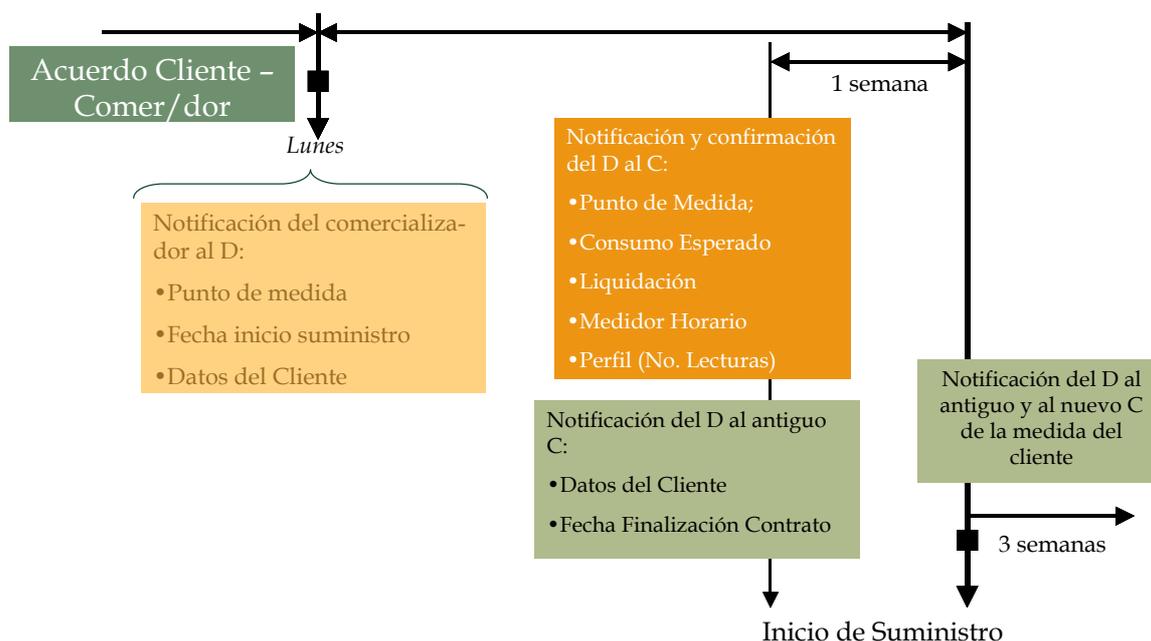
Al mismo tiempo, el antiguo comercializador recibe del distribuidor la confirmación del cambio de suministrador con los siguientes datos:

- Identificación del punto de medida;
- Nombre y dirección del cliente; y
- Fecha de finalización del contrato de suministro.

El distribuidor dispone de tres semanas después de la fecha de inicio del suministro para enviar la lectura del momento del cambio tanto al antiguo como al nuevo comercializador.

El diagrama resume el proceso de cambio de comercialización.

Diagrama B-3. Cambio de comercializador (Noruega)

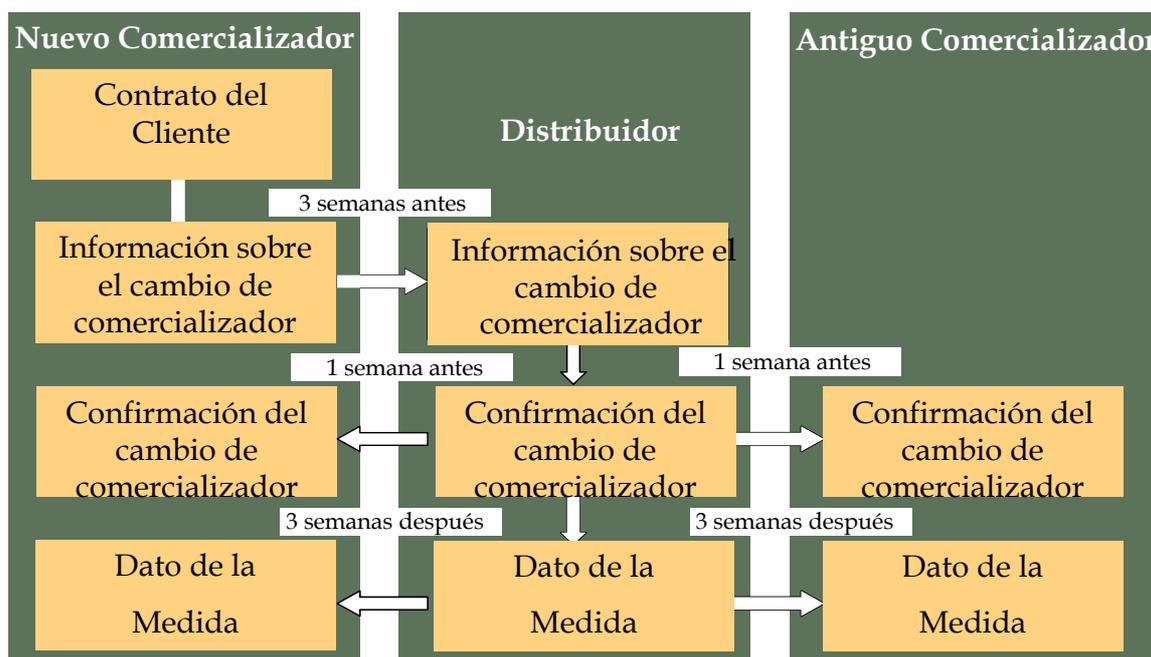


Intercambio de información entre agentes

El flujo de información entre los agentes que intervienen en el proceso de cambio de comercializador en Noruega se describe a continuación:

- Cliente-Comercializador: firma del contrato de suministro
- Nuevo Comercializador-Distribuidor:
 - El comercializador realiza la solicitud de suministro del cliente
 - El distribuidor verifica el cambio
 - El distribuidor se encarga del envío de la medida
- Antiguo Comercializador-Distribuidor:
 - El distribuidor envía la confirmación de la finalización del suministro en el punto de medida
 - El distribuidor se encarga del envío de la medida

Diagrama B-4. Intercambio de información entre agentes (Noruega)



Nueva Gales del Sur (Australia)

Los agentes que participan en el proceso de cambio de comercializador en Nueva Gales del Sur son los siguientes:

- Cliente: consumidor eléctrico.
- Distribuidor: propietario de la red de distribución y del registro de cambios.
- Nuevo Comercializador: nuevo suministrador.
- Antiguo Comercializador: antiguo suministrador.

Proceso de cambio de comercializador

El primer paso para realizar el cambio es que el comercializador no debe iniciar dicho cambio sin un permiso escrito del cliente. Después de la firma el comercializador debe retener, al menos dos años, cualquier permiso escrito, incluyendo la firma del contrato.

Por su parte, el distribuidor debe emitir el denominado National Metering Identifier (NMI) o punto único de medida para cada instalación. Además, el distribuidor es el responsable de la operación y el mantenimiento del mismo, así como de la actualización de los datos y de su provisión en caso de que así lo requiera el operador de mercado. Esta base de datos se conoce como NMI Standing Data, y está disponible para todos los consumidores y comercializadores que se encuentren en el proceso de cambio de comercializador. Los datos que contiene la base de datos son los siguientes:

- Todos los datos referentes al NMI,
- el distribuidor local,
- el código del factor de pérdidas en distribución,
- el código del nodo de identificación de transporte,
- el código de la tarifa de red, el tipo de equipo de medida y el ciclo de lectura,
- el tipo de perfil,
- el punto de medida secundario y el punto de medida primario;

Estos datos sólo se podrán entregar si se constata la existencia de un único punto de suministro. En caso de disputas entre el antiguo y el nuevo comercializador respecto a los datos contenidos en el registro, será el operador de mercado el encargado de solucionarlas.

Esta información o las razones por las que no se puede enviar dicha información deben ser remitidas por el distribuidor al nuevo comercializador dentro del siguiente esquema:

- en cuatro horas laborables; o
- en el plazo de dos días si el distribuidor no tiene disponible el NMI.

Una vez que el nuevo comercializador ha obtenido la información del distribuidor, debe rellenar un formulario de solicitud de cambio con la siguiente información:

- datos del cliente,
- datos del NMI,
- fecha de inicio del suministro,
- una declaración de que el suministro se iniciará en un plazo de entre 10 y 21 días después de recibir la solicitud.

Dicha solicitud debe ser enviada antes de las 24 horas siguientes en que el consumidor realiza la solicitud de los datos.

El nuevo comercializador se debe asegurar que respeta el plazo de 10 días, en los que el cliente puede atender a ofertas de nuevos agentes, antes de que se apruebe el cambio. Este cambio debe asimismo incluir el programa del ciclo de lectura.

El siguiente diagrama explica el funcionamiento del cambio de comercializador.

Diagrama B-5. Cambio de comercializador Nueva Gales del Sur

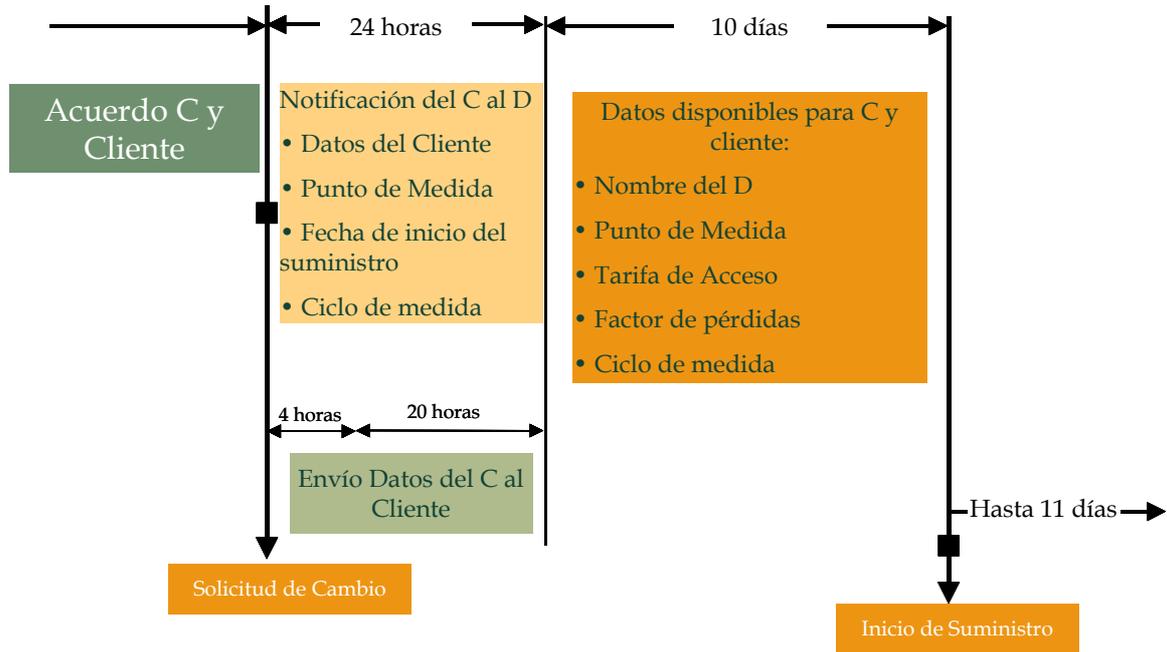


Diagrama B-6. Intercambio de información entre agentes



Intercambio de información entre agentes

El intercambio de información entre los agentes que participan en el proceso de cambio de comercializador es el siguiente:

- Cliente-Comercializador: permiso escrito para suministrar el punto de medida bajo un contrato tipo

- Nuevo Comercializador-Distribuidor:
 - El distribuidor pone a disposición del comercializador la información disponible del cliente
 - El comercializador realiza la solicitud de suministro del cliente
 - El distribuidor provee la información necesaria para el cambio

- Antiguo Comercializador-Nuevo Comercializador:
 - El nuevo comercializador comunica al antiguo comercializador el cambio de suministro a través del contrato fijado con el cliente

Ambos agentes acuerdan la medida dependiendo del tipo de contrato fijado entre el nuevo comercializador y el cliente.