



PONTIFICIA UNIVERSIDAD
CATÓLICA DE CHILE
VICERRECTORÍA DE COMUNICACIONES
Y ASUNTOS PÚBLICOS

TEMAS DE LA AGENDA PÚBLICA

Políticas de eficiencia y ahorro energético para el sector eléctrico chileno: ¿garrote o zanahoria?

ENZO E. SAUMA

Facultad de Ingeniería



TEMAS DE LA AGENDA PÚBLICA

Políticas de eficiencia y ahorro energético para el sector eléctrico chileno: ¿garrote o zanahoria?

ENZO E. SAUMA
Facultad de Ingeniería

ÍNDICE

1. Introducción	5
1.1 Eficiencia energética y ahorro energético	5
1.2 ¿Por qué es necesaria la intervención del Estado?	6
1.3 La EE y el AE en el sector eléctrico chileno	7
2. Mecanismos regulatorios para la EE y el AE y su aplicabilidad al caso chileno	8
2.1 Mecanismos de desacoplamiento de los ingresos	8
2.2 Mecanismos de incentivos basados en el desempeño	10
2.3 Mecanismos de certificados transables	12
2.4 Imposición legal	13
3. Financiamiento de los programas de EE y AE	14
3.1 Naturaleza del problema	14
3.2 ¿Qué se puede hacer para mejorar el acceso a financiamiento para EE y AE?	15
4. Conclusiones y recomendaciones para la agenda pública	15
Referencias	16

Políticas de eficiencia y ahorro energético para el sector eléctrico chileno: ¿garrote o zanahoria?

ENZO E. SAUMA¹
Facultad de Ingeniería

1. Introducción

La necesidad de mayores niveles de eficiencia energética (EE) en nuestra sociedad nunca ha sido tan evidente como en la actualidad. Factores como los altos precios de la energía que enfrentan los consumidores, la creciente preocupación por el medio ambiente, la reducción de los recursos domésticos y la seguridad energética nacional, contribuyen a una creciente conciencia de la necesidad de una mayor EE.

Existe cierto consenso en que la EE requiere de un marco regulatorio cuidadosamente diseñado para asegurar su desarrollo (Harrington et al., 2006). En la industria de la distribución de electricidad, el debate a nivel mundial se ha centrado en el diseño de mecanismos regulatorios que mitigan los incentivos negativos y/o proporcionan incentivos positivos para que las empresas distribuidoras implementen programas de eficiencia energética y ahorro energético.

El presente artículo examina las recientes tendencias en políticas regulatorias dirigidas a remover los incentivos negativos, y/o proporcionar incentivos positivos, para que las empresas distribuidoras de electricidad promuevan y ayuden a sus clientes a alcanzar mayores niveles de eficiencia energética y ahorro energético. Además, se analizan brevemente algunas recomendaciones para facilitar el acceso a capital que permita financiar los programas de eficiencia energética y ahorro energético.

1.1 Eficiencia energética y ahorro energético

Antes de analizar los incentivos para incrementar los niveles de eficiencia energética y ahorro energético, es importante definir estos conceptos².

Entenderemos por eficiencia energética (EE) a todos los cambios que resulten en una reducción de la cantidad de energía utilizada para producir una misma unidad de bien o servicio o para alcanzar los requerimientos energéticos para un nivel de confort dado³. Por otra parte, entenderemos por ahorro energético (AE) al conjunto de acciones que resulten en una reducción de la cantidad total de energía utilizada, producida por una disminución del tiempo de uso de un bien o servicio que consume energía. Por ejemplo, si cambiamos una ampolleta incandescente por otra fluorescente compacta de la misma equivalencia luminosa, pero de menor consumo eléctrico, estamos ante una medida que mejora la eficiencia energética. Si apagamos la mitad de las luces de una sala de trabajo, estamos ante una medida que mejora el ahorro energético (pero no así la eficiencia energética).

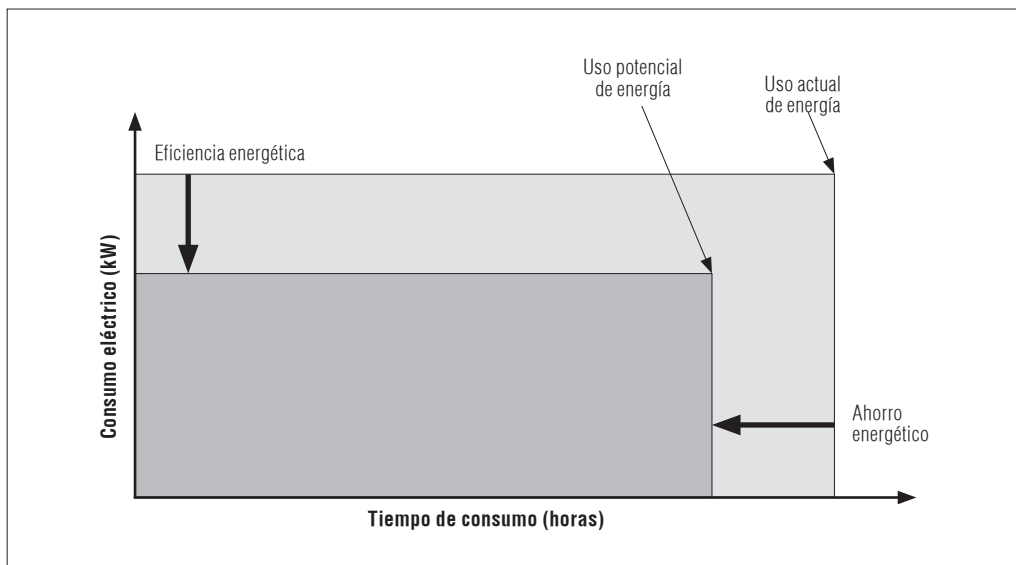
Tanto la EE como el AE permiten disminuir el consumo total de la energía que se utiliza, tal como se ilustra en la Figura 1. La EE permite disminuir la tasa a la que se consume energía, mientras el AE permite reducir el número de horas en que se consume energía.

1. Profesor del Centro de Medio Ambiente y del Departamento de Ingeniería Industrial y de Sistemas de la Facultad de Ingeniería UC. El autor agradece los valiosos comentarios de Francisco Courbis, María Isabel González, Iván Jaques, Guillermo Pérez Del Río y Hugh Rudnick, recibidos en la mesa de discusión realizada el 29 de octubre de 2009.

2. Es importante destacar que, a pesar de que en la jerga chilena común se usan los conceptos de eficiencia energética y ahorro energético como equivalentes, existen diferencias importantes entre ambos conceptos, las que deben ser tomadas en consideración a la hora de implementar cualquier política pública asociada a ellos.

3. Definición del Consejo Mundial de Energía (*Energy Efficiency Policies and Indicators*, WEC, 2001, Recuperado el 27 de marzo de 2009 de <http://www.worldenergy.org>).

Figura 1 | Efecto de la EE y el AE en el consumo total de energía



Fuente: Lawrence Berkeley National Laboratory

Cabe destacar que la gestión de la demanda también involucra medidas que buscan el mejor uso de los activos (ahorro de desperdicios), pero que no lleva necesariamente a la EE. Las señales tarifarias existentes se orientan a incentivar este tipo de medidas. Por ejemplo, si apagamos las luces cuando salimos de una habitación, estamos ante una medida que mejora el uso de los activos, no la EE.

1.2 ¿Por qué es necesaria la intervención del Estado?

Dado que existen ciertas medidas de EE y AE cuyos costos de implementación son muy inferiores a sus beneficios, cabe preguntarse por qué los consumidores no implementan dichas medidas. Existen diversas barreras para que eso ocurra, las que se puede clasificar en: (i) barreras relacionadas con el consumidor, (ii) barreras relacionadas con los fabricantes de equipos, (iii) barreras relacionadas con las empresas de servicios, (iv) barreras relacionadas con las instituciones financieras, (v) barreras relacionadas con aspectos legales y gubernamentales, (vi) barreras culturales.

Schleich y Gruber (2008) realizaron un análisis econométrico en 19 sub-sectores de la economía de Alemania para evaluar la relevancia empírica de diversas barreras en la difusión de las medidas de EE y AE. Ellos concluyeron que una de las barreras más importantes es la falta de información sobre los patrones de consumo de energía. Por otra parte, una barrera importante es

la escasez de incentivos que se produce por el hecho de que muchas veces quienes consumen energía y quienes pagan las cuentas del consumo de la energía no son las mismas personas (usualmente llamado el dilema del principal y el agente).

Concordantemente con las principales barreras en la difusión de las medidas de EE y AE, parece lógico pensar que las empresas distribuidoras de electricidad, quienes poseen información detallada sobre los patrones de consumo de energía de sus clientes, son excelentes candidatos para administrar los programas de EE y AE. Sin embargo, expertos en la industria de la distribución de electricidad han ampliamente reconocido que bajo la regulación tradicional (actual), las empresas distribuidoras no tienen incentivos económicos para proporcionar programas que ayuden a sus consumidores a ser más eficientes en el uso de la energía. De hecho, dichas empresas típicamente tienen un desincentivo debido a que una reducción en las ventas de energía reduciría también sus ingresos y beneficios. Dado que tradicionalmente las ganancias de las empresas distribuidoras se basan en la cantidad de electricidad vendida, los incentivos financieros normalmente están en favor de aumentar las ventas de electricidad y expandir los sistemas de suministro eléctrico.

De este modo, para superar las barreras existentes en la difusión de las medidas de EE y AE, resulta fundamental la intervención del Estado, de modo de garantizar una plataforma que entregue los incentivos correctos a los dis-

tintos agentes del mercado. En particular, el Estado debe fijar la normativa apropiada para que los agentes del mercado tengan los incentivos adecuados para implementar programas de EE y AE y debe supervisar la administración de estos programas, entre otras labores. No obstante dicha intervención es esencial, no es recomendable extender la intervención del gobierno a la administración de dichos programas, debido a que el Estado generalmente posee información menos precisa que las distribuidoras sobre el patrón de comportamiento de los consumidores finales. De hecho, una de las lecciones importantes de la crisis eléctrica en California es la convicción de que el gobierno debería abandonar todos los intentos de administrar directamente los programas de EE y AE y focalizar su atención y recursos en el rol de supervisar y guiar a las empresas distribuidoras de electricidad en la administración de dichos programas (Kushler y Vine, 2003).

1.3 La EE y el AE en el sector eléctrico chileno

Para contextualizar de mejor manera las oportunidades para la EE y el AE existentes en la actual ley eléctrica chilena, se explica brevemente la estructura del sistema eléctrico chileno.

En la década de los 80' Chile fue precursor de los procesos de modernización y desregulación de la industria eléctrica a nivel mundial. En 1982, con la nueva Ley Eléctrica (DFL1) la autoridad establece el contexto institucional para el desarrollo de una industria descentralizada y de propiedad privada. El DFL1 reconoció tres segmentos en la industria: generación, transmisión y distribución de electricidad. Desde un comienzo, la actividad de generación fue reconocida como la actividad con mayores posibilidades de desarrollarse de manera competitiva, existiendo libertad de acceso al sector; la transmisión eléctrica se estableció bajo una modalidad de acceso abierto, donde cualquier generador puede usar la capacidad de transmisión disponible y además tiene la libertad de construir nuevas líneas de transmisión; y la distribución de energía eléctrica se mantuvo regulada por considerar que tiene características de monopolio natural.

Para coordinar la actividad de generación y transmisión de los grandes sistemas interconectados, el DFL1 estableció que éstos debían contar con un operador del sistema conocido como Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC). Ese operador es el encargado de manejar la capacidad de transmisión y generación disponibles en el sistema, con independencia de la propiedad y de los contratos físicos y financieros de las diferentes empresas de generación y transmisión.

El DFL1 ha definido tres mercados en los cuales los generadores pueden vender la potencia y energía de sus centrales. El primer mercado ocurre entre generadores y empresas distribuidoras, el cual es el mercado para pequeños consumidores que pagan a las empresas distribuidoras un precio de energía y potencia regulado por la autoridad. El segundo mercado corresponde al de los grandes consumidores, quienes libremente negocian los precios de electricidad con los generadores. El tercer mercado tiene lugar en el CDEC, donde los generadores intercambian potencia y energía en forma instantánea para completar o satisfacer sus contratos de venta de energía y potencia con los grandes clientes o las empresas distribuidoras. En este tercer mercado, el precio de transferencia de la energía es definido por el CDEC como el costo marginal de generación del sistema (o costo marginal de despacho del sistema), calculado en base a un despacho eficiente del parque generador, asumiendo los costos variables declarados por los generadores.

Los pequeños consumidores compran electricidad a precios regulados, de potencia y de energía, mientras que los grandes usuarios pueden negociar libremente sus contratos de suministro eléctrico. En la actualidad los precios regulados, al nivel de generación y transmisión, son determinados cada seis meses por el Informe Técnico de Precio de Nudo de la Comisión Nacional de Energía (CNE), en los meses de abril y octubre. Los precios calculados se ajustan según la ubicación dentro de la red. Para cada una de las subestaciones (nudos) del sistema eléctrico se calculan factores de penalización de potencia de punta y energía, factores que multiplicados por los precios básicos de potencia y energía determinan los precios de la potencia y energía en cada barra o subestación del sistema.

Las empresas distribuidoras tienen una concesión de servicio público sobre un área geográfica y están obligadas a satisfacer la demanda eléctrica a un precio de distribución regulado llamado Valor Agregado de Distribución (VAD). El VAD es una tarifa múltiple relacionada al uso de la infraestructura de distribución y está compuesta por un cargo fijo (de gestión, facturación, servicio al consumidor, y pérdida de potencia y energía promedio) y un cargo por unidad de potencia para pagar los costos de operación, mantenimiento e inversión. En el VAD los costos de inversión anual se calculan considerando el costo de reemplazo de instalaciones eficientes para cubrir la demanda proyectada, según la vida esperada de las instalaciones, más un 10% del retorno real sobre los activos. El VAD se calcula simultáneamente para las diferentes empresas distribuidoras cada cuatro años, basados en una regulación por

empresa modelo eficiente que distribuye electricidad en el área geográfica de la empresa respectiva. Así, el VAD permanece fijo durante 4 años, y sólo cambia de acuerdo a la indexación establecida en la ley.

En la ley eléctrica chilena existen algunos instrumentos para gestionar la demanda de electricidad. Por ejemplo, el artículo 148° del DFL4 establece la posibilidad de realizar ofertas transitorias a la disminución o aumento de consumo eléctrico, entregando a cambio una disminución en el cobro de la cuenta de consumo de electricidad. En 2007, se introdujo una resolución de la CNE (Resolución Exenta N° 386/07) en referencia al artículo 148°, la que establece ciertas normas de aplicación de estas ofertas con respecto a los procedimientos, plazos y demás condiciones que se requieren para su implementación. Sin embargo, el uso del artículo 148° y la Resolución Exenta N° 386/07 para fines de disminuir masivamente el consumo energético de los consumidores regulados es poco factible en la práctica, debido a que las generadoras no poseen la información detallada de las características (o patrones) de consumo de cada consumidor individual. Las empresas distribuidoras, por el contrario, poseen dicha información en detalle y, por consiguiente, debieran ser ellas a las cuales la ley les entregue los incentivos necesarios para impulsar ahorros de consumo entre los consumidores regulados finales (o, alternativamente, les imponga el mandato de traspasar dicha información detallada a las generadoras).

Por otra parte, la ley eléctrica chilena ofrece algunas oportunidades de “premiar” a los consumidores que presentan curvas de consumo más planas durante el día (por ejemplo, las tarifas BT2, BT3, BT4.1, BT4.2, BT4.3, AT2, AT3, AT4.1, AT4.2 y AT4.3). Esto permite, de alguna manera, un uso más eficiente de las instalaciones de toda la cadena de producción y transporte de electricidad, evitando que el sistema deba invertir en más equipos que sólo se ocupan en algunos reducidos períodos del año; típicamente, entre las 18 y 23 hrs., en los meses de otoño e invierno. Sin embargo, dichas tarifas son insuficientes para lograr un cambio significativo en el comportamiento de los consumidores, debido a que estas tarifas no están disponibles para una parte importante de los consumidores regulados (residenciales). Recientemente (en abril de 2009), la Resolución Exenta N° 385/09 estableció que las distribuidoras pueden ofrecer ciertas tarifas flexibles a sus clientes regulados (residenciales), siempre y cuando el pago total anual del cliente regulado no exceda el pago que hubiera realizado si se le hubiera aplicado la tarifa plana (fija) regulada.

2. Mecanismos regulatorios para la EE y el AE y su aplicabilidad al caso chileno

En esta sección se discuten las principales tendencias en políticas regulatorias dirigidas a remover los incentivos negativos, y/o proporcionar incentivos positivos, para que las empresas distribuidoras de electricidad promuevan y ayuden a sus clientes a alcanzar mayores niveles de EE y AE. En particular, se revisan los principales cuatro mecanismos regulatorios que el gobierno chileno ha estado analizando en los últimos años (CNE, 2008), destacando las ventajas y desventajas de una eventual implementación de cada uno de ellos en Chile.

2.1 Mecanismos de desacoplamiento de los ingresos

Como se mencionó anteriormente, las empresas distribuidoras tienen tradicionalmente un desincentivo a proporcionar programas que ayuden a sus consumidores a ser más eficientes en el uso de la energía, debido a que una reducción en las ventas de energía reduciría también sus beneficios. Una solución eficaz a este conflicto de intereses es la implementación de un mecanismo regulatorio de desacoplamiento entre los ingresos y las ventas de las empresas distribuidoras. Este mecanismo se basa en una nivelación periódica de las tarifas eléctricas (\$/kWh), de modo de asegurar la estabilidad en los ingresos percibidos por las distribuidoras.

En términos simples, el “desacoplamiento” se refiere a un mecanismo de ajuste de las tarifas donde se “desacopla” la habilidad de la empresa distribuidora para recuperar los costos fijos acordados en el proceso tarifario (incluyendo las ganancias autorizadas) y el volumen real de ventas que ocurran. Existen diversas variaciones de cómo se pueden implementar los ajustes tarifarios correspondientes: ajustando por número de clientes y/o normalizando según el clima (como se realiza en el estado de Oregón, Estados Unidos), entre otras; pero el principio básico es que un mecanismo de nivelación tarifaria es aplicado una vez que se conocen las ventas reales.

Este mecanismo regulatorio requiere que se fijen, por un periodo extenso (por ejemplo de 3 años, como ocurre en California, Estados Unidos), los ingresos que necesita cada una de las distribuidoras para operar. Una vez que las autoridades de gobierno han definido y consensuado los requerimientos de ingresos de cada distribuidora para los 3 años, se fija la tarifa eléctrica inicial igual al cociente entre los requerimientos de ingresos mensuales de la distribuidora (equivalente al cociente entre los requerimientos de ingresos de la distribuidora para los

3 años y el número de meses contenidos en ese período) y la estimación inicial (proyección) de las ventas mensuales de la distribuidora. Luego, con cierta frecuencia (por ejemplo, cada 3 meses como ocurre en California) se revisa el nivel de ventas efectivamente realizado y se ajusta la tarifa eléctrica para el trimestre siguiente, de modo de asegurar que los ingresos percibidos por las distribuidoras durante los 3 años correspondan a los fijados por la autoridad al principio del período.

Esto es, si las ventas reales son más bajas que lo pronosticado para el primer trimestre (por cualquier razón, ya sea por EE, por AE o por cambios en el clima y/o la actividad económica), entonces se aplica una nivelación hacia arriba en las tarifas del próximo trimestre para compensar a la distribuidora. Si, por el contrario, las ventas reales son mayores que lo pronosticado para ese trimestre, se aplica una nivelación hacia abajo en las tarifas del próximo trimestre para compensar a los consumidores. De este modo, este mecanismo asegura un nivel de ingresos reales constante para las distribuidoras, independiente de la trayectoria de la demanda (es decir, si las ventas son muy altas el primer trimestre, se bajan las tarifas del segundo trimestre para obtener un ingreso equivalente al correspondiente a un ajuste a la demanda proyectada durante ambos trimestres).

Un aspecto clave en la implementación de este mecanismo de desacoplamiento es la evaluación de los requerimientos de ingresos de las empresas distribuidoras. Por ejemplo, en California, Estados Unidos, la entidad reguladora correspondiente (*California Public Utility Commission*, CPUC) aprueba los requerimientos de ingresos de las empresas distribuidoras cada tres años (no obstante los requerimientos de ingresos de las distribuidoras se ajustan año a año en base a la inflación). La CPUC aprueba cada tres años mecanismos específicos para cada empresa distribuidora, basados en propuestas iniciales de requerimientos de ingresos proporcionadas por cada distribuidora y, en algunos casos, en acuerdos con interventores.

Evaluar los requerimientos de ingresos de las empresas distribuidoras no es una tarea fácil en ninguna parte del mundo, pero podría ser significativamente más complejo en Chile que en otros países debido a que el esquema tarifario chileno se basa en la definición de un número limitado de empresas modelo, las que son extrapoladas a toda la industria considerando el área geográfica de

cada distribuidora. Este hecho conlleva la existencia de importantes asimetrías de información, haciendo más compleja la evaluación de los requerimientos de ingresos de las distribuidoras.

Cabe destacar que el mecanismo de desacoplamiento sólo desincentiva a las distribuidoras a impulsar el aumento en el consumo de energía, pero no necesariamente entrega incentivos a disminuir el consumo. Es por ello que, tal como se realiza en California, Estados Unidos, resulta fundamental que el mecanismo de desacoplamiento sea complementado con otros mecanismos de incentivos.

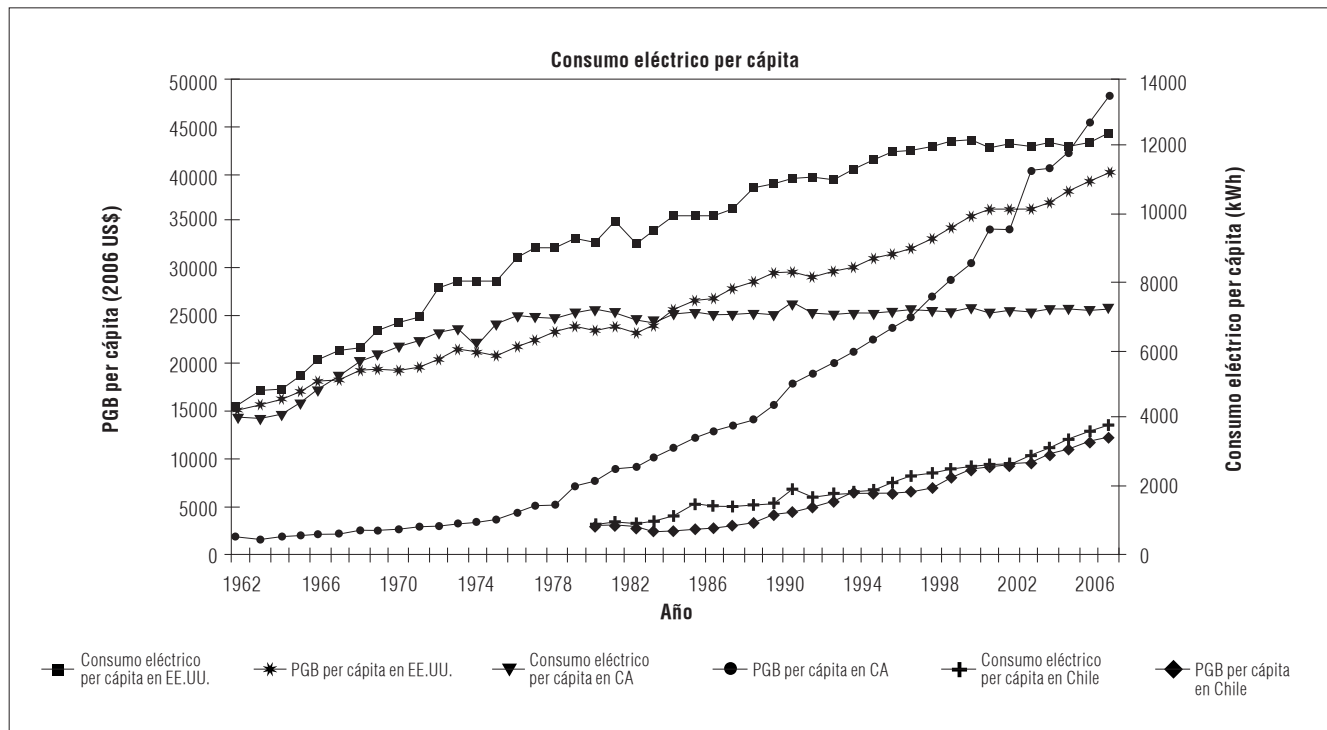
Una de las ventajas de este mecanismo es que la estimación (proyección) inicial de las ventas no es tan crucial, dado que ella sólo incide en la fijación de las tarifas para el primer trimestre y cualquier error de estimación puede ser ajustado en los trimestres siguientes. Ésta es una característica importante para una eventual implementación de este tipo de mecanismos en Chile, donde la autoridad reguladora tiene generalmente acceso limitado a los modelos de pronósticos de ventas de las distribuidoras y a otros datos necesarios para una estimación precisa de las ventas de electricidad.

Naturalmente, la implementación de un mecanismo regulatorio de desacoplamiento requiere contar con una tarifa de electricidad regulada para los usuarios finales. El hecho de que en Chile las tarifas de los usuarios residenciales son reguladas, representa una ventaja para una eventual implementación de un mecanismo de desacoplamiento. Sin embargo, la importancia (en términos de porcentaje del consumo nacional) de los consumidores no regulados podría ser una barrera para alcanzar acuerdo sobre los requerimientos de ingresos de las distribuidoras.

Medir la relación costo-efectividad de los mecanismos de desacoplamiento es una tarea compleja, debido principalmente a la coexistencia de diversos mecanismos. En California, por ejemplo, la implementación del mecanismo de regulación por desacoplamiento, en conjunto con un mecanismo de incentivos basado en el desempeño y un diseño de tarifas flexible (esquema de precios de tipo *time-of-use*), han contribuido enormemente a lograr un desacoplamiento entre el desarrollo de la economía y el consumo energético del estado californiano, tal como se aprecia en la Figura 2⁴. Sin embargo, no es posible

4. Sauma (2007) realiza una estimación gruesa de la relación costo-efectividad de los programas de EE y AE en California, comparando la evolución del consumo de electricidad y la evolución del nivel de inversión en EE y AE. Se estima que la relación costo-efectividad de todas las medidas implementadas en California para ahorrar energía durante el período 2002-2006 varía entre 52 kWh ahorrados por cada dólar (2002 US\$) invertido en EE y AE (en 2006) y 74 kWh ahorrados por cada dólar (2002 US\$) invertido en EE y AE (en 2005), con un valor promedio de 63 kWh ahorrados por cada dólar (2002 US\$) invertido en EE y AE.

Figura 2 | **Desacoplamiento entre el PGB y el consumo eléctrico en California**



Fuente: Elaboración propia

identificar qué fracción de los beneficios proviene exclusivamente de la implementación del mecanismo de desacoplamiento. No obstante esta dificultad para estimar la relación costo-efectividad de este tipo de mecanismo, la percepción general de las autoridades de California es que el mecanismo de desacoplamiento ha jugado un rol esencial en los logros alcanzados en EE y AE.

2.2 Mecanismos de incentivos basados en el desempeño

Los mecanismos de incentivos basados en el desempeño son una forma de regular a las empresas ofreciéndoles incentivos financieros a bajar las tarifas, bajar los costos, o a mejorar el desempeño no monetario en relación a la regulación tradicional. No obstante la industria de la distribución eléctrica tiene considerable experiencia con mecanismos de incentivos que buscan alcanzar áreas específicas de desempeño, la implementación de mecanismos que cubren un amplio conjunto de costos de las distribuidoras son relativamente escasos.

Una de las principales ventajas de estos mecanismos es que proporcionan un incentivo financiero a las distribuidoras para mejorar su eficiencia debido a que se les

permite retener parte de los ahorros logrados. Dado que en Chile los costos de generación, transmisión y distribución de electricidad son traspasados a los consumidores finales, la implementación de un mecanismo de incentivos basados en el desempeño incentivaría a las distribuidoras a reducir sus costos y mejorar la eficiencia debido a que se les permitiría retener parte de esos ahorros como ganancia.

Existen diversas maneras de cómo el mecanismo de incentivos basado en el desempeño puede ser implementado para proveer incentivos financieros a las distribuidoras por alcanzar o exceder ciertas metas. Estas incluyen: permitir a las distribuidoras obtener una tasa de retorno sobre las inversiones en EE y AE igual a las inversiones del lado de la oferta y otras inversiones de capital; entregar a las distribuidoras una tasa de retorno aumentada sobre las inversiones en EE y AE o sobre todas las inversiones de las distribuidoras; otorgar a las distribuidoras una recompensa financiera por alcanzar ciertas metas, y dar a las distribuidoras un incentivo proporcional a los beneficios totales netos que producen los programas de EE y AE.

Un enfoque interesante es el de compartir los ahorros (o ganancias), el que puede complementar un esquema de regulación vía precios máximos o vía ingresos máximos. Bajo el mecanismo de participación en las ganancias, los precios o ingresos se ajustan de manera de mantener las utilidades de la distribuidora dentro de un cierto rango. Si las ganancias de los programas de EE y AE son positivas, los beneficios se comparten (recortan) y, si las ganancias son negativas, se comparten las pérdidas. El éxito de este tipo de mecanismos depende fuertemente del tamaño de la banda (o rango) y de la fracción de las ganancias que se le permite a las distribuidoras retener. Un ejemplo de un mecanismo de participación en las ganancias se ilustra en la Figura 3.

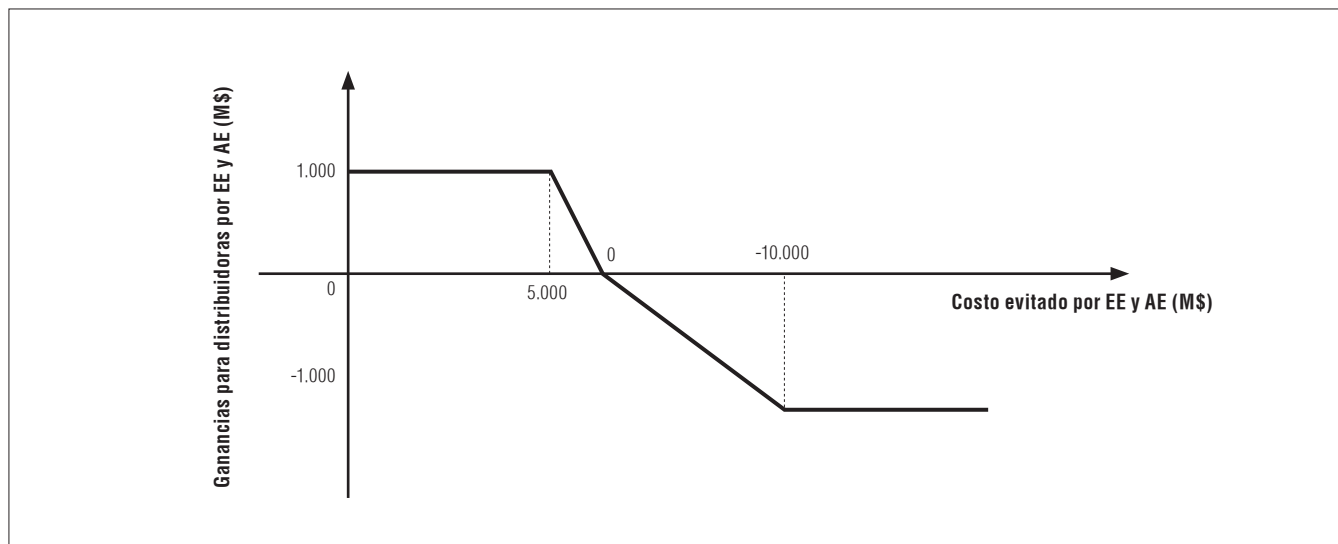
Por otra parte, bajo este tipo de mecanismos resulta importante controlar que la calidad del servicio no disminuya como consecuencia de los incentivos a reducir costos de las distribuidoras. Para ello, la correcta medición y verificación de los ahorros obtenidos de las medidas de EE y AE es fundamental. Además, debe tenerse en cuenta que este tipo de mecanismos podría afectar la equidad percibida sobre la asignación de los beneficios de los ahorros por EE y AE entre las distribuidoras y los consumidores.

Un mecanismo relacionado con el mecanismo de incentivos basado en el desempeño es el esquema de tarificación temporalmente diferenciado, aunque no representa un mecanismo de incentivos basado en el desempeño propiamente tal. Básicamente, un modelo de tarificación

temporalmente diferenciado consiste en un sistema de precios que considera tarifas distintas dependiendo del bloque horario del día y de la estación del año que se considera. Por ejemplo, podrían existir tres niveles de tarifas para los distintos bloques horarios del día: tarifa en período *peak*, tarifa en período *shoulder* (horas previas y posteriores al período *peak*) y tarifa en período *off-peak*. Todas estas tarifas (para los distintos tipos de consumidores) pueden variar dependiendo del área geográfica de localización del consumidor, así como también entre el período de primavera-verano y el período de otoño-invierno.

Una de las principales ventajas de este tipo de modelo de precios es que establece un incentivo no sólo a la reducción del consumo de electricidad en horario de punta, sino también al aumento del consumo eléctrico en ciertas horas no punta, “almacenando” energía para las horas punta. De esta forma, este esquema puede lograr una mayor efectividad desde el punto de vista de incentivar un uso más eficiente de la energía por parte de los consumidores. Sin embargo, cabe destacar que la implementación de un esquema de tarifas horarias flexibles requiere de estudios de costos y estimaciones de demanda precisos para determinar las tarifas de cada bloque horario de manera eficiente, de modo de lograr los cambios deseados en el patrón de consumo de los usuarios finales (es decir, de manera de lograr “aplanar” la curva de carga y de estimular el ahorro global de energía).

Figura 3 | Ejemplo de un mecanismo de participación en las ganancias



Fuente: Elaboración propia

Además, la tarificación horaria flexible podría permitir a las distribuidoras el posponer en el tiempo las inversiones necesarias para aumentar la capacidad de los sistemas de distribución. Otra ventaja de la tarificación horaria flexible es la simplicidad de su diseño, lo que permite una implementación sencilla y una comprensión rápida y efectiva por parte de los usuarios finales. La mencionada Resolución Exenta N° 385/09 representa un avance en este sentido.

No obstante las ventajas de un esquema de tarifas horarias flexibles, resulta evidente que la solución de largo plazo para incentivar la EE y el AE no puede fundamentarse sólo en este tipo de esquema, sino que debe complementarse con otros mecanismos regulatorios.

2.3 Mecanismos de certificados transables

Otro esquema regulatorio para fomentar la EE y el AE es el uso de certificados de ahorro de energía que se transan en el mercado, tal como ocurre en Italia y otros países de Europa. Básicamente, este mecanismo consiste en requerir a las empresas distribuidoras de electricidad que posean un número específico de certificados de ahorro de energía, en concordancia con las metas generales de EE y AE establecidas (en Italia, por ejemplo, para el periodo 2005-2009 la meta es que los distribuidores de electricidad ahorren 1.6 millones de toneladas métricas de petróleo equivalente, lo que corresponde aproximadamente a un ahorro del 2% en el consumo actual de electricidad). Para lograr estas metas, las empresas distribuidoras de electricidad pueden operar programas de EE y AE por ellos mismos, operar programas de EE y AE en conjunto con terceras partes, o comprar créditos de EE y AE de terceras partes. Las empresas distribuidoras pueden adquirir los certificados a través de la creación e implementación de cualquier proyecto que resulte en un ahorro de energía (es decir, que resulte en un consumo energético menor que el consumo normal).

Un certificado de ahorro de energía (llamado “certificado blanco”) es creado por el gobierno y entregado a una empresa distribuidora de electricidad sólo una vez que el ahorro de energía logrado por la empresa ha sido medido y verificado (lo que incluye la verificación de que el ahorro de energía se debió a las medidas implemen-

tadas por la empresa y no por otros aspectos tales como climáticos, actividad económica, etc.). De este modo, este mecanismo incentiva el correcto desempeño de los programas de EE y AE. Una vez que las empresas distribuidoras de electricidad reciben los certificados blancos, éstos pueden ser usados para cumplir con sus propios requerimientos de certificados blancos o ser vendidos libremente a terceras partes (obligadas también a poseer un cierto número de certificados).

Si las empresas distribuidoras no cumplen los objetivos de EE y AE propuestos, ellas deben pagar una multa por no cumplimiento y comprometerse a cumplir la meta en los años siguientes. Es esencial para el correcto funcionamiento de este mecanismo que las multas sean lo suficientemente altas como para asegurar el cumplimiento de las metas.

Resulta fundamental reconocer que la medición y verificación del ahorro de energía alcanzado por los proyectos de EE es la clave para la efectividad del esquema de certificados transables de ahorro de energía, al igual como lo es en el caso de los mecanismos de incentivos basados en el desempeño. Así mismo, la armonización del proceso de verificación es crucial para evitar incertidumbre, duplicación de esfuerzos y una potencial pérdida de credibilidad en el mercado.

Consecuentemente, la fiscalización debe ser muy efectiva en este tipo de esquema regulatorio para que el sistema funcione bien. En ese sentido, de implementarse este tipo de mecanismo en Chile, podría ser recomendable que un organismo privado externo actúe como fiscalizador, dando fe de los logros alcanzados por cada proyecto de EE y AE. Sin embargo, esto haría que los costos de la fiscalización de los certificados blancos sean muy altos (eso sin considerar el problema adicional de encontrar a dicho fiscalizador externo que esté dispuesto a ofrecer un servicio confiable y eficiente)⁵.

La implementación de un mecanismo de certificados transables de ahorro de energía tiene dos grandes ventajas: por una parte, asegura –asumiendo una efectividad total en la fiscalización– el cumplimiento de una meta global (meta país) en EE y AE⁶; y por otra parte, permite reducir la intervención del gobierno, dejando que el mercado se encargue, a través de su operación

5. Mundana y Neij (2006) estimaron que los costos de medición y verificación, en Italia, de un proyecto de EE que reduce 10 mil toneladas de CO₂ equivalente (correspondiente aproximadamente a un ahorro de energía eléctrica de 22 GWh), varían entre 3.000 y 10.000 euros. Conjuntamente, encontraron que el costo de medición y verificación depende de la magnitud del ahorro logrado por el proyecto de EE, existiendo claras economías de escala.

6. Esta meta global en EE y AE también podría establecerse en conjunto con metas de ahorro en la industria del gas u otros energéticos, tal como ocurre en Europa.

normal, de una asignación eficiente de los certificados blancos (es decir, asignar los certificados a aquellos que más los valoran). Sin embargo, una eventual implementación en Chile de un mecanismo de certificados blancos también tiene desventajas. Requiere cambios en la regulación eléctrica chilena aún más radicales que los otros mecanismos estudiados. Además, para alcanzar las metas propuestas de la manera más costo-efectiva, los mercados de certificados blancos deben ser suficientemente líquidos y aceptados por todos los actores del mercado. Dada la poca madurez de los mercados de EE y AE en Chile, resulta recomendable esperar a que éstos maduren antes de implementar este tipo de esquema regulatorio en nuestro país.

2.4 Imposición legal

Otra alternativa para fomentar la EE y el AE es la imposición legal a las empresas distribuidoras de electricidad de gastar un cierto porcentaje de sus ingresos en medidas de EE y AE, tal como ocurre en Brasil y Alemania. En Brasil, una ley federal obliga a cada una de las 60 empresas concesionarias de distribución de electricidad, que sirven a los 26 estados brasileros, a invertir al menos el 1% de sus ingresos en programas de EE y AE. Esta inversión debe ser utilizada en la implementación de programas de EE y AE aprobados por el gobierno (contenidos en un manual de programas de EE, el que describe los tipos de proyectos de EE y AE que son aceptables para invertir en el cumplimiento de la ley del 1%, varios de los cuales se refieren a los sistemas de iluminación). Adicionalmente, la mitad del dinero que las empresas distribuidoras designan a programas de EE y AE es asignado a un fondo administrado por un comité con participación pública y privada, el que decide los proyectos de EE y AE más convenientes para invertir.

En Brasil, para dar cumplimiento a la ley del 1% (en lo que respecta a la parte del dinero que no va al fondo administrado por el comité con participación pública y privada), la gran mayoría de las empresas concesionarias de distribución de electricidad han creado departamentos propios de EE, los cuales dan obediencia a la ley principalmente a través de tres alternativas: (i) el desarrollo e implementación propia de programas de EE y AE, (ii) el desarrollo de programas de EE y AE en conjunto con universidades y/o institutos de investigación, y (iii) la firma de contratos con compañías de servicios de energía para subcontratar el desarrollo y/o implementación de programas de EE y AE.

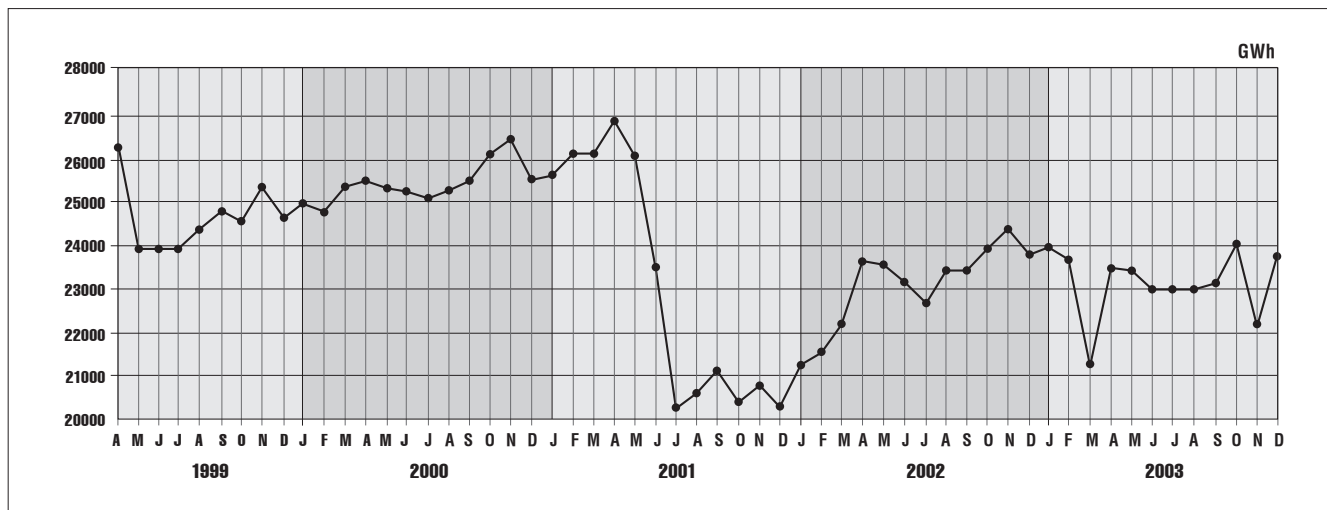
Para obtener una apreciación, en forma agregada, del grado de costo-efectividad de las medidas implementadas en Brasil para ahorrar energía, se puede comparar la evolución del consumo de electricidad y la evolución del nivel de inversión en EE y AE. La Figura 4 muestra la evolución del consumo de electricidad en Brasil entre los años 1999 y 2003. El año 2001 merece especial atención debido a la crisis eléctrica vivida en Brasil en dicho año y el racionamiento eléctrico ocurrido. Si se asume que el consumo de energía eléctrica observado antes de la crisis del 2001 se hubiese mantenido de no ser por las inversiones realizadas en programas de EE y AE, se puede estimar un índice agregado de costo-efectividad de las medidas implementadas para ahorrar energía. Para el período entre 2002 y 2006, el valor promedio de este índice agregado de costo-efectividad es de 25 kWh ahorrados por cada dólar (2002 US\$) invertido en EE y AE.

Una de las mayores ventajas de los mecanismos de imposición legal es su simplicidad de implementación, lo que los hace políticamente atractivos. Otra ventaja de estos mecanismos es que no requieren, en teoría, de financiamiento extra de parte del gobierno para implementar los programas de EE y AE. Además, el proceso de verificación y fiscalización es fácil de implementar y de bajo costo. Sin embargo, una de las principales dificultades de este tipo de mecanismo regulatorio es que no proporciona un incentivo claro a las empresas distribuidoras para realizar un alto desempeño en sus programas de EE y AE y para invertir en los programas de EE y AE que sean más costo-efectivos.

Bajo este tipo de régimen regulatorio, las distribuidoras ven a los programas de EE y AE como restricciones en el proceso productivo, en vez de como potenciales fuentes de recursos económicos y energéticos (contrario a lo que ocurre en los otros mecanismos estudiados aquí). Consecuentemente, si bien Chile podría alcanzar niveles considerables de ahorro de energía usando un mecanismo de imposición legal, dicho mecanismo podría incentivar el desarrollo e implementación de programas de EE y AE que son altamente intensivos en capital y de baja costo-efectividad, debido a que este mecanismo no elimina los incentivos de las distribuidoras a fomentar un mayor uso de la energía.

Por otra parte, no resulta evidente la forma de decidir el porcentaje óptimo de los ingresos que deben gastar las empresas distribuidoras en medidas de EE y AE. Más aún, es altamente probable que la solución más costo-

Figura 4 | Evolución del consumo de electricidad en Brasil entre los años 1999 y 2003



Fuente: ANEEL

efectiva sea precisamente que las distintas distribuidoras gasten porcentajes distintos de sus ingresos en programas de EE y AE.

3. Financiamiento de los programas de EE y AE

En prácticamente todos los esquemas regulatorios para fomentar la EE y el AE surge la necesidad de encontrar el financiamiento necesario para su correcta implementación. Una solución bastante común a esta problemática es obtener el financiamiento directamente de los usuarios finales o de las distribuidoras⁷. Pero aún así, no es claro que exista la liquidez necesaria para implementar los programas costo-efectivos de EE y AE. Cabe preguntarse, entonces, cómo poder mejorar el acceso a capital para financiar programas de EE y AE.

En esta sección se describe la naturaleza del problema del acceso a capital para financiar los programas de EE y AE y se discuten muy brevemente algunas soluciones que mejoran las condiciones en que los bancos prestan dinero a los agentes privados para financiar estos programas.

3.1 Naturaleza del problema

En Chile, la gran mayoría de las empresas privadas utilizan una tasa de retorno cercana al 30% para evaluar los proyectos de EE y AE (es decir, con un tiempo promedio de 3.5 años para recuperar la inversión en EE y AE). Por otra parte, los bancos (prestamistas) chilenos normalmente prestan dinero a una tasa cercana al 18%. Esta brecha es la raíz de la problemática del financiamiento. Dicha problemática no es exclusiva de Chile, sino que constituye un problema global.

Hay diversas razones que explican por qué las tasas exigidas a los proyectos de EE y AE son tan altas. Primero, los préstamos bancarios para proyectos de EE y AE generalmente no son “hipotecables” debido a que el equipamiento para EE y AE no es suficientemente líquido (equipos son difíciles de embargar y revender). Segundo, los prestamistas no están necesariamente familiarizados con el concepto de EE y AE, lo que hace que perciban estos proyectos como de alto riesgo, especialmente si dichos proyectos se basan en sólo una o dos medidas de conservación de energía. Tercero, el prestamista puede sentir temor de ser engañado por un ejecutor de proyectos de EE y AE, debido a la dificultad que existe

7. En California, por ejemplo, con la desregulación del sector eléctrico, la CPUC estableció un recargo especial en las cuentas de electricidad de los consumidores finales, conocida como *public goods wires charge*, para financiar aquellas actividades de beneficio público que eran anteriormente provistas de manera centralizada y que fueron diluidas con la desregulación del sector eléctrico (principalmente, programas de EE y AE). Este recargo (*public goods wires charge*) se calcula como un porcentaje (actualmente 1%) del consumo en el mes anterior y se aplica independientemente a cada cuenta de electricidad de los consumidores finales. Estos fondos aportaron alrededor de 1,8 billones de dólares en el período 2006-2008. Si bien este tipo de recargo en las cuentas de los consumidores es una medida fácil de implementar desde el punto de vista técnico, representa una medida bastante impopular, la cual es especialmente relevante en países en vías de desarrollo como Chile, donde muchas de las decisiones sobre políticas públicas son tomadas en un fuerte contexto político.

para medir y verificar los resultados de EE y AE en forma precisa. Y cuarto, existe poca competitividad en el mercado de los potenciales prestamistas, lo que puede inducir a relaciones de “conveniencia” entre empresas distribuidoras que deseen implementar programas de EE y AE y los prestamistas.

Por todas estas razones, resulta fundamental poder “educar” a los prestamistas en la naturaleza particular de los proyectos de EE y AE. En la siguiente sección se vislumbran algunas ideas que pueden contribuir a este lineamiento.

3.2 ¿Qué se puede hacer para mejorar el acceso a financiamiento para EE y AE?

Una primera recomendación para mejorar el acceso a capital para financiar proyectos de EE y AE es la diversificación de proyectos y préstamos. Por una parte, las empresas que desarrollan medidas de EE y AE deben diversificar su riesgo invirtiendo en diversos proyectos; no sólo en el reemplazo de ampolletas, sino también en la eficiencia de los motores, de los sistemas de calefacción, de los sistemas de enfriamiento y de los sistemas de agua (esta diversificación del portafolio de proyectos funciona exactamente en el mismo sentido por el cual un fondo mutuo es más seguro que invertir en un único instrumento financiero). Por otra parte, los prestamistas deben diversificar su riesgo prestando dinero a diferentes proyectos de diversas empresas, creando un *pool* de proyectos de EE y AE a financiar.

Otra recomendación para mejorar el acceso a capital para financiar proyectos de EE y AE es contar con una herramienta común para medir la relación costo-efectividad de las distintas medidas de EE y AE. Para facilitar el financiamiento en EE y AE, los prestamistas, los instaladores y los clientes deben estar de acuerdo en los ahorros de energía (o, al menos, en la forma en que dichos ahorros serán medidos y verificados). Esto no es tan simple como pudiera parecer a primera vista, ya que esencialmente se quiere medir algo (el uso de energía) que ya no existe. Si bien la solución obvia es medir el uso de energía antes y después del proyecto, no es tan obvia la influencia de factores externos (tales como el clima, la productividad y el tiempo de uso, entre otros) en el cambio en el uso de la energía.

La implementación exitosa de la mayoría de los mecanismos que incentivan la EE y el AE requiere una co-

recta medición y verificación de los ahorros energéticos alcanzados. En California, Estados Unidos, por ejemplo, se desarrolló una herramienta computacional, llamada *E3 calculator*, que provee un marco común (usado no sólo por las distribuidoras, sino que por cualquier agente del mercado) para medir la relación costo-efectividad de cada medida de EE y AE sobre una base única⁸. Esta herramienta es usada también por las distribuidoras para desarrollar subastas de medidas de EE de parte de subcontratistas y para luego evaluar el correcto desempeño de dichos programas luego de su implementación. En Chile, donde no se dispone de una base de datos completa del consumo eléctrico de cada artefacto, adaptar una base de datos de los consumos estándar de cada artefacto a la realidad nacional es un requisito previo a la implementación de casi cualquier mecanismo.

Una tercera recomendación es contar con el apoyo del gobierno para educar a los prestamistas en los temas de EE y AE y para proveer subsidios a los prestamistas destinados a bajar las tasas de interés para proyectos de EE y AE, lo cual es especialmente relevante en las primeras etapas de desarrollo del mercado. En este sentido, la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO) y el Programa País de Eficiencia Energética (PPEE) ya han desarrollado una serie de instrumentos que apuntan en esta dirección. Por otra parte, una consideración importante a tener en cuenta por el gobierno debe ser la estrategia óptima de salida, es decir, cuándo el gobierno considera que el mercado de la EE es suficientemente maduro como para eliminar los subsidios establecidos.

Relacionado con esta última recomendación, está la posibilidad de conseguir financiamiento para proyectos de EE y AE por medio del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) establecido en el protocolo de Kioto. Brasil, China e India, son algunos países que han utilizado el MDL para financiar proyectos de EE. Lamentablemente, el MDL ha sido cuestionado en los últimos años debido a lo difícil que ha resultado medir y verificar los ahorros obtenidos por los proyectos financiados.

4. Conclusiones y recomendaciones para la agenda pública

Las recientes tendencias en políticas regulatorias dirigidas a remover los incentivos negativos, y/o proporcionar incentivos positivos para que las empresas distribuidoras de electricidad promuevan y ayuden a sus clientes a

8. El principal indicador utilizado para medir la relación costo-efectividad de los programas de EE y AE es el cociente entre la cantidad de kWh ahorrados y los costos incrementales (costos evitados).

alcanzar mayores niveles de EE y AE han sido estudiadas en este artículo. Específicamente, se han estudiado los cuatro principales tipos de mecanismos regulatorios que el gobierno de Chile ha analizado en los últimos años: (i) el mecanismo regulatorio de desacoplamiento entre los ingresos de las distribuidoras y el nivel de uso de energía de sus clientes (ventas), (ii) el mecanismo de incentivos basado en el desempeño, (iii) el mecanismo de certificados transables de ahorro de energía, y (iv) el mecanismo regulatorio de imposición en el gasto de las distribuidoras en EE y AE.

Estos mecanismos regulatorios no son mutuamente excluyentes, sino complementarios. Es posible que un país que usa un mecanismo de desacoplamiento implemente, además, mecanismos basados en el desempeño o mecanismos basados en el mercado, como los certificados transables de ahorro de energía. Mecanismos basados en incentivos (o zanahorias) para las distribuidoras, como el mecanismo de desacoplamiento de los ingresos, el mecanismo de incentivos basado en el desempeño y el mecanismo de certificados transables de EE, son generalmente preferibles a mecanismos de tipo garrote, como el mecanismo de la imposición legal. No obstante, el esquema óptimo a implementar en Chile probablemente es una combinación de muchas zanahorias y unos pocos garrotes (tales como multas por incumplimiento, etc.).

En el caso de Chile, dada la poca madurez de los mercados de EE y AE, resulta recomendable establecer un mecanismo de certificados transables de ahorro energético sólo después de haber introducido otros mecanismos regulatorios como el desacoplamiento o los incentivos basados en el desempeño. Esto debido a que, en el mecanismo de certificados transables de ahorro energético, los certificados blancos tienden a ser dispersos al comienzo por la necesidad de liquidez del mercado. De este modo, los primeros mecanismos (desacoplamiento y/o incentivos basados en el desempeño) permiten alcanzar una cierta madurez de los mercados de EE y AE, para luego implementar un mecanismo de certificados transables de ahorro energético que permita invertir en EE y AE cuando es más difícil encontrar proyectos de EE y AE que sean costo-efectivos.

Finalmente, algunas recomendaciones para mejorar el acceso a capital disponible para proyectos de EE y AE son: (i) la diversificación de proyectos y préstamos, (ii) contar con una herramienta común para medir la relación costo-efectividad de las distintas medidas de EE y AE, y (iii) contar con el apoyo del gobierno para educar a los prestamistas en los temas de EE y AE y para proveer subsidios a los prestamistas destinados a bajar las tasas de interés para proyectos de EE y AE, lo cual es especialmente relevante en las primeras etapas de desarrollo del mercado.

Referencias

- CNE**, Comisión Nacional de Energía, 2008. *Política Energética: Nuevos Lineamientos. Transformando la Crisis Energética en Oportunidad*. Santiago, Chile: Comisión Nacional de Energía, Gobierno de Chile.
- Harrington, C., Murray, C., y Baldwin, L.**, 2006. *Energy Efficiency Policy Toolkit*. Montpelier, Vermont, EE.UU.: The Regulatory Assistance Project. Disponible online en <http://www.raponline.org>
- Kushler, M. y Vine, E.**, 2003. *Examining California's Energy Efficiency Policy Response to the 2000/2001 Electricity Crisis: Practical Lessons Learned Regarding Policies, Administration, and Implementation*. Washington, D.C., EE.UU.: American Council for an Energy-Efficient Economy, U033. Disponible online en <http://aceee.org/publications>
- Mundaca, L. y Neij, L.**, 2006. *Transaction Costs of Energy Efficiency Projects: A Review of Quantitative Estimations*. Lund, Suecia: Internacional Institute for Industrial Environmental Economics (IIIEE), Lund University, EIE 04/123/S07.38640.
- Sauma, E.**, 2007. *Estudio del Marco Regulatorio de la Distribución de Energía Eléctrica en Chile: Investigación, Análisis y Propuestas Para Fomentar la Incorporación de Criterios de Eficiencia Energética por Parte de las Empresas Distribuidoras*. Santiago, Chile: Programa País de Eficiencia Energética (PPEE), Subsecretaría de Economía, Fomento y Reconstrucción, Ministerio de Economía.
- Schleich, J., y Gruber, E.**, 2008. Beyond case studies: Barriers to energy efficiency in commerce and services sector. *Energy Economics*, 30 (2), pp. 449-464.



PONTIFICIA
UNIVERSIDAD
CATÓLICA
DE CHILE

VICERRECTORÍA DE COMUNICACIONES Y ASUNTOS PÚBLICOS
DIRECCIÓN DE ASUNTOS PÚBLICOS

Alameda 340, 3^{er} piso. Teléfono: 354 6637. Email: asuntospublicos@uc.cl www.uc.cl