



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE  
ESCUELA DE INGENIERIA

**MECANISMOS DE INCENTIVO PARA  
FOMENTAR LOS PROGRAMAS DE  
EFICIENCIA ENERGÉTICA EN LAS  
DISTRIBUIDORAS DE ENERGÍA  
ELÉCTRICA**

**KARIM TAMARA OSORIO CONTRERAS**

Tesis para optar al grado de  
Magíster en Ciencias de la Ingeniería

Profesor Supervisor:  
**ENZO SAUMA S.**

Santiago de Chile, Mayo, 2013.

© 2013, Karim Osorio Contreras



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE  
ESCUELA DE INGENIERIA

**MECANISMOS DE INCENTIVO PARA  
FOMENTAR LOS PROGRAMAS DE  
EFICIENCIA ENERGÉTICA EN LAS  
DISTRIBUIDORAS DE ENERGÍA  
ELÉCTRICA**

**KARIM TAMARA OSORIO CONTRERAS**

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores:

**ENZO SAUMA**

**RICARDO PAREDES**

**NICOLA BORREGAARD**

**LUIS RIZZI**

Para completar las exigencias del grado de  
Magíster en Ciencias de la Ingeniería  
Santiago de Chile, Mayo, 2013

A mi familia por su apoyo constante  
e incondicional.

## **AGRADECIMIENTOS**

En primer lugar, me gustaría agradecer a mi profesor supervisor, Enzo Sauma, por su apoyo y guía en todo este proceso. Más allá de los resultados obtenidos producto de este trabajo, le agradezco la preocupación que muestra por la formación de sus alumnos, por darnos las herramientas para que nosotros mismos seamos capaces de construir nuevo conocimiento, que aunque debo reconocer que durante el proceso muchas veces no entendí muy bien el objetivo de aquello, ahora que miro hacia atrás lo valoro inmensamente. También quería agradecer su metódica dedicación y rigurosidad, las cuales fueron mostradas en un millón de detalles, desde darse el tiempo para reunirse constantemente, hasta el guardar cuidadosamente cada avance que le iba entregando. Su vocación como docente es realmente destacable, el estar siempre preocupado de entregar lo mejor de sí para contribuir al desarrollo de sus alumnos tanto en el ámbito del conocimiento como también en cuanto a su calidad humana. En fin, creo que son infinitas cosas las que tengo que agradecerle, pero si tuviera que destacar alguna en particular le agradecería especialmente por la confianza depositada en mí y en mis capacidades.

Dado que este trabajo simboliza el término de una etapa de mi vida, también me gustaría aprovechar la instancia para agradecer a aquellos que han estado presentes en todo mi proceso de formación. Agradecer a mi familia en general, por su apoyo constante e incondicional. En particular quisiera darles las gracias a mis padres. A mi padre, por enseñarme a soñar y a creer que esos sueños pueden convertirse en realidad, por mostrarme con su ejemplo que nada es imposible si uno realmente se propone el lograrlo. A mi madre, por enseñarme que si bien es difícil llegar a cumplir esos sueños que uno se propone, sólo pueden concretarse a través de un trabajo arduo y constante. También quiero agradecer a mi hermano, por haberme acompañado en todo el proceso y por haber ido siempre pavimentando mi camino; y a mi madrina, por sus consejos y por apoyarme en todos los momentos claves. Finalmente, darle las gracias a mis amigos más cercanos, porque aunque son pocos, valen por cientos, gracias por haber estado conmigo siempre que los he necesitado.

## INDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA.....	ii
AGRADECIMIENTOS .....	iii
INDICE DE TABLAS .....	vi
INDICE DE FIGURAS .....	viii
RESUMEN.....	ix
ABSTRACT.....	x
1. INTRODUCCIÓN .....	1
1.1. Hipótesis de la tesis.....	5
1.2. Objetivos de la tesis.....	5
1.3. Contribución de la tesis.....	6
1.4. Organización de la tesis.....	7
2. MECANISMOS REGULATORIOS PARA fomentar los programas de Eficiencia Energética en las distribuidoras de energía eléctrica.....	8
2.1. Mecanismo de desacople de los ingresos.....	8
2.2. Mecanismo de incentivos basados en el desempeño.....	10
2.3. Mecanismo de certificados transables.....	12
2.4. Imposición legal.....	13
3. ESTADO DEL ARTE .....	14
3.1. Problemas Principal-Agente bi-nivel .....	14
3.2. Optimización con CVaR (Conditional Value-at-Risk) .....	16
4. MODELO DE INCENTIVOS A EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE ELECTRICIDAD PARA PROGRAMAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA .....	20
4.1. Problema a abordar.....	20
4.2. Formulación del modelo sin incertidumbre .....	21
4.3. Resultados del modelo sin incertidumbre .....	25
4.4. Formulación del modelo con incertidumbre .....	27

5.	CASO DE ESTUDIO .....	38
5.1.	Descripción de los parámetros .....	38
5.2.	Resultados y Discusión .....	49
6.	CONCLUSIONES .....	67
7.	NOMENCLATURA .....	71
7.1.	Modelo sin Incertidumbre .....	71
7.2.	Modelo con Incertidumbre .....	73
	BIBLIOGRAFIA.....	75
	A N E X O S.....	78
	Anexo A: RESULTADOS CASO SIN INCERTIDUMBRE .....	79
	Anexo B: PROGRAMAS DE EE DEL CASO DE ESTUDIO .....	84
	Anexo C: DATOS PARA ESTIMAR EL PARÁMETRO $k_j$ .....	88
	Anexo D: DATOS PARA ESTIMAR EL PARÁMETRO $\theta_j$ .....	92
	Anexo E: CÓDIGO MATLAB PARA SIMULAR EL CASO DE ESTUDIO .....	96

## INDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 5.1. Programas de EE de PG&E y SCE considerados en el caso de estudio. ....	41
Tabla 5.2. Consumo energético evitado por los programas de EE escogidos para el caso de estudio. ....	43
Tabla 5.3. Costo fijo asociado a los programas de EE escogidos para el caso de estudio. ....	45
Tabla 5.4. Coeficiente del costo asociado a los programas de EE escogidos para el caso de estudio. ....	47
Tabla 5.5. Utilidades Estado de California por la realización de programas de EE por parte de las distribuidoras de energía eléctrica del 2006 al 2011.....	49
Tabla 5.6. Resultados simulación caso con incertidumbre .....	50
Tabla 5.7. Costos fijos y costos variables de caso con incertidumbre .....	51
Tabla 5.8. Variables auxiliares en los distintos escenarios para caso con incertidumbre. ....	53
Tabla C. 1. Costos fijos asociados a los programas de EE escogidos para el caso de estudio, PG&E, 2010. ....	88
Tabla C. 2. Costos fijos asociados a los programas de EE escogidos para el caso de estudio, PG&E, 2011. ....	89
Tabla C. 3. Costos fijos asociados a los programas de EE escogidos para el caso de estudio, SCE, 2010.....	90
Tabla C. 4. Costos fijos asociados a los programas de EE escogidos para el caso de estudio, SCE, 2011.....	91
Tabla D. 1. Datos para calcular $\theta_j$ asociado a los programas de EE escogidos para el caso de estudio, PG&E, 2010. ....	92
Tabla D. 2. Datos para calcular $\theta_j$ asociado a los programas de EE escogidos para el caso de estudio, PG&E, 2011. ....	93
Tabla D. 3. Datos para calcular $\theta_j$ asociado a los programas de EE escogidos para el caso de estudio, SCE, 2010.....	94

Tabla D. 4. Datos para calcular  $\theta_j$  asociado a los programas de EE escogidos para el caso de estudio, SCE, 2011.....95

## INDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 3-1. Ilustración de VaR y CVaR.....	17
Figura 3-2. Definición de CVaR.....	18
Figura 5-1. Gráfico de $e_j$ NOM versus $\beta$ para caso con incertidumbre.....	53
Figura 5-2. Gráfico de $UP_j$ versus $\beta_j$ para caso con incertidumbre. ....	54
Figura 5-3. Gráfico de $\beta_j$ versus la Varianza de $e_j$ ,s/ Promedio de $e_j$ ,s para caso con incertidumbre. ....	55
Figura 5-4. Gráfico del promedio de $\alpha$ versus VaR para caso con incertidumbre.....	56
Figura 5-5. Gráfico del promedio de $\beta$ versus VaR para caso con incertidumbre.....	56
Figura 5-6. Gráfico de la suma de $e_j$ NOM versus VaR para caso con incertidumbre.....	57
Figura 5-7. Gráfico de UP versus VaR para caso con incertidumbre. ....	58
Figura 5-8. Gráfico del promedio de $\alpha_j$ versus el promedio de $\theta_j$ para caso con incertidumbre. ....	59
Figura 5-9. Gráfico del promedio de $\beta_j$ versus el promedio de $\theta_j$ para caso con incertidumbre. ....	59
Figura 5-10. Gráfico del promedio de $e_j$ NOM versus el promedio de $\theta_j$ para caso con incertidumbre. ....	60
Figura 5-11. Gráfico de $Up$ versus el promedio de $\theta_j$ para caso con incertidumbre.....	61
Figura 5-12. Gráfico del promedio de $\beta_j$ versus $ur_j$ para caso con incertidumbre.....	62
Figura 5-13. Gráfico del promedio de $e_j$ NOM versus $ur_j$ para caso con incertidumbre..	62
Figura 5-14. Gráfico de $Up$ versus $ur_j$ para caso con incertidumbre. ....	64
Figura 5-15. Gráfico de $Ua$ versus $ur_j$ para caso con incertidumbre. ....	64
Figura 5-16. Gráfico del promedio de $\beta_j$ versus $r$ para caso con incertidumbre.....	65
Figura 5-17. Gráfico de $Up$ versus $r$ para caso con incertidumbre. ....	66

## RESUMEN

En el contexto internacional, la eficiencia energética (EE) ha tomado cada vez más relevancia como fuente energética. Las empresas distribuidoras de electricidad juegan un rol importante en ello, debido principalmente a que éstas poseen información detallada acerca de los patrones de consumo de sus clientes. No obstante, bajo el marco regulatorio tradicional, las distribuidoras tienen desincentivos para promover la EE, debido a que una reducción en las ventas de energía reduce también sus ingresos y utilidades. Es por ello que, para apoyar a la implementación de un nuevo marco regulatorio, es necesario disponer de modelos que analicen los posibles efectos económicos de implementar distintos mecanismos de incentivos para fomentar la EE en las distribuidoras eléctricas.

En este contexto, la presente tesis propone dos modelos bi-nivel basados en la teoría Principal-Agente. Estos modelos permiten estudiar los efectos económicos de aplicar diversos esquemas de pago de manera integrada, considerando tanto un sistema de pago de compensaciones fijas como también un sistema basado en el desempeño de los programas de EE. En un primer modelo tanto la distribuidora (Agente) como el Estado (Principal) no consideran la incertidumbre asociada a los ahorros energéticos de los programas de EE. El segundo modelo corresponde a una sofisticación del modelo anterior, en el que el Estado considera que los ahorros energéticos están sujetos a incertidumbre a través del concepto del CVaR (*Conditional Value at Risk*).

En cuanto a los resultados obtenidos se observa que en términos generales le conviene al Estado adoptar un sistema de compensaciones basado en el desempeño más que financiar todos los costos fijos. No obstante, a medida que el Estado busca tener un nivel mayor de utilidad mínima esperada, le conviene adoptar un sistema mixto de compensaciones, en el cual se le pague a la distribuidora parte de los costos fijos en los que se incurrió y además se le entregue un incentivo basado en el desempeño.

Palabras Claves: Mecanismo de Incentivos, Eficiencia Energética, CVaR.

## ABSTRACT

In the international context, energy efficiency (EE) has become increasingly important as an energy source. Power distribution companies (DISCOs) play an important role on it, mainly because they own detailed information about the energy consumption patterns of their customers. However, under traditional regulatory schemes, DISCOs have disincentives to promote EE, because a reduction in energy sales also reduces their revenues and profits. Because of that, to support the implementation of a new regulatory scheme, it is necessary to have models that analyze the potential economic effects of implementing different regulatory mechanisms to incentivize DISCOs to implement EE programs.

In this context, this thesis proposes two bi-level models based on principal-agent theory. These models allow us to study the economic effects of implementing various payment schemes in an integrated manner, considering a fixed compensation payment as well as a performance-based incentive payment. In the first model, DISCOs (Agent) and the electricity regulatory institution (Principal) do not consider the uncertainty associated with the energy savings of EE programs. The second model is a sophistication of the previous model, in which the electricity regulatory institution considers the uncertainty associated with the energy savings of EE programs through the concept of CVaR (Conditional Value at Risk).

One of the main conclusions obtained from the results is that in general it is more convenient for the regulator (Principal) to adopt a performance-based incentive mechanism than a payment scheme financing the fixed costs of implementing EE programs. However, if the electricity regulatory institution seeks to have a higher level of minimum expected utility, it is optimal to adopt a mixed system of compensation, which takes into account the fixed cost compensation and performance-based incentive payments.

Keywords: Incentive Mechanism, Energy Efficiency, CVaR.

## 1. INTRODUCCIÓN

En el contexto internacional, la eficiencia energética (EE) ha estado tomando cada vez más relevancia como fuente energética, de hecho, la mayoría de los países miembros de la OCDE comenzaron con políticas de uso eficiente de la energía hace más de treinta años. En el caso chileno, se ha observado también dicha tendencia, dado que se comprende que la EE contribuirá a la seguridad de abastecimiento energético, además de lograr mediante ella una serie de beneficios económicos, sociales y ambientales. En Chile, el año 2005 se creó el Programa País de Eficiencia Energética (PPEE), el cual tuvo como misión "consolidar el uso eficiente como una fuente de energía, contribuyendo al desarrollo energético sustentable de Chile" (INAP, 2010). Posteriormente el PPEE fue reemplazado por una División de Eficiencia Energética en el Ministerio de Energía y la Agencia Chilena de Eficiencia Energética (AChEE), corporación de derecho privado dependiente del Ministerio de Energía, que se encarga de implementar programas para fomentar la EE en Chile. Una muestra de la importancia que le ha asignado el Estado a la EE es que desde el año 2005 a la fecha, el presupuesto destinado a programas de EE ha aumentado 29 veces (CNE, 2009).

Antes de ahondar en la problemática específica que aborda este trabajo, es necesario aclarar que el término de EE es entendido como el conjunto de acciones que provocan una reducción de la energía usada para generar el mismo servicio o nivel de actividad. Usualmente dicha reducción en el consumo de energía se asocia a un cambio tecnológico, no obstante, no siempre es así, ya que puede estar vinculada a una mejor gestión o a cambios en los hábitos culturales de la comunidad<sup>1</sup>. Como ejemplo de acciones que promueven la EE se pueden mencionar algunos de los programas de EE que lleva a cabo la AChEE, entre ellos figuran: Programa de formación de capacidades en EE en la Industria y Minería, el que consiste en "cursos y talleres orientados tanto a apoyar y mejorar la gestión de energía como a aumentar la información y conocimiento en nuevas tecnologías vinculadas a la eficiencia de los procesos en términos

---

<sup>1</sup> Información obtenida del sitio web: <http://www.worldenergy.org/publications/2838.asp>

energéticos”<sup>2</sup>; Programa de Implementación de Sistemas de Gestión de la Energía basados en la norma ISO 50.001 en empresas y organizaciones de distintos tipos de industrias y servicios a nivel nacional; Programa de EE en Edificios Públicos que contempla el desarrollo de proyectos que pueden incorporar medidas como mejoramiento y control operacional de procesos, remplazo de componentes, integración tecnológica, entre otros; Programa de desarrollo de mecanismos de información que incentiven la compra de vehículos eficientes, el que está creado para difundir entre consumidores y proveedores la etiqueta de EE para vehículos livianos nuevos que se vendan en Chile; Programa para incentivar las mejoras tecnológicas a vehículos de carga existentes, generando mayor información para el consumidor respecto de kits y productos que aseveran mejorar el rendimiento de sus vehículos; Programa Educativo Integral sobre EE para educación parvularia y básica, el que involucra el desarrollo en aula del concepto de EE, generación de diagnósticos energéticos y planes para el uso eficiente de la energía como un parte de la gestión escolar<sup>3</sup>.

También es necesario distinguir entre EE y ahorro energético, este último corresponde a una disminución de la cantidad total de energía utilizada, producida por una disminución en el tiempo de uso de un bien o servicio. Esto nos indica que si bien ambas generan una disminución en el consumo total de energía, la EE permite reducir la tasa a la cual se consume la energía, mientras que el ahorro energético permite reducir el número de horas en que se consume energía (Sauma, 2009).

Establecida la necesidad de fomentar la EE y habiendo aclarado ya el concepto al que hace referencia, se presenta la interrogante de qué organismo o institución debiera encargarse de la administración de los programas de EE. En este sentido se han señalado cuatro criterios a tener en cuenta al momento de responder esta pregunta, éstos son: (a) La compatibilidad con los objetivos públicos, es decir, que los objetivos estratégicos planteados a nivel de políticas públicas estén alineados con los intereses de quien sea el

---

<sup>2</sup> Información obtenida del sitio web: <http://www.acee.cl/areas/industria-mineria/lineas-de-accion/ind-formacion-capacidades>

<sup>3</sup> Información obtenida del sitio web: <http://www.acee.cl/>

encargado de administrar los programas de EE; (b) La efectividad de la estructura de incentivos, en el sentido de que logre alcanzar las metas de EE y de que además se haga de manera costo-efectiva; (c) La generación de economías de escala y ámbito, lo cual es especialmente relevante en los programas de EE que buscan generar transformaciones de mercado; (d) La contribución al desarrollo de una infraestructura de EE (Blumstein, 2003).

Las empresas distribuidoras de electricidad juegan un rol importante en la implementación de programas de EE, ello debido a que las distribuidoras de electricidad se encuentran en una posición privilegiada para contribuir a la superación de las barreras de mercado existente, ya que “(a) tienen acceso a los recursos necesarios para financiar las inversiones requeridas en eficiencia energética, (b) tienen relación con todos los consumidores en las áreas en las que operan y cuentan con la confianza de su clientela, (c) tienen – por lo general- conocimiento de las oportunidades existentes en el campo de la eficiencia energética, y (d) se encuentran en posición privilegiada, dada su condición de proveedores de energía, para balancear en forma armoniosa las inversiones por el lado de la oferta y de la demanda.” (Joskow, 2009).

No obstante, las distribuidoras tienen ciertas preocupaciones financieras relacionadas con el hecho de llevar a cabo programas de EE (Kushler, 2006), éstas son:

- Asegurar la recuperación de los costos directos de los programas de EE.
- Evitar la pérdida de ingresos asociada a la reducción del consumo energético que se genera por causa de la implementación de programas de EE.
- Tener la oportunidad de compartir las ganancias que genera la óptima ejecución de los programas de EE que lleven a cabo.

El segundo punto es especialmente relevante en el contexto de la realidad chilena, ya que con el actual diseño y regulación del mercado eléctrico de nuestro país, las empresas distribuidoras no tienen incentivos para promover la EE entre sus consumidores, sino más bien, tienen desincentivos, debido a que una reducción en las ventas de energía reduce también sus ingresos y utilidades. Es por ello que, para apoyar

a la implementación de un nuevo marco regulatorio, es necesario disponer de modelos que analicen los efectos de distintos esquemas de incentivos de EE en las empresas distribuidoras.

Respondiendo a esta necesidad, en el presente trabajo se estudian los posibles efectos económicos de implementar diversos mecanismos de incentivos para fomentar la EE en las distribuidoras eléctricas. Para ello se modeló el problema del Estado y de la distribuidora como un problema del tipo principal-agente, recogiendo la idea propuesta por Blumstein (2010). En este tipo de problemas el principal contrata al agente para que ejecute un determinado servicio, recibiendo el agente un pago a cambio de ello (Perez, 2004). El principal en este caso correspondería al Estado o al ente regulador del Estado encargado de verificar y promover el cumplimiento de ciertas metas de EE. Mientras que las empresas distribuidoras de electricidad jugarían el rol de agente. El principal está interesado en que el consumo energético evitado gracias a la implementación de programas de EE se incremente y que ocurra a mínimo costo. No obstante, esto dependerá principalmente de las decisiones que tome el agente y del tipo de programas de EE que éste ejecute. Es así que, para lograr su objetivo, el principal debe diseñar un mecanismo para compensar adecuadamente al agente, de manera tal que éstos se motiven a incrementar la cantidad neta total de energía ahorrada o consumo energético evitado por los programas de EE que realicen.

Desde un punto de vista económico, conviene destacar que el fomento de programas de EE en las distribuidoras de electricidad, corresponde a un resultado del segundo mejor. En este caso, no es posible implementar óptimamente el resultado del primer mejor, que correspondería a que el regulador pudiera tarifificar directamente el consumo de cada cliente, de manera similar al establecimiento de un impuesto piguviano por consumir electricidad. Debido a la existencia de economías de escala en la industria de la distribución de electricidad y la necesidad de inversiones importantes en infraestructura (de la red de distribución), no es viable obtener el resultado óptimo del primer mejor y sólo es posible aspirar a buscar el resultado del segundo mejor:

maximizar el beneficio del principal, garantizando la optimalidad de las decisiones de las distribuidoras de electricidad.

A continuación se explicarán cuáles son los objetivos de la tesis, las hipótesis detrás de ella, su contribución y finalmente la organización que seguirá el presente documento.

### **1.1. Hipótesis de la tesis**

Un modelo matemático de los distintos esquemas de incentivos permite analizar los efectos económicos de diferentes políticas de fomento de EE.

A modo de hipótesis secundaria, este modelo permitirá: i) el surgimiento de propuestas regulatorias para dar lugar al marco legal que sustentará la implementación de Mecanismos de Incentivo de EE, ii) un incremento en los programas de EE llevados a cabo por distribuidoras eléctricas en el largo plazo, y iii) lograr en último término una matriz energética más limpia.

### **1.2. Objetivos de la tesis**

Esta tesis tiene como propósito general responder la siguiente pregunta: ¿Cuáles son las implicancias económicas de implementar algunos diseños de mecanismos para promover la eficiencia energética en distribuidoras eléctricas?

Los objetivos específicos son los siguientes: i) estudiar los efectos económicos de aplicar diversos esquemas de pago de manera integrada, considerando tanto un sistema de pago de compensaciones fijas como también un sistema basado en el desempeño de los programas de EE; ii) formular el problema de las distribuidoras y el regulador como un modelo del tipo Agente-Principal bi-nivel, en el cual tanto la distribuidora (Agente) como el Estado (Principal) no consideran la incertidumbre asociada a los ahorros energéticos de los programas de EE; iii) formular un segundo modelo que corresponda a una sofisticación del modelo anterior, en el que el Estado considera que los ahorros

energéticos están sujetos a incertidumbre a través del concepto del CVaR (*Conditional Value at Risk*); y iv) analizar en base a un caso de estudio las implicancias que tendría la aplicación de este modelo de incentivos en la energía ahorrada y los costos en los cuales se incurriría por concepto de pago de compensaciones.

### 1.3. Contribución de la tesis

Los aportes de la tesis se pueden resumir de la siguiente manera:

- Formulación de un modelo que permite estudiar los efectos económicos de aplicar diversos esquemas de pago de manera integrada, considerando tanto un sistema de pago de compensaciones fijas como también un sistema basado en el desempeño de los programas de EE llevados a cabo por la distribuidora, en términos de cantidad de energía evitada<sup>4</sup>.
- Aplicación de la teoría Principal – Agente al contexto de la EE, modelando la interacción entre el Estado y la distribuidora como un problema bi-nivel, donde el Estado (Principal) maximiza su utilidad sujeto a las condiciones de optimalidad del problema de la distribuidora (Agente).
- Incorporación de la incertidumbre en los ahorros energéticos en las decisiones del Estado, con respecto al problema de optimización bi-nivel, en el contexto de la EE. En este sentido, se propusieron dos modelos, uno que formula el problema del Agente-Principal, sin considerar la incertidumbre asociada a los ahorros energéticos de los programas de EE (llamado de ahora en adelante como caso sin incertidumbre) y otro modelo que corresponde a una sofisticación del modelo anterior, en el que el Estado considera que los ahorros energéticos están sujetos a incertidumbre a través del concepto del CVaR (llamado de ahora en adelante como caso con incertidumbre).

---

<sup>4</sup> Se emplea el término energía evitada para hacer referencia a la energía que se deja de consumir debido a la implementación de medidas de EE. Esto se realiza para puntualizar la diferencia entre ahorro energético y eficiencia energética.

- Desarrollo de un caso de estudio, mediante el cual se estudiaron las implicancias económicas de aplicar distintos esquemas de compensaciones, desde un mecanismo basado solamente en la devolución de los costos fijos hasta un mecanismo que otorga compensaciones basadas solo en el desempeño.

#### **1.4. Organización de la tesis**

La organización de la tesis es como sigue: En el capítulo 2 se describe brevemente la experiencia internacional sobre las políticas regulatorias dirigidas a proporcionar incentivos y a eliminar los desincentivos para que las empresas distribuidoras de electricidad promuevan y ayuden a sus clientes a alcanzar mayores niveles de EE. En el capítulo 3 se presenta la revisión bibliográfica sobre modelación de problemas del tipo Principal –Agente bi-nivel y sobre optimización con CVaR (*Conditional Value at Risk*). En el capítulo 4 se muestra la formulación matemática del problema de las distribuidoras y el regulador como un modelo del tipo Agente-Principal. En el capítulo 5 se analizan y discuten los resultados del caso de estudio. Finalmente, en el capítulo 6, se entregan las reflexiones y conclusiones del trabajo realizado.

## **2. MECANISMOS REGULATORIOS PARA FOMENTAR LOS PROGRAMAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA EN LAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

En el presente capítulo se describirá brevemente la experiencia internacional sobre las políticas regulatorias dirigidas a proporcionar incentivos y a eliminar los desincentivos para que las empresas distribuidoras de electricidad promuevan y ayuden a sus clientes a alcanzar mayores niveles de EE.

A continuación, se explicará a grandes rasgos en qué consisten cuatro tipos de mecanismos regulatorios que apuntan en esta dirección: el mecanismo de desacople entre los ingresos y las ventas de las distribuidoras, el mecanismo de incentivos basados en el desempeño, el mecanismo de certificados blancos y el mecanismo de imposición legal.

### **2.1. Mecanismo de desacople de los ingresos**

Este mecanismo consiste en la fijación de los ingresos de las distribuidoras de electricidad durante un período  $t$ , gracias a un ajuste tarifario periódico. Existen varias formas en las que se lleva a cabo dicho ajuste tarifario, todas las cuales tienen en común el hecho de que el ajuste se realiza luego de que se conocen las ventas reales. De esta manera, el mecanismo de desacople de ingresos constituye una forma de eliminar las pérdidas de ingresos que sufrirían las Distribuidoras al promover programas de EE exitosos. Bajo este mecanismo de desacople, si la energía vendida se reduce por causa de la EE, de fluctuaciones económicas o por cualquier otro motivo, los ingresos y las utilidades de las Distribuidoras no se verán afectados. Con este mecanismo, por lo tanto, las Distribuidoras no tienen un incentivo a aumentar la cantidad de energía vendida, dado que este parámetro no determinaría sus ingresos, como sí lo hacía previo a la implementación de esta política.

Una vez que se fijan los ingresos que necesita cada una de las distribuidoras para operar durante cierto período, se fija la tarifa eléctrica inicial, la cual se calcula como la división entre los ingresos mensuales de la distribuidora y la proyección de las ventas mensuales. Esta tarifa se revisa cada cierto tiempo, observando en qué medida se cumplieron las proyecciones de ventas realizadas y ajustando la tarifa para que finalmente se cumplan los ingresos fijados por la autoridad para el período  $t$  mencionado anteriormente. Por ejemplo, si las ventas son menores a las proyectadas, la tarifa subirá con el fin de mantener los ingresos constantes.

Con este mecanismo sólo se consigue desacoplar los ingresos de la distribuidora de la trayectoria de la curva de la demanda, pero esto no implica que exista algún incentivo que motive a las empresas distribuidoras a fomentar planes de EE. Es por ello que este mecanismo actúa de manera complementaria con el mecanismo de incentivos basados en el desempeño que se explica en el siguiente capítulo.

La aplicación de este mecanismo ha sido bastante exitosa. Con la aplicación del mecanismo de desacople en California, la EE se ha posicionado como alternativa de suministro de recursos energéticos. De hecho, las distribuidoras de California consideran primero la EE como alternativa posible para satisfacer la demanda de largo plazo antes que un aumento de su capacidad. Un dato que avala lo señalado anteriormente es el hecho de que en 2010, siete de los 10 estados de EEUU con la mayor inversión per cápita en programas de EE habían aplicado el mecanismo de desacople como política de estado (Weber, 2006).

Dentro de las principales ventajas del mecanismo de desacople que se señalan en las diferentes fuentes bibliográficas consultadas, figura el hecho de que remueve efectivamente el desincentivo que implica para las distribuidoras la reducción de la cantidad de energía vendida a causa de la implementación de programas de EE. Por otra parte, el hecho de que los costos de los programas de EE que las distribuidoras lleven a cabo sea traspasado como un cargo extra en la cuenta de los clientes, permite a las distribuidoras la recuperación de los costos fijos autorizados de los programas de EE en

que inviertan, independientemente del desempeño de los mismos. Además, se destaca el hecho de que no es un mecanismo difícil de diseñar, de hecho, algunos autores señalan que el mecanismo de desacople puede ser diseñado de manera tal que responda correctamente a las preocupaciones de las Distribuidoras, del Estado y de los clientes (Sullivan, 2011).

Dentro de las desventajas de este mecanismo, figura el hecho de que no incentiva a las empresas distribuidoras a desarrollar los programas de EE más costo-efectivos, dado que no involucra un pago extra por desempeño. Por otra parte, el hecho de que los costos fijos autorizados en que incurren las distribuidoras al llevar a cabo programas de EE sean recargados en las cuentas del consumidor final, implica que éstos últimos no perciben un beneficio directo por sus reducciones de consumo energético. Esto último genera una señal contradictoria que puede desincentivar al cliente a ser más eficiente energéticamente.

## **2.2. Mecanismo de incentivos basados en el desempeño**

Este mecanismo consiste en el establecimiento de ciertas metas impuestas por la autoridad a las distribuidoras en cuanto al ahorro en potencia (kW), energía (kWh) y unidades térmicas (therms) para un determinado período, si éstas se cumplen se le otorgan incentivos financieros a las distribuidoras, los cuales pueden ser de distinta naturaleza, por ejemplo: "...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." (Sauma, 2009).

En el caso de California, una vez que las metas impuestas por la autoridad son cumplidas por la distribuidora, se pagan incentivos a los inversionistas, los cuales son

recibidos cuando los programas ejecutados por las distribuidoras generan beneficios netos positivos para los consumidores. Todos los cálculos para determinar los beneficios netos y las reducciones del consumo (kW, kWh y Therms) son realizados de manera independiente por la División de Energía de CPUC (*California Public Utilities Commission's*<sup>5</sup>) y sus consultores, de acuerdo con los protocolos establecidos de evaluación, medición y validación (CPUC, 2006). En el caso de que las metas no sean alcanzadas, se cobran multas financieras por un desempeño deficiente. En concreto, este mecanismo consiste en una tasa de retorno escalonada, que es aplicada sobre los beneficios netos obtenidos como resultado de la ejecución de los programas de EE. Por último, cabe destacar que la inversión que los consumidores hacen en los programas de EE (pagan un recargo por ellos en sus cuentas de electricidad) está protegida de pérdidas, ya que en el caso de los costos de los programas superen sus beneficios, las distribuidoras tienen la obligación de reintegrar a los clientes los beneficios tales que igualen los costos.

La experiencia de los estados de Estados Unidos que han aplicado tanto el mecanismo de desacople como el de incentivos ha demostrado ser bastante positiva, de hecho las Distribuidoras bajo dichos mecanismos han mostrado en general un fuerte compromiso con el logro de las metas impuestas para los programas de EE que llevan a cabo (Kushler, 2006).

Es relevante destacar que los resultados positivos que han sido obtenidos se deben a la aplicación en conjunto del mecanismo de incentivos con el mecanismo de desacople de los ingresos. En este sentido, se advierte que el mecanismo de incentivos basados en el desempeño no es suficiente por sí solo, ya que bajo éste las distribuidoras tienen todavía el incentivo a incrementar las ventas (Sullivan, 2011).

---

<sup>5</sup> Organismo encargado de velar por que las empresas distribuidoras privadas de electricidad, agua, gas, telecomunicaciones y transporte de pasajeros, brinden un servicio confiable y con tarifas razonables.

### **2.3. Mecanismo de certificados transables**

Este mecanismo implica la emisión de certificados blancos transables en el mercado, los que avalan un cierto nivel de ahorro de energía logrado.

Debido a que la autoridad impone a las empresas distribuidoras que deben poseer un cierto número de certificados blancos, las empresas distribuidoras pueden comprar dichos certificados o bien ejecutar ellas mismas programas de EE para obtener los certificados en forma conjunta con un tercero o de manera independiente, de manera tal de cumplir con las metas establecidas.

Los llamados “certificados blancos” son otorgados por un organismo especializado del Estado una vez que hayan sido medidos y verificados el nivel de ahorro de energía generado por la aplicación del programa de EE respectivo. Por otra parte, las empresas distribuidoras pueden emplear dichos certificados para cumplir con sus propias metas o bien venderlos en el mercado de certificados blancos a terceros que los necesiten para cumplir con sus obligaciones.

Si las metas impuestas por la autoridad no son cumplidas, se cursan multas, las cuales deben ser lo suficientemente altas para que el mecanismo funcione de manera adecuada y las empresas distribuidoras no tengan estímulos a pagar las multas en vez de ejecutar programas de EE.

En el caso de los certificados transables, el marco regulatorio implica la medición y verificación de los resultados de los programas de EE, por lo cual hay un claro incentivo a implementar los programas más costo-efectivo, lo que constituye una ventaja de este tipo de mecanismo. No obstante, se debe considerar el hecho de que la medición y verificación de los “ahorros” logrados cada uno de los programas de EE puede tener asociado un alto costo. Otra desventaja de este mecanismo, especialmente relevante en el contexto nacional, es que su buen funcionamiento depende de la existencia de un

mercado de certificados blancos lo suficientemente líquido y aceptado por todos los actores del mercado (Sauma, 2009).

#### **2.4. Imposición legal**

Este mecanismo consiste en la imposición legal a las empresas distribuidoras de gastar un determinado porcentaje de sus ingresos en programas de EE u ahorro energético. En el caso particular de Brasil, país en el que se creó este mecanismo, el porcentaje obligatorio era de un 1% de los ingresos de las distribuidoras, los cuales debían ser invertidos en programas de EE aprobados por el Estado dentro de lista de programas elegibles.

Así, la mayoría de las empresas distribuidoras en Brasil han creado departamentos internos dedicados exclusivamente a la implementación de programas de EE. Dichos programas pueden ser desarrollados e implementados directamente por la empresa distribuidora, desarrollados en conjunto con otros agentes como las universidades o bien subcontratar con compañías de servicios de energía el desarrollo y/o implementación de los mismos.

En el caso de la imposición legal de Brasil, el mecanismo fue implementado en un contexto de crisis energética como una solución para subsanar dicha crisis, sin embargo, producto de la implementación de la obligatoriedad legal se logró una reducción en las tasas de consumo de energía. En este sentido, la imposición legal de Brasil tiene un gran defecto, este es que no se miden los resultados de los programas, no existe un análisis en cuanto a cómo se están gastando los dineros, sólo se verifica que éstos sean efectivamente gastados en programas de EE, pero no discrimina entre ellos.

### **3. ESTADO DEL ARTE**

En el presente capítulo se revisará literatura relacionada con la teoría de Principal – Agente, aplicada específicamente a problemas bi-nivel, puesto que la modelación propuesta para representar la interacción entre el Estado y la distribuidora se basa en la revisión de dicha literatura. Dado que el segundo modelo desarrollado en la presente tesis corresponde a una sofisticación del modelo de Principal-Agente bi-nivel, incorporando la incertidumbre asociada a los ahorros energéticos de los programas de EE en las decisiones del Estado a través del concepto del CVaR, se describirá en el punto 2.2 el concepto de CVaR y se expondrán algunos ejemplos del uso que se le ha dado a la teoría de VaR y CVaR tanto en finanzas como en otros ámbitos tales como la energía.

#### **3.1. Problemas Principal-Agente bi-nivel**

El modelo planteado en el presente trabajo se basa en la teoría de Principal – Agente y en el estudio de distintos mecanismos de incentivos (Laffont et. al. (2002)). A través de la revisión de dicha literatura, se modela la interacción entre el Estado y la distribuidora como un problema bi-nivel.

En términos generales, un problema de optimización bi-nivel es aquel en el cual existe un problema de optimización (al que llamaremos problema de primer nivel) que tiene como restricción otro problema de optimización (al que llamaremos problema de segundo nivel). Este tipo de problemas se caracterizan porque existen dos tomadores de decisiones independientes que están ordenados dentro de una estructura jerárquica y que tienen intereses contrapuestos o en conflicto. El tomador de decisiones del problema de segundo nivel debe optimizar su función objetivo bajo ciertos parámetros dados por el tomador de decisiones del problema de primer nivel. A su vez el tomador de decisiones del problema de optimización de primer nivel selecciona, con información completa respecto de las posibles decisiones del tomador de decisiones del problema de segundo nivel, los parámetros que optimizan su propia función objetivo. Es importante notar que

el tomador de decisiones del problema de optimización de primer nivel influencia, pero no controla, al tomador de decisiones del problema de optimización de segundo nivel (Gumus y Floudas, 2001).

Los problemas de optimización bi-nivel aparecen en muchos modelos en economía, teoría de juegos y física matemática (Allende y Still, 2013). Se concentrará la atención especialmente en las aplicaciones en el ámbito de la teoría de juegos y más específicamente en los trabajos vinculados al área de la energía.

En este sentido, destaca el trabajo de Wang et al. (2009), en el cual se formula un modelo del tipo Agente-Principal entre la institución reguladora y las empresas de suministro de energía. El modelo de incentivos propuesto busca motivar a las empresas de suministro de energía para que provean electricidad en zonas remotas o de gran pobreza. Para ello considera tanto una compensación fija, como también de la entrega de incentivos económicos asociados al desempeño. A través del modelo desarrollado se estudia cómo varía el nivel de esfuerzo de la empresa de suministro de energía (Agente), respecto a distintos sistemas de pago de incentivos por parte de la institución reguladora (Principal).

Molina et al. (2011) propone un modelo aplicado al ámbito de transmisión eléctrica que consta de tres elementos: valoración de un proyecto de transmisión basado en un contrato lineal; un modelo del tipo Principal-Agente para determinar el nivel de esfuerzo óptimo de un agente que desarrolla un proyecto de transmisión eléctrica (modelo similar al desarrollado por Wang et al. (2009)); y la valoración del costo de los derechos de transmisión óptimo. Se define una metodología para evaluar las ofertas de distintos proyectos para construir una línea de transmisión en función del número de agentes que estén participando en la licitación de la misma. En la segunda parte de esta serie de papers (la primera parte corresponde a la presentación de la metodología propuesta) se desarrollan dos casos de estudio.

Para la resolución del problema Principal – Agente bi-nivel planteado en este trabajo se utiliza el enfoque llamado *Karush-Kuhn-Tucker* (KKT), mediante el cual se reemplaza el problema que está en el segundo nivel, por las condiciones KKT que se derivan de dicho problema. Esta metodología permitiría hacer desaparecer ciertas dificultades intrínsecas de la resolución de problemas de optimización bi-nivel (Allende y Still, 2013).

### 3.2. Optimización con CVaR (Conditional Value-at-Risk)

Como se mencionó en el capítulo introductorio, el modelo de Principal-Agente bi-nivel en que tanto la distribuidora como el Estado no consideran la incertidumbre asociada a los ahorros energéticos de los programas de EE se complejizó incorporando dicha incertidumbre en las decisiones del Estado. En este modelo el Estado considera que los ahorros energéticos están sujetos a incertidumbre a través del concepto del CVaR. A continuación, se describirá en primer término el concepto de CVaR, para luego exponer algunos ejemplos del uso que se le ha dado a la teoría de VaR y CVaR tanto en finanzas como en otros ámbitos tales como la energía.

CVaR es el valor esperado de la utilidad ( $U$ ), tal que dicha utilidad esté bajo el VaR (Value at Risk), es decir:

$$CVaR = E(U|U \leq VaR) \quad (3.1)$$

Para un nivel de confianza  $\omega \in (0,1)$ , VaR (Value at Risk) es el máximo valor  $\zeta$  que garantice que la probabilidad de obtener una ganancia menor o igual que  $\zeta$  es menor o igual que  $1 - \omega$ :

$$VaR = \max\{\zeta | p(U \leq \zeta) \leq 1 - \omega\} \quad (3.2)$$

La siguiente figura ilustra gráficamente ambos conceptos:

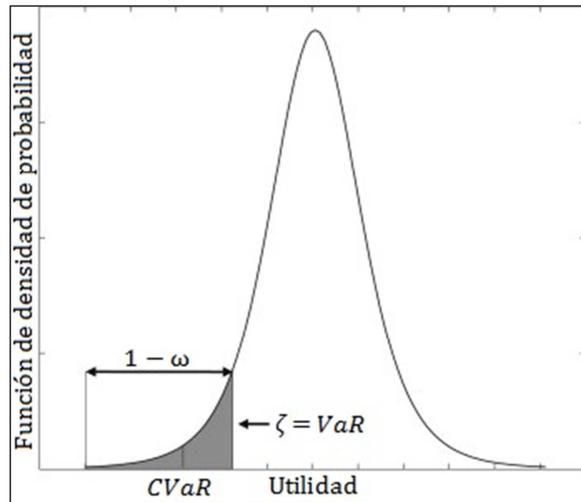


Figura 3-1. Ilustración de VaR y CVaR.

Para determinar el impacto de la incertidumbre usualmente se prefiere utilizar CVaR por sobre VaR, esto debido a que el VaR no es una medida de incertidumbre coherente, puesto que no cumple con la propiedad subaditiva en el caso de distribuciones de probabilidad no normales (Artzner, 1999). El CVaR, en cambio, satisface las cuatro propiedades necesarias para ser una medida de incertidumbre coherente (homogeneidad positiva, monotonicidad, invarianza transicional y subaditividad) (Artzner, 1999). Por otra parte, CVaR provee más información que el VaR, debido a que éste último sólo determina la máxima pérdida bajo cierto nivel de confianza. Debido a las razones expuestas anteriormente, se prefirió la utilización de CVaR en la presente investigación.

Para un nivel de confianza  $\omega \in (0,1)$ , se define CVaR a través de la siguiente aproximación lineal (Krokhmal et. al., 2002):

$$CVaR = VaR - \frac{1}{1 - \omega} \sum_{s=1}^S \rho_s \eta_s \quad (3.3)$$

Donde  $\eta_s$  es una variable auxiliar en el escenario  $s$  y  $\rho_s$  es la probabilidad del escenario  $s$ , con un nivel de confianza  $\omega$ . Por lo tanto, CVaR puede ser definido como:

$$\begin{array}{l}
 \max_{\eta_S} \quad \zeta - \frac{1}{1 - \omega} \sum_{s=1}^S \rho_S \eta_S \\
 \text{sujeto a} \\
 \eta_s \geq \zeta - U_s \\
 \eta_s \geq 0
 \end{array}$$

Figura 3-2. Definición de CVaR

Donde  $U_s$  es la utilidad en el escenario  $s$  y  $\eta_s$  es igual a cero si el escenario  $s$  tiene una utilidad mayor que  $\zeta$ . Para el resto de los escenarios,  $\eta_s$  es igual a la diferencia entre  $\zeta$  y la utilidad del escenario correspondiente.

En cuanto al uso que se le ha dado a la teoría de VaR y CVaR para medir la incertidumbre, se tiene que ésta ha sido aplicada ampliamente en el ámbito de las finanzas. En este ámbito, Rockafellar y Uryasev (1999) propusieron una metodología para la optimización de un portafolio de instrumentos financieros para reducir el riesgo a través de la minimización del CVaR y el cálculo del VaR simultáneamente, en vez de basar la optimización en función de la minimización del VaR, como se había venido haciendo en la literatura hasta ese momento. Esta técnica puede combinarse con métodos analíticos o basados en escenarios para optimizar portafolios con un amplio número de instrumentos financieros. Esta metodología también puede ser aplicada fuera del contexto de las finanzas, tal como ocurre en el presente trabajo.

Krokhmal, Palmquist, y Uryasev (2002) extendieron la metodología planteada por Rockafellar y Uryasev (1999) a problemas en los cuales se maximiza el retorno esperado sujeto a restricciones de CVaR. Así, bajo el enfoque planteado se podría optimizar bajo múltiples restricciones de CVaR con distintos niveles de confianza. En dicho trabajo se desarrolla un modelo para la optimización del retorno de un portafolio sujeto a restricciones de CVaR y se desarrolla un caso de estudio aplicado en este ámbito.

Más recientemente, Krokmal, Zabarankin, y Uryasev (2011) realizaron un trabajo de recopilación de los últimos avances en el contexto de la toma de decisiones bajo incertidumbre, especialmente enfocado en los métodos para modelar y controlar el riesgo.

A pesar de que la teoría de VaR y CVaR ha sido utilizada sobretodo en el ámbito de las finanzas, su aplicación también se ha extendido a otras áreas. Específicamente en el ámbito de la energía podemos mencionar como ejemplo el trabajo realizado por Pousinho, Mendes y Catalao (2011), los que modelaron el problema que enfrenta el generador de energía eólica bajo un contexto de incertidumbre tanto en el precio de la energía, como también en cuanto a la cantidad de energía que éste puede producir considerando la inestabilidad inherente a la generación de energía eólica. La incertidumbre asociada a ambas variables fue modelada a través del planteamiento de diferentes escenarios, donde cada escenario de precio de la energía y de MWh de energía producidos tenía asociada una cierta probabilidad de ocurrencia.

Otro ejemplo de la aplicación del CVaR en el área de la energía lo constituye el trabajo desarrollado por Molina, Contreras y Rudnick (2012), donde se propone un modelo que determina el valor óptimo de un portafolio de inversiones riesgoso, compuesto de varios proyectos de líneas de transmisión eléctrica. En los proyectos de transmisión resulta especialmente interesante la inclusión de la incertidumbre en la modelación, ya que los proyectos tienen asociados diversas fuentes de incertidumbre tales como retraso, posibles penalizaciones y costos extras. A través de la metodología propuesta los inversionistas pueden identificar cuál es su portafolio de inversión óptimo, considerando los riesgos de ejecución del proyecto y de inversión asociados a dicha elección a través del CVaR.

#### **4. MODELO DE INCENTIVOS A EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE ELECTRICIDAD PARA PROGRAMAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA**

##### **4.1. Problema a abordar**

El problema a abordar es del tipo principal-agente, en el cual el principal contrata al agente para que ejecute un determinado servicio, recibiendo el agente un pago a cambio de ello. En este problema principal-agente bi-nivel, el Estado (Principal)<sup>6</sup> maximiza su utilidad sujeto a las condiciones de optimalidad del problema de la distribuidora (Agente).

El principal está interesado en que el consumo energético evitado gracias a la implementación de programas de EE se incremente a un bajo costo. Lo cual depende principalmente de las decisiones que tome el agente y del tipo de programas de EE que éste ejecute.

Para lograr su objetivo, el principal debe diseñar un mecanismo para compensar adecuadamente al agente, de manera tal que estos se motiven a incrementar la cantidad neta total de energía ahorrada o consumo energético evitado por los programas de EE que realicen. En este sentido, el modelo que aquí se propone permite estudiar los efectos económicos de aplicar diversos esquemas de pago de manera integrada, considerando tanto un sistema de pago de compensaciones fijas como también un sistema basado en el desempeño de los programas de EE llevados a cabo por la distribuidora, en términos de cantidad de energía evitada.

En el punto 4.2 del presente capítulo se explica la formulación del modelo sin incertidumbre, en el que se trabaja bajo el supuesto de que no existe incertidumbre en

---

<sup>6</sup> El principal correspondería al Estado o a la institución reguladora que el Estado haya designado como responsable de verificar y promover el cumplimiento de ciertas metas de EE.

los ahorros energéticos logrados por los programas de EE. Dicho modelo fue resultado analíticamente, los resultados que de él se extrajeron se muestran en el punto 4.3.

Luego, en el punto 4.4 del presente capítulo, se explica la formulación del modelo con incertidumbre, el que corresponde a una sofisticación del modelo explicado en el punto 4.2. En este modelo el Estado considera que los ahorros energéticos están sujetos a incertidumbre a través del concepto del CVaR.

#### **4.2. Formulación del modelo sin incertidumbre**

En una primera instancia se presentará el caso base del problema en cuestión, en el cual se asume que tanto el principal como el agente maximizan su utilidad esperada, sin importarles la incertidumbre asociada al ahorro energético logrado por los programas de EE.

El problema está modelado en dos niveles: el Estado maximiza su utilidad esperada (ecuación (4.6)) sujeto al problema de la maximización de la utilidad esperada del agente que lleva a cabo el programa de EE (ecuaciones (4.7) y (4.8)).

El modelo que se presenta a continuación se inspira en el trabajo de Wang L. y Li X. (2009), que fue diseñado para analizar cómo construir un mecanismo de compensación para estimular las inversiones privadas en suministro eléctrico, de manera tal que las instituciones encargadas de la regulación eléctrica (éstas hacen las veces de principal) puedan asegurar el servicio en toda China. En la presente tesis se rescata parte de la modelación desarrollada en dicho trabajo, en especial la forma en que se modelan los incentivos. El modelo de incentivos propuesto por Wang L. y Li X. (2009) busca motivar a las empresas de suministro de energía para que provean electricidad en zonas remotas o de gran pobreza, a través del pago de una compensación fija, como también de la entrega de incentivos económicos asociados al desempeño. Por medio de este modelo se estudia cómo varía el nivel de esfuerzo de la empresa de suministro de energía (Agente), respecto a distintos sistemas de pago de incentivos por parte de la institución reguladora (Principal).

A continuación, se presenta la formulación del modelo sin incertidumbre. Las modificaciones aplicadas al modelo desarrollado por Wang L. y Li X. (2009) respecto del modelo planteado en la presente tesis, son explicadas como notas a pie de página donde corresponde.

Para consultar la notación empleada favor revisar el capítulo 7.

### **Formulación:**

Designemos como  $e_j$  el nivel de esfuerzo realizado por el agente privado, el cual es medido en GWh de consumo energético evitado gracias a la ejecución del programa de EE  $j$ .

El producto entre el nivel de esfuerzo  $e_j$  [GWh] y el precio de la energía ahorrada  $r \left[ \frac{\$}{\text{MWh}} \right]$ , corresponde a  $\pi_j$  [\$] que es la valorización económica de la energía ahorrada por el programa de EE  $j$ <sup>7</sup>:

$$\pi_j = r \cdot e_j \quad (4.1)$$

Por otra parte, la función de pago  $t_j$  [\$] con la que el Estado compensará al agente se asumirá lineal y estará constituida por dos ítems, por un lado el Estado compensará al agente con la totalidad o con una fracción de sus costos fijos<sup>8</sup>; también se pagará un segundo ítem, el cual corresponde a una fracción o la totalidad de la valorización económica del consumo energético evitado. El sistema de pagos sigue el siguiente esquema:

---

<sup>7</sup> En el modelo propuesto por Wang L. y Li X. (2009) se introduce la incertidumbre en el nivel de esfuerzo por medio de la suma de una variable aleatoria en este último, así se representa la variación en el nivel de esfuerzo proyectado inicialmente y el que finalmente se lleva a cabo.

<sup>8</sup> En el modelo propuesto por Wang L. y Li X. (2009), el principal le paga al agente una compensación fija, la que no está relacionada con los costos en los que incurre el agente.

$$t_j = \alpha_j \cdot k_j + \beta_j \cdot \pi_j \quad (4.2)$$

Donde,  $\alpha_j$  es el coeficiente de los costos fijos asociados a la ejecución del programa de EE  $j$ . Este coeficiente determina qué parte de los costos fijos son pagados por el Estado al agente ( $0 \leq \alpha_j \leq 1$ ).

Los costos fijos están representados por el parámetro  $k_j$  [\\$]<sup>9</sup>, el cual no depende de la cantidad de GWh de consumo energético evitado, solamente va a variar de acuerdo a la magnitud del proyecto.

El coeficiente  $\beta_j$ , por otro lado, determina qué parte de la valorización económica del consumo energético evitado por el programa de EE  $j$  es pagada por el Estado al agente ( $0 \leq \beta_j \leq 1$ ). El coeficiente  $\beta_j$  determina en qué medida se comparte el beneficio aportado por la ejecución de cierto programa de EE.

Los costos de implementación de los programas de EE fueron separados en dos componentes, una fija y otra variable<sup>10</sup>. La componente variable de los costos relaciona el esfuerzo, medido en consumo energético evitado, con los costos variables de la inversión, asumiéndose una relación cuadrática entre ambos. Este costo variable también considera la pérdida de las distribuidoras eléctricas (DISCOs) por concepto de reducción de sus ventas (es decir, lo que dejan de ganar las DISCOs por no vender la energía ahorrada). Por otra parte, la componente fija está representada por el parámetro  $k_j$  [\\$], el cual no depende de la cantidad de GWh de consumo energético evitado. La función de costo  $g_j$  [\\$] es la siguiente:

---

<sup>9</sup> Nuevamente se encuentra en este punto una diferencia respecto de la modelación planteada por Wang L. y Li X. (2009), ya que en este trabajo no se incorpora la componente fija de los costos.

<sup>10</sup> En el modelo propuesto por Wang L. y Li X. (2009) los costos sólo están representados por la componente variable.

$$g_j = \frac{1}{2} \cdot \theta_j \cdot e_j^2 + k_j \quad (4.3)$$

Donde,  $\theta_j \left[ \frac{\$}{\text{MWh}^2} \right]$  es el coeficiente del costo variable asociado al programa de EE j ( $0 < \theta_j$ ), mientras mayor sea este coeficiente, mayor es el costo de implementación de ese programa de EE para el agente.

Con todo esto, se tiene que la utilidad esperada del Estado, es decir, del Principal, corresponde a la diferencia entre el beneficio medido como la valorización económica del consumo energético evitado por el programas de EE j,  $\pi_j$ , y la compensación que el Estado le entrega al agente por la realización del programas de EEj,  $t_j$ :

$$U_{Pj} = \pi_j - t_j = r \cdot e_j - \alpha_j \cdot k_j + \beta_j \cdot \pi_j \quad (4.4)$$

Análogamente, la utilidad esperada del agente regulado es la diferencia entre el pago que recibe el agente  $t_j$  y los costos de ejecución que conlleva la realización de los programas de EE  $g_j$ , como se muestra a continuación<sup>11</sup>:

$$U_{Aj} = t_j - g_j = \alpha_j \cdot k_j + \beta_j \cdot \pi_j - \left( \frac{1}{2} \cdot \theta_j \cdot e_j^2 + k_j \right) \quad (4.5)$$

Como mencionamos anteriormente, el problema a resolver está modelado en dos niveles: el Estado maximiza su utilidad esperada (ver ecuación (4.6)) sujeto al problema de la maximización de la utilidad esperada del agente que lleva a cabo el programa de EE (ver ecuación (4.7)). A su vez, el problema que enfrenta el agente está sujeto a la restricción de que su utilidad esperada sea mayor a una utilidad mínima que el agente desea ganar  $u_{Rj}$  y al hecho de que el esfuerzo medido como la cantidad de GWh evitados gracias a los programas de EE debe ser mayor a cero. También se debe cumplir

---

<sup>11</sup> En el modelo propuesto por Wang L. y Li X. (2009) se asume que el agente es adverso al riesgo, lo que se modela restando a la esperanza de la utilidad del agente el riesgo asociado a los costos en que éste incurre.

la restricción de que  $\alpha_j$  y  $\beta_j$  deben estar entre 0 y 1. Con todo esto, el problema general planteado en el caso base es el siguiente:

$$\max_{e_j, \alpha_j, \beta_j} U_{Pj} \quad (4.6)$$

s.a

$$\max_{e_j} U_{Aj} \quad (4.7)$$

s.a.

$$U_{Aj} \geq u_{Rj} \quad (4.8)$$

$$0 < e_j \quad (4.9)$$

$$0 \leq \alpha_j, \beta_j \leq 1 \quad (4.10)$$

### 4.3. Resultados del modelo sin incertidumbre

Para un análisis preliminar se tomaron las condiciones KKT del problema del agente (ecuaciones (4.7) y (4.8)) como restricciones del problema del Estado (ecuación (4.6)), resolviendo de manera analítica<sup>12</sup>, siguiendo este procedimiento llegamos a la siguiente solución para el caso base:

$$\alpha_j = 0, \quad \forall j \quad (4.11)$$

$$\beta_j = 1, \quad \forall j \quad (4.12)$$

$$e_j = \frac{r}{\theta_j}, \quad \forall j \quad (4.13)$$

Los resultados anteriores son válidos siempre que se cumpla la siguiente condición:

$$\theta_j = \frac{r^2}{2 \cdot k_j + 2 \cdot u_{Rj}}, \quad \forall j \quad (4.14)$$

La ecuación (4.11) muestra que  $\alpha_j$ , que define la porción de los costos fijos que serán cubiertos por el Estado a través de la función de compensación  $t_j$ , es igual a cero.

---

<sup>12</sup> Para ver la resolución analítica del problema sin incertidumbre favor revisar el Anexo A.

Esto significa que al Estado no le conviene pagar una compensación asociada a los costos fijos para todos los programas de EE.

Por otra parte, la ecuación (4.12) muestra que el coeficiente del consumo energético evitado gracias al programa de EE  $j$ , es decir  $\beta_j$ , es igual a 1. Esto indica que la función de compensación  $t_j$  está directamente relacionada con el consumo energético evitado, compartiéndose los beneficios y las pérdidas derivadas de la energía no consumida que implica la implementación de los programas. Tanto el agente como el principal no consideran la incertidumbre asociada al ahorro energético, dado que ambos maximizan su utilidad en función del valor esperado de GWh de energía no consumida, pudiendo ser éste mayor o menor que el consumo energético evitado real.

A partir de la ecuación (4.13) podemos notar que la cantidad de GWh de energía no consumida en promedio disminuye a medida que el coeficiente del costo de los programas, y por ende los costos en general, se incrementan, lo cual coincide con la lógica general que indica que entre más barato es un proyecto más conviene realizarlo. Por otra parte, se tiene que a medida que el precio  $r$  de la energía no consumida o evitada medido en (\$/GWh) es mayor, es más conveniente hacer un esfuerzo e invertir en programas efectivos que eviten que se consuma una cantidad importante de GWh, dado que el retorno recibido por GWh no consumido es mayor.

Reemplazando los resultados que se derivan de las ecuaciones (4.11) a la (4.13) en la función de utilidad del Estado, se obtiene:

$$U_{P_j} = 0 \quad (4.15)$$

Este resultado implica que bajo este modelo si bien el Estado no tiene una utilidad menor a cero, la solución óptima para el problema bi-nivel planteado sólo alcanzaría a equiparar los beneficios percibidos con el pago de compensaciones otorgadas a la distribuidora.

En cuanto a la utilidad de la distribuidora, se tiene que ésta será equivalente a  $u_{R_j}$  en el óptimo, es decir, el agente recibirá exactamente la suma que se autoimponga como la utilidad esperada mínima:

$$U_{A_j} = u_{R_j} \quad (4.16)$$

#### 4.4. Formulación del modelo con incertidumbre

El modelo que aquí se plantea aborda la misma problemática que el modelo sin incertidumbre, con la diferencia de que en el caso anterior se maximiza la utilidad esperada tanto del Estado como del agente, asumiéndose que no existe incertidumbre asociada a los ahorros energéticos de los programas de EE. En este caso, en cambio, se incluyen restricciones que representan la incertidumbre asociada a los resultados de los programas de EE. Para ello se elaboraron diferentes escenarios de resultados de consumo energético evitado que pueden llegar a lograrse en contraste con el consumo energético evitado que se proyecta al planificar el programa de EE.

El modelo que aquí se propone, al igual que en el caso del modelo sin incertidumbre, permite estudiar los efectos económicos de aplicar diversos esquemas de pago de manera integrada, considerando tanto un sistema de pago de compensaciones fijas como también un sistema basado en el desempeño de los programas de EE llevados a cabo por la distribuidora, en términos de cantidad de energía evitada, considerando que hay incertidumbre en la cantidad de energía no consumida o evitada efectivamente lograda luego de la realización de un programa de EE.

Cabe señalar que el modelo desarrollado en esta sección corresponde a una sofisticación del modelo sin incertidumbre, realizada completamente por el alumno en base a la aplicación de la teoría del CVaR, usada en el trabajo de Krokmal, Palmquist, y Uryasev (2002), al problema del principal. Las restricciones de CVaR agregadas permiten estudiar los efectos económicos que generarían diversos esquemas de pago

aplicados por el principal considerando en su decisión la posibilidad de existencia de diversos escenarios de ahorro energético para los distintos programas de EE.

A continuación, se presenta la formulación del modelo con incertidumbre en el nivel de ahorro energético logrado.

Para consultar la notación empleada revisar el capítulo 7.

### **Formulación:**

Designemos como  $e_{j,s}$  al nivel de esfuerzo realizado por el agente privado, el cual es medido en GWh de consumo energético evitado gracias a la ejecución del programa de EE  $j$  en el escenario de energía evitada  $s$ . El consumo energético evitado por un determinado programa de EE corresponde a una variable aleatoria, cuya distribución es normal ( $e_j \sim N(e_j^{NOM}, \sigma^2)$ ).

El producto entre el nivel de esfuerzo  $e_{j,s}$  [GWh] y el precio de la energía ahorrada  $r \left[ \frac{\$}{\text{GWh}} \right]$ , corresponde a  $\pi_{j,s}$  [\$] que es la valorización económica de la energía evitada por el programa de EE  $j$  en el escenario  $s$ :

$$\pi_{j,s} = r \cdot e_{j,s} \quad (4.18)$$

Por otra parte, la función de pago  $t_{j,s}$  [\$] con la cual el Estado compensará al agente se asumirá lineal y estará constituida por dos ítems, por un lado el Estado compensará al agente con la totalidad o con una fracción de sus costos fijos; también se pagará un segundo ítem, el cual corresponde a una fracción o la totalidad de la valorización económica del consumo energético evitado. El sistema de pagos sigue el siguiente esquema:

$$t_{j,s} = \alpha_j \cdot k_j + \beta_j \cdot \pi_{j,s} \quad (4.19)$$

donde,  $\alpha_j$  es el coeficiente de los costos fijos asociados a la ejecución del programa de EE j. Este coeficiente determina qué parte de los costos fijos son pagados por el Estado al agente ( $0 \leq \alpha_j \leq 1$ ).

Los costos fijos están representados por el parámetro  $k_j$  [\$], el cual no depende de la cantidad de GWh de consumo energético evitado, solamente va a variar de acuerdo a la magnitud del proyecto.

El coeficiente  $\beta_j$ , por otro lado, determina qué parte de la valorización económica del consumo energético evitado por el programa de EE j es pagada por el Estado al agente ( $0 \leq \beta_j \leq 1$ ). El coeficiente  $\beta_j$  determina en qué medida se comparte el beneficio aportado por la ejecución de cierto programa de EE.

Con todo esto, se tiene que la utilidad del Estado corresponde a la diferencia entre el beneficio medido como la valorización económica del consumo energético evitado por el programas de EE j en el escenario de consumo energético evitado  $s$   $\pi_{j,s}$  y la compensación que el Estado le entrega al agente por la realización del programas de EE j  $t_{j,s}$ :

$$U_{P_{j,s}} = \pi_{j,s} - t_{j,s} = r \cdot e_{j,s} - (\alpha_j \cdot k_j + \beta_j \cdot \pi_{j,s}) = (1 - \beta_j) \cdot r \cdot e_{j,s} - \alpha_j \cdot k_j \quad (4.20)$$

La función objetivo a maximizar corresponde a la suma de la utilidad del Estado para todos los proyectos de EE j y para todos los escenarios de consumo energético evitado  $s$  multiplicada por la probabilidad de ocurrencia del escenario  $s$ , es decir,  $\rho_s$ . La función objetivo a maximizar será por lo tanto:

$$F.O. = \sum_{s=1}^S \sum_{j=1}^J \rho_s \cdot ((1 - \beta_j) \cdot r \cdot e_{j,s} - \alpha_j \cdot k_j) \quad (4.21)$$

Para representar la incertidumbre asociada a dicha función objetivo se empleará la metodología del valor condicional en riesgo (CVaR, por sus siglas en inglés:

Conditional Value at Risk). El uso de esta metodología permitirá al Estado maximizar su utilidad esperada considerando la incertidumbre asociada al consumo energético evitado por los programas de EE.

Consideraremos que el valor en riesgo (VaR, por sus siglas en inglés: Value at Risk) es la utilidad del Estado durante un cierto periodo de tiempo que ocurre con una probabilidad de  $1 - \omega$ :

$$VaR = \max\{x | p(f \leq x) \leq 1 - \omega\} \quad (4.22)$$

donde  $f$  representa la utilidad del Estado durante un cierto periodo de tiempo. De esto notamos que VaR representa un único punto en la distribución utilidad del Estado. CVaR, en cambio, será definido como la esperanza condicional de que la utilidad sea menor a VaR:

$$CVaR = E(f(Y) | f(Y) \leq VaR) \quad (4.23)$$

Se empleará la aproximación lineal de CVaR definida por Krokmal et al. (2002), la cual constituirá la primera restricción (ver ecuación (4.34)) del problema a resolver:

$$CVaR = VaR - \frac{1}{1 - \omega} \sum_{s=1}^S \rho_s \cdot \eta_s \quad (4.24)$$

donde  $\eta_s$  es una variable auxiliar cuyo valor es igual a cero si en el escenario  $s$  el Estado tiene una utilidad mayor que VaR. Para el resto de los escenarios,  $\eta_s$  será equivalente a la diferencia entre VaR y la utilidad del Estado correspondiente a dicho escenario. En otras palabras,  $\eta_s$  corresponde al exceso de VaR sobre la utilidad del Estado en el escenario  $s$  si es que este exceso es positivo ( $\eta_s \geq 0$ ). Lo descrito anteriormente da origen a las restricciones (4.35) y (4.40) del problema agente-principal, éstas se muestran a continuación:

$$\eta_s \geq VaR - \sum_{j=1}^J [(1 - \beta_j) \cdot r \cdot e_{j,s} - \alpha_j \cdot k_j]; \quad \forall_s \in S \quad (4.25)$$

Por otra parte, dado que CVaR corresponde al valor esperado de la utilidad del principal, condicionado a que dicha utilidad esté bajo el VaR, se tiene que cumplir que:

$$CVaR \geq 0 \quad (4.26)$$

En cuanto a las restricciones derivadas del problema del agente, se tiene que la esperanza de la utilidad del agente al llevar a cabo el proyecto de EE j debe ser mayor a una utilidad mínima  $u_{R_j}$ , lo que es válido para todo proyecto j:

$$U_{A_j}^{NOM} \geq u_{R_j}; \quad \forall_j \in J \quad (4.26)$$

donde  $U_{A_j}^{NOM}$  es la utilidad del agente en el proyecto de EE j, la cual es equivalente a la diferencia entre la compensación que el Estado le entrega al agente por la realización del programas de EE j  $t_j^{NOM}$  y los costos asociados a la realización del programas de EE j:

$$U_{A_j}^{NOM} = t_j^{NOM} - g_j^{NOM} \quad (4.27)$$

donde  $g_j^{NOM}$  representa los costos asociados a la realización del programa de EE j. Los costos de los programas de EE fueron separados en dos componentes, una fija y otra variable. La componente variable relaciona el esfuerzo, medido en consumo energético evitado, con la inversión, asumiéndose una relación cuadrática entre ambos. Por otra parte, la componente fija está representada por el parámetro  $k_j$  [\$], el cual no depende de la cantidad de GWh de consumo energético evitado, como se mencionó anteriormente. La función de costo  $g_j^{NOM}$  [\$] es la siguiente:

$$g_j^{NOM} = \frac{1}{2} \cdot \theta_j \cdot e_j^{NOM^2} + k_j \quad (4.28)$$

donde,  $\theta_j \left[ \frac{\$}{\text{kWh}^2} \right]$  es el coeficiente del costo asociado al programa de EE  $j$  ( $0 < \theta_j$ ), mientras mayor sea este coeficiente, mayor es el costo de implementación de ese programa de EE para el agente.

Reemplazando  $t_j^{NOM}$  y  $g_j^{NOM}$  en la ecuación de la utilidad del agente, obtenemos:

$$U_{A_j}^{NOM} = \alpha_j \cdot k_j + \beta_j \cdot r \cdot e_j^{NOM} - \left( \frac{1}{2} \cdot \theta_j \cdot e_j^{NOM^2} + k_j \right) \quad (4.29)$$

Reemplazando a su vez en la ecuación (4.26), obtenemos la restricción (4.37):

$$\alpha_j \cdot k_j + \beta_j \cdot r \cdot e_j^{NOM} - \left( \frac{1}{2} \cdot \theta_j \cdot e_j^{NOM^2} + k_j \right) \geq u_{R_j}; \quad \forall_j \in J \quad (4.30)$$

Por otra parte, la restricción (4.38) asegura que la derivada de la utilidad esperada del agente en relación al esfuerzo que éste realiza sea cero, es decir, que a medida que el agente hace un esfuerzo mayor, mayor será su utilidad, esto es:

$$\frac{dE \left[ U_{A_j}^{NOM} \right]}{de_j^{NOM}} = \beta_j \cdot r - \theta_j \cdot e_j^{NOM} = 0; \quad \forall_j \in J; \quad (4.31)$$

Por último, para asegurar que  $e_j^{NOM}$  tenga las mismas dimensiones de ahorro energético que los escenarios de energía ahorrada o evitada  $e_{j,s}$ , se incluyó una restricción que asegura que  $e_j^{NOM}$  será mayor que el mínimo valor de  $e_{j,s}$  para cada programa de EE  $j$ , es decir:

$$e_j^{NOM} \geq \min\{e_{j,s}\}; \quad \forall_j \in J; \quad (4.32)$$

Con todo esto, el problema general planteado en el caso que incluye la incertidumbre asociada al consumo energético evitado por los programas de EE es el siguiente:

$$\max_{\alpha_j, \beta_j, \eta_s, e_j^{NOM}} \sum_{s=1}^S \sum_{j=1}^J \rho_s \cdot ((1 - \beta_j) \cdot r \cdot e_{j,s} - \alpha_j \cdot k_j) \quad (4.33)$$

s.a.

$$CVaR = VaR - \frac{1}{1 - \omega} \sum_{s=1}^S \rho_s \cdot \eta_s \quad (4.34)$$

$$\eta_s \geq VaR - \sum_{j=1}^J [(1 - \beta_j) \cdot r \cdot e_{j,s} - \alpha_j \cdot k_j]; \quad \forall s \in S \quad (4.35)$$

$$CVaR \geq 0 \quad (4.36)$$

$$\alpha_j \cdot k_j + \beta_j \cdot r \cdot e_j^{NOM} - \frac{1}{2} \cdot \theta_j \cdot e_j^{NOM^2} - k_j \geq u_{Rj}; \quad \forall j \in J \quad (4.37)$$

$$\beta_j \cdot r - \theta_j \cdot e_j^{NOM} = 0; \quad \forall j \in J; \quad (4.38)$$

$$e_j^{NOM} \geq \min\{e_{j,s}\}; \quad \forall j \in J; \quad (4.39)$$

$$\eta_s \geq 0 \quad (4.40)$$

$$e_j^{NOM} \geq 0 \quad (4.41)$$

$$0 \leq \alpha_j \leq 1 \quad (4.42)$$

$$0 \leq \beta_j \leq 1 \quad (4.43)$$

A continuación, se comentarán algunos resultados del modelo con incertidumbre planteado recién. Se partirá analizando la restricción (4.38), de la cual se deriva el siguiente resultado:

$$e_j^{NOM} = \frac{\beta_j \cdot r}{\theta_j}; \quad \forall j \in J; \quad (4.44)$$

De la relación anterior se puede deducir que a medida que el coeficiente de los costos  $\theta_j$  se incrementa,  $\beta_j$  también lo hará para mantener el mismo nivel de ahorro de energía. Es decir, a medida que los programas se hacen más caros ( $\theta_j$  mayor), el Estado se ve obligado a compartir una proporción mayor de la valorización económica de la energía evitada, con el fin de motivar a la distribuidora a que ahorre más o al menos

mantenga el mismo nivel de ahorro. En este caso, dado que el Estado paga mayores compensaciones a la distribuidora, se tiene que su nivel de utilidad disminuye conforme aumentan los costos.

Por otra parte, si  $\theta_j$  se incrementa y  $\beta_j$  se mantiene constante, entonces la cantidad de energía evitada o no consumida  $e_j^{NOM}$  disminuye. Se observa, por lo tanto, que a medida que los programas son más caros en promedio, la distribuidora tiene menos incentivos al ahorro de energía, disminuyendo la cantidad de energía evitada de los programas de EE.

En cuanto a la relación entre el precio de la energía y el coeficiente  $\beta_j$ , se puede deducir de la ecuación (4.44) que si el precio de la energía aumenta, para un mismo nivel de energía no consumida o evitada, el coeficiente  $\beta_j$  disminuye. Esto se debe a que a medida que el precio de la energía es mayor, la distribuidora ganará más por cada GWh que ahorre, con lo cual el Estado puede disminuir la fracción de la valorización económica que le otorga al agente para que éste mantenga un cierto nivel de ahorro. Otro efecto de un aumento en el precio de la energía corresponde a un incremento en el nivel de utilidad del Estado, esto debido a que el beneficio del Estado es  $\pi_j = r \cdot e_j$ .

De la ecuación (4.37) también es posible deducir algunos resultados. Si se reemplaza la ecuación (4.44) en la ecuación (4.37) se obtiene lo siguiente:

$$k_j \cdot (\alpha_j - 1) + \frac{1}{2} \cdot \frac{(\beta_j \cdot r)^2}{\theta_j} \geq u_{R_j}; \forall j \in J \quad (4.45)$$

Si  $k_j \ll \frac{1}{2} \cdot \frac{(\beta_j \cdot r)^2}{\theta_j}$ , es decir, si la componente fija de los costos  $k_j$  fuese mucho menor que la componente variable  $\frac{1}{2} \cdot \theta_j \cdot e_j^{NOM^2}$ , podría suceder que  $\alpha_j = 0$ , esto debido a que la contribución del pago de parte de los costos fijos percibido por la distribuidora sería marginal en comparación al aporte vinculado con el desempeño de los programas de EE. Por lo tanto, se podría cumplir con la restricción (4.37) sólo

entregando una parte de la valorización económica de la energía evitada, sin efectuar un pago asociado a la componente fija de los costos. Se analizará esta deducción a la luz de los resultados del caso de estudio que se desarrolla en los capítulos 5 y 6.

Si la componente fija de los costos  $k_j$  no fuese mucho menor que la componente variable  $\frac{1}{2} \cdot \theta_j \cdot e_j^{NOM^2}$ , debiera cumplirse que  $\alpha_j \neq 0$  o incluso podría darse que  $\alpha_j = 1$ , situación en la que el Estado le devolvería a la distribuidora la totalidad de los costos fijos. Esto debido a que sería necesario el pago de parte o de la totalidad de los costos fijos a la distribuidora para cumplir con las condiciones de optimalidad del problema de la distribuidora, las que implican que la utilidad de la misma debe ser mayor o igual a un nivel de utilidad mínimo (restricción (4.37)). Se analizará esta deducción a la luz de los resultados del caso de estudio que se desarrolla en los capítulos 5 y 6.

En los casos en los que  $\alpha_j = 1$ , es decir, cuando se pague la totalidad de los costos fijos, la ecuación (4.45) quedará reducida a la siguiente relación:

$$\frac{1}{2} \cdot \theta_j \cdot e_j^{NOM^2} \geq u_{R_j}; \forall j \in J \quad (4.46)$$

Dado que el Estado maximiza su utilidad sujeto a que se cumplan las restricciones de optimalidad del problema de la distribuidora, es esperable que en general la restricción (4.37) quede como una igualdad. De hecho en el modelo sin incertidumbre se cumplía que la utilidad de la distribuidora era equivalente al nivel mínimo de utilidad exigido por ésta. Con esto, para cumplir con la ecuación (4.46), suponiendo que  $\alpha_j = 1$ , la distribuidora escogería la menor cantidad de energía evitada  $e_j^{NOM}$  tal que se cumpla con el nivel de utilidad mínima exigido. Si dicha cantidad resulta ser menor que el mínimo escenario de energía evitada para ese programa de EE, se activa la restricción (4.39), la que implica que  $e_j^{NOM} = \min\{e_{j,S}\}$ .

Como se señaló anteriormente, es esperable que la utilidad de la distribuidora sea cercana a  $u_{R_j}$ , lo que se debe a que el Estado maximiza su utilidad sujeto a las

condiciones de optimalidad del agente, las cuales sólo restringen la solución a que se cumpla para cada programa de EE que la utilidad del agente sea mayor o igual a  $u_{R_j}$ . Por otra parte, si se aumentara la utilidad mínima exigida por el agente por programa, también debiera incrementarse el nivel de compensaciones, esto lo puede lograr de dos formas: aumentando  $\alpha_j$  ó  $\beta_j$ . Dependiendo de cuánto sea el incremento en el nivel de utilidad mínimo exigido, podría verse incrementada la proporción de la valorización económica de la energía evitada que el Estado le otorga a la distribuidora, como también la cantidad de energía evitada por programa de EE. Dado que el nivel de compensaciones pagadas por el Estado a la distribuidora se incrementa a medida que la utilidad mínima exigida por el agente también lo hace, es esperable que la utilidad del principal disminuya. Esta relación inversamente proporcional entre el nivel de compensaciones pagadas y la utilidad del Estado también se observaría en el caso de variar los costos.

Por último, cabe señalar bajo qué condiciones la modelación propuesta para el caso con incertidumbre en la cantidad de energía ahorrada puede ser reducido al modelo sin incertidumbre. Si se considera que todos los escenarios de energía evitada son equivalentes y que  $\rho_s = \frac{1}{s}$ ,  $\forall s$ , la función objetivo del problema del Estado bajo incertidumbre es equivalente al caso sin incertidumbre. Por otra parte, si el VaR es cercano a cero, se tiene que la utilidad del Estado mínima exigida con un cierto nivel de confianza es cercana a cero. Si se analiza la restricción (4.34) bajo este supuesto y considerando la restricción (4.36) que indica que CVaR debe ser mayor o igual a cero, se tiene que la única posibilidad para que ambas restricciones se cumplan es que la variable auxiliar  $\eta_s$  sea cercana a cero. Con esto el modelo bajo incertidumbre se reduciría al modelo sin incertidumbre. Adicionalmente, si se analiza la restricción (4.35) bajo el supuesto de que el VaR es cercano a cero, es posible deducir que la diferencia entre el VaR y la utilidad del Estado en determinado escenario sería negativa, con lo cual bastaría con que  $\eta_s$  sea cercana a cero para que se cumpla con las restricciones (4.35) a la (4.36) y con la restricción (4.40).



## 5. CASO DE ESTUDIO

En el presente capítulo se desarrolla un caso de estudio, mediante el cual se estudian las implicancias económicas de aplicar distintos esquemas de compensaciones, desde un mecanismo basado solamente en la devolución de los costos fijos hasta un mecanismo que otorga compensaciones basadas solo en el desempeño, considerando que hay incertidumbre en la cantidad de energía no consumida o evitada efectivamente lograda luego de la realización de un programa de EE.

Para simular el modelo con incertidumbre se empleó el software Matlab © versión 7.12.0, considerándose los parámetros que se describen en el punto 5.1. En este apartado además se explica cómo se obtuvieron dichos parámetros. En el punto 5.2 se muestran los resultados de la simulación, considerando análisis de sensibilidad en torno al VaR, al coeficiente de los costos variables, al nivel de utilidad mínima que exige la distribuidora y respecto al precio de la energía.

### 5.1. Descripción de los parámetros

#### Datos

Para calibrar los parámetros del modelo con incertidumbre planteado en el capítulo anterior y posteriormente poder simular dicho modelo, se recurrió a datos históricos de energía evitada o no consumida y costos, correspondientes a programas de EE llevados a cabo por las empresas distribuidoras de California, EEUU.

En California existen tres compañías distribuidoras de electricidad, éstas son:

- Pacific Gas and Electric Company (PG&E)<sup>13</sup>: Esta empresa es una de las más grandes distribuidoras de gas natural y electricidad en los Estados Unidos. Cuenta con aproximadamente 20.000 empleados y distribuye gas natural y

---

<sup>13</sup> Información extraída del sitio web: <http://www.pge.com/about/company/profile/>

electricidad a unas 15 millones de personas en un área de servicio que abarca el norte y centro de California. Específicamente en el ámbito de distribución eléctrica, cuenta con 5,1 millones de cuentas de clientes eléctricos.

- Southern California Edison (SCE)<sup>14</sup>: Esta empresa brinda el servicio de suministro eléctrico a 13 millones de personas abarcando 11 condados en el centro, la costa y el sur de California. Su cobertura abarca 430 ciudades y comunidades en los 129.500 km<sup>2</sup> que integran su territorio de servicio. SCE cuenta con más de 13.000 empleados.
- San Diego Gas & Electric (SDGE)<sup>15</sup>: Esta empresa brinda el servicio de suministro eléctrico a 3,4 millones de personas, abarcando un territorio de servicio de 10.619 km<sup>2</sup>. Cuenta con aproximadamente 5.000 empleados.

Los datos históricos de energía evitada o no consumida y costos, correspondientes a los programas de EE llevados a cabo por las distribuidoras de electricidad de California, fueron extraídos del portal EEGA (*Energy Efficiency Groupware Application* (EEGA)<sup>16</sup>), un repositorio o fuente de información pública donde las distribuidoras publican los reportes presentados acerca de los programas de EE que llevan a cabo en California y de los logros en cuanto a energía evitada o no consumida gracias a la aplicación de dichos programas.

El EEGA permite el acceso público a los datos y reportes de la CPUC (*California Public Utilities Commission's*<sup>17</sup>) acerca de todos los programas de EE que se han llevado a cabo en California desde el año 2004.

Este sitio sirve como un recurso para:

---

<sup>14</sup> Información extraída del sitio web: <http://www.sce.com/es/AboutSCE/CompanyOverview/default.htm>

<sup>15</sup> Información extraída del sitio web: <http://www.sdge.com/aboutus>

<sup>16</sup> Información extraída del sitio web: <http://eega.cpuc.ca.gov/Default.aspx>

<sup>17</sup> Organismo encargado de velar por que las empresas distribuidoras privadas de electricidad, agua, gas, telecomunicaciones y transporte de pasajeros, brinden un servicio confiable y con tarifas razonables.

- Visualizar la última información acerca de la energía evitada o ahorrada.
- Ver y descargar los reportes de cada distribuidora, mensuales, por trimestre y anuales, de todos los programas de EE que ellas ejecutan.

Para obtener una estimación de los parámetros se utilizaron los siguientes reportes<sup>18</sup>:

- Reporte trimestral del cuarto trimestre de 2011 de PG&E.
- Reporte trimestral del cuarto trimestre de 2011 de SCE.
- Reporte trimestral del segundo trimestre de 2012 de PG&E.
- Reporte trimestral del segundo trimestre de 2012 de SCE.
- Reporte mensual de Diciembre de los años 2006 al 2011 de PG&E.
- Reporte mensual de Diciembre de los años 2006 al 2011 de SCE.
- Reporte mensual de Diciembre de los años 2006 al 2011 de SDGE.

De estos reportes se extrajeron datos de costos administrativos, de marketing y costos directos de cada programa (*Program Expenditures: Administrative, Marketing, Direct Implementation*) para las distintas distribuidoras. También se extrajeron datos de energía ahorrada o evitada (*Energy Savings*) por cada programas de EE y de las compensaciones pagadas por el Estado de California a las distribuidoras por la realización de cada programa de EE (*Total Incentive Commitments*).

En el caso de los parámetros  $k_j$  y  $\theta_j$  y de los escenarios de energía evitada  $e_{j,s}$ , éstos fueron calculados en base a la información de costos y de energía ahorrada de 15 programas de EE llevados a cabo por las distribuidoras SCE y PG&E<sup>19</sup>.

No se consideró la distribuidora SDGE para el cálculo de estos parámetros, dado que ha realizado una cantidad de programas de EE considerablemente menor que SCE y PG&E. Sumado a ello, muchos de los programas no contaban con los datos de ahorro de

---

<sup>18</sup> En los anexos se presentan los datos que fueron extraídos de estos reportes.

<sup>19</sup> En los siguientes apartados se explica cómo fueron calculados estos parámetros y los valores finales obtenidos.

energía. Por lo tanto, se trabajó con la información de aquellos programas que estaban presentes tanto en los reportes de SCE como en los de PG&E y que además contaban con los datos de energía evitada o no consumida, llegando a un total de 15 programas que cumplían ambos requisitos, la lista con los programas de EE considerados se muestra a continuación<sup>20</sup>:

**Tabla 5.1. Programas de EE de PG&E y SCE considerados en el caso de estudio.**

<b>PROGRAMAS DE EE</b>
<i>Residential Lighting Incentive Program for Basic CFLs4</i>
<i>Advanced Consumer Lighting Program</i>
<i>Home Energy Efficiency Rebates</i>
<i>Appliance Recycling Program</i>
<i>Business and Consumer Electronics Program</i>
<i>Multifamily Energy Efficiency Rebates Program</i>
<i>Commercial Calculated Incentives</i>
<i>Commercial Deemed Incentives</i>
<i>Industrial Calculated Incentives</i>
<i>Industrial Deemed Incentives</i>
<i>Agricultural Calculated Incentives</i>
<i>Agricultural Deemed Incentives</i>
<i>Agricultural Pump Efficiency Services Program</i>
<i>Savings By Design</i>
<i>EE Entertainment Centers</i>

En cuanto a los otros parámetros empleados en el caso de estudio, tenemos que el precio de energía considerado fue de  $r = 125.900 \text{ USD\$/GWh}^{21}$ . Este dato se extrajo del portal de la Administración de Información de Energía de EEUU para el Estado de California.

<sup>20</sup> En el Anexo B se explica en términos generales de qué se trata cada uno de estos programas.

<sup>21</sup> Información extraída del sitio web: <http://www.eia.gov/electricity/monthly/>

Por otra parte, fueron considerados cuatro posibles escenarios de energía ahorrada o consumo energético evitado. Éstos corresponden a las distribuidoras SCE y PG&E para los años 2010 y 2011. Se asume que estos escenarios se presentan de manera equiprobable, por lo cual la probabilidad de ocurrencia del escenario  $s$  sería  $\rho_s = 0,25$  para los cuatro escenarios planteados.

Por último, se asume un nivel de confianza equivalente al 95% ( $\omega = 0,95$ ).

### **Estimación de $e_{j,s}$**

Para estimar  $e_{j,s}$  se extrajeron los datos de consumo energético evitado (*Energy Savings*) de 15 programas de EE (ver Tabla 5-1) de las distribuidoras *Pacific Gas and Electric Company* (PG&E) y *Southern California Edison* (SCE) correspondientes a los años 2010 y 2011, generándose los siguientes cuatro escenarios de consumo energético evitado:

$e_{j,s_{PG\&E}}^{2010}$ : Consumo energético evitado por el programa de EE  $j$  de la distribuidora PG&E en el año 2010.

$e_{j,s_{PG\&E}}^{2011}$ : Consumo energético evitado por el programa de EE  $j$  de la distribuidora PG&E en el año 2011.

$e_{j,s_{SCE}}^{2010}$ : Consumo energético evitado por el programa de EE  $j$  de la distribuidora SCE en el año 2010.

$e_{j,s_{SCE}}^{2011}$ : Consumo energético evitado por el programa de EE  $j$  de la distribuidora SCE en el año 2011.

Los datos de  $e_{j,s}$  para cada uno de los 15 programas de EE y 4 escenarios considerados se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 5.2. Consumo energético evitado por los programas de EE escogidos para el caso de estudio.

PROGRAMA DE EE	$e_{j,s}^{2010}_{PG\&E}$ (GWh)	$e_{j,s}^{2011}_{PG\&E}$ (GWh)	$e_{j,s}^{2010}_{SCE}$ (GWh)	$e_{j,s}^{2011}_{SCE}$ (GWh)
<i>Residential Lighting Incentive Program for Basic CFLs4</i>	491,34	142,17	586,43	130,80
<i>Advanced Consumer Lighting Program</i>	81,81	46,71	244,54	151,81
<i>Home Energy Efficiency Rebates</i>	16,69	15,65	23,64	6,11
<i>Appliance Recycling Program</i>	16,36	14,32	80,45	45,98
<i>Business and Consumer Electronics Program</i>	81,21	47,62	43,29	22,69
<i>Multifamily Energy Efficiency Rebates Program</i>	5,86	8,24	30,22	13,77
<i>Commercial Calculated Incentives</i>	127,41	107,47	76,69	70,52
<i>Commercial Deemed Incentives</i>	200,91	185,31	183,10	156,27
<i>Industrial Calculated Incentives</i>	57,64	25,89	121,32	28,54
<i>Industrial Deemed Incentives</i>	17,03	15,00	39,06	43,14
<i>Agricultural Calculated Incentives</i>	42,48	33,39	19,43	15,11
<i>Agricultural Deemed Incentives</i>	100,63	141,87	1,25	2,97
<i>Agricultural Pump Efficiency Services Program</i>	18,78	23,50	10,53	9,59
<i>Savings By Design</i>	51,25	22,37	69,65	40,19
<i>EE Entertainment Centers</i>	1,58	2,06	0,98	3,60

### Estimación de $k_j$

Para estimar este parámetro se extrajeron los datos de costos de 15 programas de EE (ver Tabla 5-1) de las distribuidoras *Pacific Gas and Electric Company* (PG&E) y *Southern California Edison* (SCE) correspondientes a los años 2010 y 2011.

Se estimó el costo fijo asociado al programa de EE  $j$  ( $k_j$ ) como la suma de los costos administrativos (*Program Expenditures: Administrative*) y de marketing (*Program Expenditures: Marketing*) de cada uno de los 15 programas de EE

seleccionados, para ambas distribuidoras y para los dos años estudiados. Con esto se obtuvieron cuatro valores del parámetro  $k_j$  para cada programa<sup>22</sup>, éstos son:

$k_{j_{PG\&E}}^{2010}$ : Costo fijo asociado al programa de EE j de la distribuidora PG&E en el año 2010.

$k_{j_{PG\&E}}^{2011}$ : Costo fijo asociado al programa de EE j de la distribuidora PG&E en el año 2011.

$k_{j_{SCE}}^{2010}$ : Costo fijo asociado al programa de EE j de la distribuidora SCE en el año 2010.

$k_{j_{SCE}}^{2011}$ : Costo fijo asociado al programa de EE j de la distribuidora SCE en el año 2011.

Luego se promediaron estos cuatro valores dando origen a un único valor del parámetro  $k_j$  para cada uno de los 15 programas de EE, éstos se muestran en la siguiente tabla:

---

<sup>22</sup> En el Anexo C se encuentran los datos de costos ocupados para los años 2010 y 2011 y para ambas distribuidoras.

Tabla 5.3. Costo fijo asociado a los programas de EE escogidos para el caso de estudio.

PROGRAMA DE EE	$k_j$ (USD\$)
<i>Residential Lighting Incentive Program for Basic CFLs<sup>4</sup></i>	\$592.232
<i>Advanced Consumer Lighting Program</i>	\$448.998
<i>Home Energy Efficiency Rebates</i>	\$2.275.812
<i>Appliance Recycling Program</i>	\$1.542.617
<i>Business and Consumer Electronics Program</i>	\$1.038.248
<i>Multifamily Energy Efficiency Rebates Program</i>	\$494.271
<i>Commercial Calculated Incentives</i>	\$2.252.845
<i>Commercial Deemed Incentives</i>	\$1.556.713
<i>Industrial Calculated Incentives</i>	\$1.197.502
<i>Industrial Deemed Incentives</i>	\$542.783
<i>Agricultural Calculated Incentives</i>	\$950.042
<i>Agricultural Deemed Incentives</i>	\$502.764
<i>Agricultural Pump Efficiency Services Program</i>	\$327.831
<i>Savings By Design</i>	\$772.918
<i>EE Entertainment Centers</i>	\$250.120

Como se observa en la tabla anterior, los valores de costo fijo pueden variar bastante según el programa de EE. Esto se debe a que los programas tienen distinta envergadura, lo que repercute en que generan costos fijos que poseen diferentes órdenes de magnitud.

### Estimación de $\theta_j$

Para estimar este parámetro se extrajeron los datos de costos y de consumo energético evitado de 15 programas de EE (ver Tabla 5-1) de las distribuidoras *Pacific Gas and Electric Company* (PG&E) y *Southern California Edison* (SCE) correspondientes a los años 2010 y 2011<sup>23</sup>.

<sup>23</sup> En el Anexo D se encuentran los datos de costos y de consumo energético evitado ocupados en el cálculo del parámetro  $\theta_j$ , para los años 2010 y 2011 y para ambas distribuidoras

Se estimó el coeficiente del costo asociado al programa de EE j ( $\theta_j$ ) bajo el supuesto de que los costos variables son equivalentes a los costos directos de implementación (*Direct Implementation Expenditures*).

Dado que los costos variables en el modelo son representados como  $\frac{1}{2} \cdot \theta_j \cdot e_j^{NOM^2}$ , siendo  $e_j^{NOM}$  el consumo energético evitado en GWh, tenemos que se cumpliría la siguiente relación:

$$\frac{1}{2} \cdot \theta_j \cdot e_j^{NOM^2} = \text{Costos directos de implementación} \quad (5.1)$$

A partir de dicha relación se despejó  $\theta_j$  para cada uno de los 15 programas seleccionados, para ambas distribuidoras y para los dos años estudiados. Con esto se obtuvieron cuatro valores del parámetro  $\theta_j$  para cada programa, éstos son:

$\theta_{j_{PG\&E}}^{2010}$ : Coeficiente del costo asociado al programa de EE j de la distribuidora PG&E en el año 2010.

$\theta_{j_{PG\&E}}^{2011}$ : Coeficiente del costo asociado al programa de EE j de la distribuidora PG&E en el año 2011.

$\theta_{j_{SCE}}^{2010}$ : Coeficiente del costo asociado al programa de EE j de la distribuidora SCE en el año 2010.

$\theta_{j_{SCE}}^{2011}$ : Coeficiente del costo asociado al programa de EE j de la distribuidora SCE en el año 2011.

Luego se promediaron estos cuatro valores dando origen a un único valor del parámetro  $\theta_j$  para cada uno de los 15 programas, el cual fue ajustado para tener las mismas dimensiones de ahorro energético entre los escenarios de  $e_{j,s}$  y las dimensiones de  $e_j^{NOM}$  calculadas a partir del modelo. Los valores finales  $\theta_j$  se muestran a continuación:

Tabla 5.4. Coeficiente del costo asociado a los programas de EE escogidos para el caso de estudio.

PROGRAMA	$\theta_j \left[ \frac{\$}{\text{GWh}^2} \right]$
<i>Residential Lighting Incentive Program for Basic CFLs4</i>	5,001
<i>Advanced Consumer Lighting Program</i>	19,581
<i>Home Energy Efficiency Rebates</i>	1565,577
<i>Appliance Recycling Program</i>	155,455
<i>Business and Consumer Electronics Program</i>	64,098
<i>Multifamily Energy Efficiency Rebates Program</i>	955,025
<i>Commercial Calculated Incentives</i>	43,384
<i>Commercial Deemed Incentives</i>	16,122
<i>Industrial Calculated Incentives</i>	224,398
<i>Industrial Deemed Incentives</i>	165,775
<i>Agricultural Calculated Incentives</i>	183,986
<i>Agricultural Deemed Incentives</i>	2343,131
<i>Agricultural Pump Efficiency Services Program</i>	223,887
<i>Savings By Design</i>	110,903
<i>EE Entertainment Centers</i>	4721,850

## Estimación de VaR

Para estimar este parámetro se extrajeron los datos de energía ahorrada o no consumida y de pago de compensaciones de todos los programas de EE de las distribuidoras *Pacific Gas and Electric Company (PG&E)*, *Southern California Edison (SCE)* y *San Diego Gas & Electric (SDGE)* que contaban con dicha información para los años 2006 al 2011.

Para estimar VaR (Value at Risk) se construyó la distribución normal de la utilidad del principal anual<sup>24</sup>, es decir, del Estado de California en este caso de estudio. Para construir dicha distribución se calculó la media y la desviación estándar en base a los resultados de utilidad anual del principal obtenido para los años 2006 al 2011. La utilidad anual del Estado para los años 2006 al 2011, por su parte, se calculó como la suma de la utilidad obtenida por el Estado gracias a cada programa de EE llevado a cabo por las distribuidoras de electricidad de California el año respectivo.

La utilidad que obtuvo el Estado por la realización de cada programa de EE se calculó como la diferencia entre la energía ahorrada por el programas de EE j valorizada en dinero (energía ahorrada multiplicada por el precio de la energía) y el pago de compensación que el Estado le otorgó a la distribuidora por la realización de dicho programa (*Total Commitments*). Aplicando este procedimiento los resultados obtenidos son<sup>25</sup>:

---

<sup>24</sup> Se trabajó bajo el supuesto de que la utilidad del principal anual distribuye normalmente, no obstante, no se tiene certeza de que esto se cumpla, sino que sólo constituye un supuesto para estimar VaR y poder simular el problema con incertidumbre.

<sup>25</sup> Se debe notar que el dato de utilidad del Estado o principal del año 2008 se desvía bastante de la tendencia marcada por los otros años, lo que se debe a que no todos los programas cuentan con los datos de compensaciones pagadas a las distribuidoras en ese año, por lo que la utilidad por programa de EE llevado a cabo ese año se encuentran sobreestimadas (dado que la utilidad del Estado es calculada como la diferencia entre la valorización económica de la energía evitada y el pago de compensaciones que el Estado le otorga a las distribuidoras).

**Tabla 5.5. Utilidades Estado de California por la realización de programas de EE por parte de las distribuidoras de energía eléctrica del 2006 al 2011.**

$U_p$	\$UDS
$U_p^{2006}$	\$ 141.601.076
$U_p^{2007}$	\$ 346.914.880
$U_p^{2008}$	\$ 815.510.116
$U_p^{2009}$	\$ 361.912.716
$U_p^{2010}$	\$ 339.053.815
$U_p^{2011}$	\$ 395.915.742

La media se calculó como el promedio de las utilidades anuales del principal para los años 2006 al 2011 proveniente de la realización de todos los programas de las tres distribuidoras consideradas en este ítem, las que fueron detalladas en el párrafo anterior. El resultado obtenido fue una media de  $\mu$  ( $\$USD$ ) = \$ 400.151.391.

Por otra parte, se calculó la desviación estándar entre las utilidades del principal entre los años 2006 al 2011, obteniéndose como resultado  $\sigma$  ( $\$USD$ ) = \$ 203.067.441.

Finalmente, para calcular el VaR (Value at Risk) se calculó la distribución normal inversa con media  $\mu$  y desviación estándar  $\sigma$  como el valor de utilidad asociado a una probabilidad del 5%, obteniéndose como resultado  $VaR$  ( $\$USD$ ) = \$ 66.135.175.

## 5.2. Resultados y Discusión

En este punto se muestran y discuten los resultados de la simulación del modelo con incertidumbre para caso de estudio desarrollado. Luego de mostrar los resultados de la simulación, se realiza un análisis de sensibilidad de dichos resultados en torno al VaR, al coeficiente de los costos variables, al nivel de utilidad mínima que exige la distribuidora y respecto al precio de la energía.

Respecto de la simulación del caso de estudio cabe señalar que éste se simuló en el software Matlab © versión 7.12.0, considerando los parámetros señalados en el capítulo anterior. A continuación se muestran los resultados obtenidos:

Tabla 5.6. Resultados simulación caso con incertidumbre

PROGRAMA	$\alpha$	$\beta$	$e_j^{NOM}$ [GWh]
1) Residential Lighting Incentive Program for Basic CFLs4	0,000	0,019	486,646
2) Advanced Consumer Lighting Program	0,000	0,033	214,149
3) Home Energy Efficiency Rebates	0,987	0,076	6,112
4) Appliance Recycling Program	0,000	0,174	140,878
5) Business and Consumer Electronics Program	0,000	0,092	179,988
6) Multifamily Energy Efficiency Rebates Program	0,000	0,244	32,173
7) Commercial Calculated Incentives	0,000	0,111	322,269
8) Commercial Deemed Incentives	0,000	0,056	439,447
9) Industrial Calculated Incentives	0,937	0,046	25,888
10) Industrial Deemed Incentives	0,966	0,020	15,002
11) Agricultural Calculated Incentives	0,000	0,149	101,624
12) Agricultural Deemed Incentives	0,996	0,023	1,252
13) Agricultural Pump Efficiency Services Program	0,000	0,096	54,116
14) Savings By Design	0,000	0,104	118,062
15) EE Entertainment Centers	0,000	0,386	10,293

De la ecuación (4.38) tenemos que  $e_j^{NOM} = \frac{\beta_j r}{\theta_j}$ , al observar los resultados obtenidos en la tabla anterior, vemos que se cumple dicha relación para cada uno de los 15 programas. Además, se observa que en la mayoría de los casos  $\alpha$  es cero, salvo en el caso de los programas de EE 3, 9, 10 y 12. En estos casos se tiene que los costos fijos ( $k_j$ ) son mucho más grandes que los costos variables ( $\frac{1}{2}\theta_j[e_j^{NOM}]^2$ ), lo que explica el hecho de que el Estado deba pagar una compensación asociada a los costos fijos, ayudando a la Distribuidora a cubrirlos, de manera independiente al desempeño logrado por el programa, como se aprecia en la siguiente tabla:

Tabla 5.7. Costos fijos y costos variables de caso con incertidumbre

PROGRAMA	$k_j$ [\$USD]	$\frac{1}{2}\theta_j[e_j^{NOM}]^2$ [\$USD]	$\frac{k_j}{\frac{1}{2}\theta_j[e_j^{NOM}]^2} * 100\%$
1) Residential Lighting Incentive Program for Basic CFLs4	\$592.232	\$592.232	100%
2) Advanced Consumer Lighting Program	\$448.998	\$448.998	100%
3) Home Energy Efficiency Rebates	\$2.275.812	\$29.247	7781%
4) Appliance Recycling Program	\$1.542.617	\$1.542.617	100%
5) Business and Consumer Electronics Program	\$1.038.248	\$1.038.248	100%
6) Multifamily Energy Efficiency Rebates Program	\$494.271	\$494.271	100%
7) Commercial Calculated Incentives	\$2.252.845	\$2.252.845	100%
8) Commercial Deemed Incentives	\$1.556.713	\$1.556.713	100%
9) Industrial Calculated Incentives	\$1.197.502	\$75.192	1593%
10) Industrial Deemed Incentives	\$542.783	\$18.654	2910%
11) Agricultural Calculated Incentives	\$950.042	\$950.042	100%
12) Agricultural Deemed Incentives	\$502.764	\$1.837	27375%
13) Agricultural Pump Efficiency Services Program	\$327.831	\$327.831	100%
14) Savings By Design	\$772.918	\$772.918	100%
15) EE Entertainment Centers	\$250.120	\$250.120	100%

Por otra parte, también se observa que en el caso de los que se paga parte de los costos fijos, el valor esperado del esfuerzo de la distribuidora, es decir, de  $e_j^{NOM}$  es equivalente al peor escenario de energía evitada o no consumida. En otras palabras,  $e_j^{NOM}$  toma como valor su cota mínima que corresponde a  $\min\{e_{j,s}\}$ , para cumplir con la ecuación (4.39).

Dado que  $e_j^{NOM}$  toma el valor mínimo para los programas 3, 9, 10 y 12,  $\alpha$  y  $\beta$  son determinados con el fin de cumplir con la restricción (4.37) que establece que la Distribuidora debe tener una utilidad mayor o igual a  $u_{R_j}$ , que en este caso es cero.

En el caso de que  $e_j^{NOM}$  no corresponda al mínimo permitido, se observa que no resulta conveniente para el Estado financiar los costos fijos ( $\alpha = 0$ ), compartiéndose los beneficios del ahorro energético logrado entre la Distribuidora y el Estado ( $\beta \neq 0$ ).

Si se compara este resultado con los resultados teóricos del modelo sin incertidumbre, se observa que en términos generales no resulta conveniente para el Principal (o Estado) financiar los costos fijos<sup>26</sup>. Por otra parte, la fracción de la valorización económica de la energía evitada que le da el Estado a la distribuidora ( $\beta_j$ ) es siempre distinta de cero tanto para el modelo con incertidumbre como para el modelo sin incertidumbre. De hecho para el caso en que el Estado no considera la incertidumbre a la que están sujetos los ahorros energéticos en su decisión, dicho coeficiente es igual a 1<sup>27</sup>. Este resultado sugiere una conclusión bastante fuerte en cuanto a la comparación que se desea realizar entre un sistema de compensaciones que se basa en el retorno de los costos a la distribuidora y un sistema de incentivos por desempeño. A la luz de estos resultados, convendría en la mayoría de los casos adoptar un sistema de compensaciones basado en el desempeño, en el cual los programas de EE que “ahorren” más energía, reciban un incentivo económico mayor.

Cabe notar que el coeficiente  $\beta_j$  es diferente para los distintos programas de EE, de esto se puede deducir que al Estado le conviene otorgar compensaciones por desempeño diferentes dependiendo de las características de los programas de EE que lleve a cabo la distribuidora.

Por otra parte, los resultados de las variables auxiliares para cada uno de los cuatro escenarios son:

---

<sup>26</sup> En el modelo sin incertidumbre se cumple que  $\alpha = 0$ .

<sup>27</sup> Ver ecuación (4.12).

Tabla 5.8. Variables auxiliares en los distintos escenarios para caso con incertidumbre.

$\eta_s$	\$UDS
$\eta_1$	\$ 3.294.396
$\eta_2$	\$ 3.294.396
$\eta_3$	\$ 3.294.396
$\eta_4$	\$ 3.294.395

Las variables auxiliares en los distintos escenarios corresponden a la diferencia entre el VaR y la utilidad del principal en ese escenario (ver ecuación (4.35)). Se tiene que para los 4 escenarios considerados la utilidad del principal en ese escenario ha resultado ser mucho menor que el VaR.

Se debe recordar que  $VaR = \text{\$USD } 66.135.175$ , esto implica que con una probabilidad menor o igual al 5% se obtendrá una ganancia menor o igual a  $\text{\$USD } 66.135.175$ . Teniendo en consideración esto último y los valores de las variables auxiliares, se calculó CVaR, obteniéndose  $CVaR = \text{\$USD } 247.264$ . Esto implica que el valor esperado de la utilidad del principal, condicionado a que dicha utilidad esté bajo el VaR, resultó ser  $\text{\$USD } 247.264$ .

Para analizar la relación que existe entre la energía evitada o no consumida nominal que escoge la Distribuidora para cada programa y el coeficiente  $\beta_j$ , se graficó la relación entre ambas variables, obteniéndose lo siguiente:

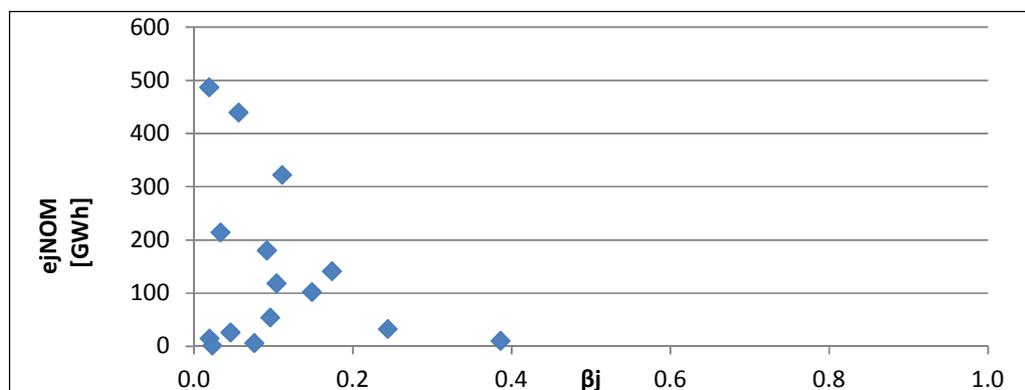


Figura 5-1. Gráfico de  $e_j^{NOM}$  versus  $\beta_j$  para caso con incertidumbre.

En el gráfico anterior se ve una cierta tendencia de pendiente negativa, a mayor  $\beta_j$  disminuye el  $e_j^{NOM}$ . Esto se explica debido a que el Estado maximiza su utilidad sujeto a que la distribuidora obtenga un cierto nivel de utilidad, por lo tanto, si  $\beta_j$  es mayor significa que se le está dando una mayor posibilidad a la distribuidora de que ahorre más dinero, dado que el Estado le está compartiendo un mayor beneficio producto de los ahorros de energía, esto le permite a la distribuidora lograr un nivel de utilidad mayor a  $u_{R_j}$  con una menor cantidad de energía no consumida  $e_j^{NOM}$ .

Para analizar la relación que existe entre la Utilidad que obtiene el Estado por cada programa de EE y el coeficiente  $\beta_j$ , se graficó la relación entre ambas variables:

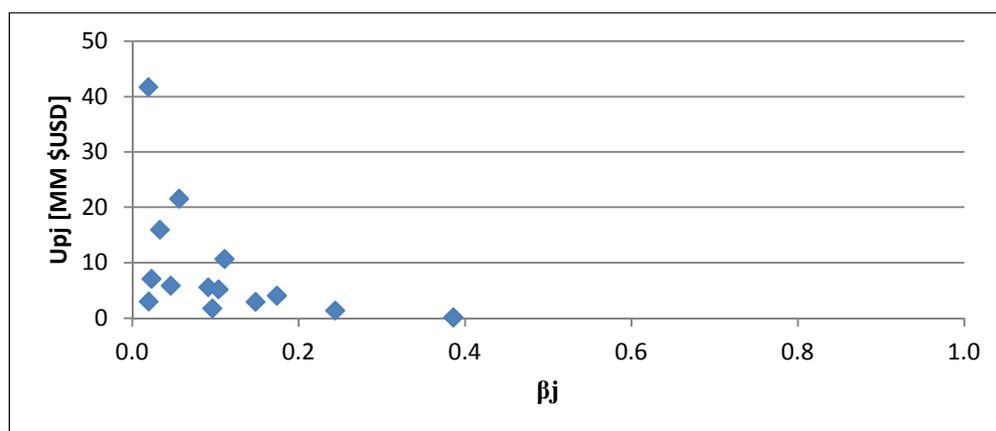


Figura 5-2. Gráfico de  $U_{pj}$  versus  $\beta_j$  para caso con incertidumbre.

En el gráfico anterior se ve una cierta tendencia de pendiente negativa, a mayor  $\beta_j$  disminuye la utilidad del Estado por programa de EE  $U_{pj}$ . Esto se explica debido a que entre más grande sea  $\beta_j$ , el Estado le está otorgando más utilidad a la distribuidora, con lo cual el Estado gana menos. El Estado se ve obligado a ofrecer un  $\beta_j$  mayor a ciertos programas de EE, para poder cumplir con las condiciones de optimalidad de la distribuidora, ya que de no ser así habría ciertos programas donde el distribuidor no operaría, dado que no le conviene.

Por otra parte, es interesante discutir la relación que existe entre el coeficiente  $\beta_j$  y la varianza entre los distintos escenarios de energía evitada o no consumida  $e_{j,s}$ , para esto se graficó  $\beta_j$  versus varianza de  $e_{j,s}$  normalizada por el promedio de  $e_{j,s}$ , como una medida tomada para contrarrestar el efecto que causa el hecho de que los programas tienen diferentes magnitudes. El gráfico obtenido es el siguiente:

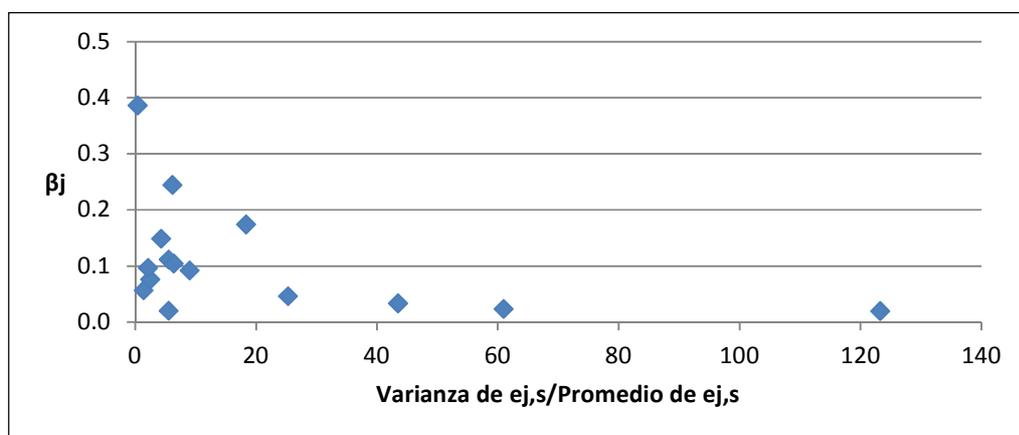


Figura 5-3. Gráfico de  $\beta_j$  versus la Varianza de  $e_{j,s}$  / Promedio de  $e_{j,s}$  para caso con incertidumbre.

En el gráfico anterior se observa una leve tendencia de pendiente negativa, que indica que para los programas que presenten una mayor varianza de los escenarios de energía no consumida, es decir, que tengan asociada una mayor dispersión y por ende un nivel de incertidumbre mayor, se espera que el Estado escoja un coeficiente  $\beta_j$  menor. En otras palabras, entre mayor sea la incertidumbre, el Estado decidirá pagar a la distribuidora una menor fracción de la valorización económica del consumo energético evitado por el programa de EE  $j$ .

En cuanto a la utilidad del agente, se tiene que ésta es cercana  $u_{R_j}$  (que es cero en el caso de estudio) para todos los programas de EE, esto se debe a que el Estado maximiza su utilidad sujeto a las condiciones de optimalidad del agente, las cuales sólo restringen la solución a que se cumpla que para cada programa de EE la utilidad del agente sea mayor o igual a cero.

### Análisis de sensibilidad respecto al VaR

A continuación se analizará el efecto que genera el cambio en el valor del VaR, para esto se hicieron diferentes simulaciones, partiendo desde el 25% del VaR (\$USD 16.533.794) hasta el valor de VaR (\$USD 66.135.175), en intervalos equivalentes al 12,5% del VaR.

Cabe notar que si bien el análisis de sensibilidad se realizó considerando un cambio directamente en el VaR, este cambio tiene implícito el supuesto de que la media y la desviación estándar entre las utilidades del principal entre los años 2006 al 2011 también son modificadas con el fin de obtener distintos valores de VaR.

Para analizar la relación que existe entre el promedio de los coeficientes  $\alpha_j$  y  $\beta_j$  y VaR, respectivamente, se graficaron ambas variables, obteniéndose lo siguiente:

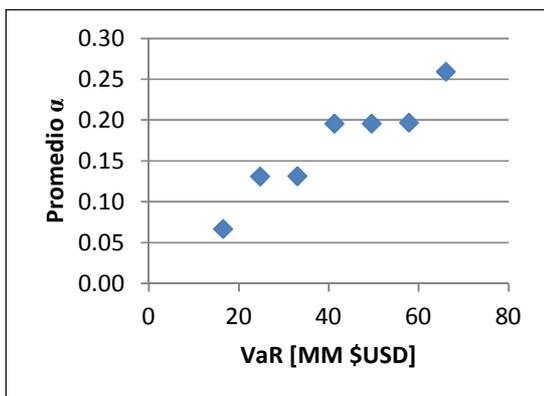


Figura 5-4. Gráfico del promedio de  $\alpha$  versus VaR para caso con incertidumbre.

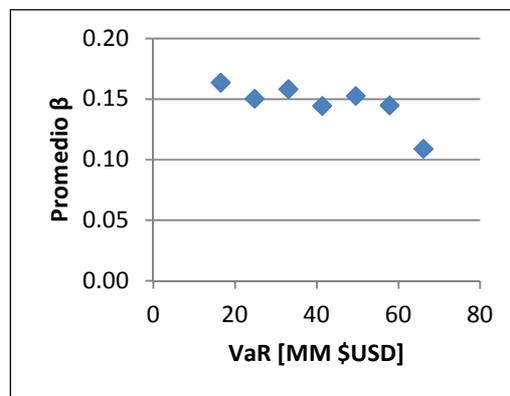


Figura 5-5. Gráfico del promedio de  $\beta$  versus VaR para caso con incertidumbre.

En la Figura 5-4, se observa una leve tendencia de pendiente positiva, que indica que a mayor VaR, es decir, mientras se exija una ganancia mínima mayor para el Principal, se espera que el Estado escoja en promedio un coeficiente  $\alpha_j$  mayor. Por otra parte, en la Figura 5-5, se observa una leve tendencia de pendiente negativa, que indica que a mayor VaR, es decir, mientras se exija una ganancia mínima mayor, se espera que

el Estado escoja en promedio un coeficiente  $\beta_j$  menor. Esto se explica debido a que entre más pequeño sea  $\beta_j$ , el Estado le está otorgando menos utilidad a la distribuidora, con lo cual el Estado gana más. En otras palabras, entre mayor sea la utilidad mínima que el Estado esté dispuesto a recibir con una determinada probabilidad, éste decidirá pagar a la distribuidora una menor fracción en promedio de la valorización económica del consumo energético evitado por el programa de EE  $j$ . Relacionando este resultado con el mostrado en el gráfico de  $\alpha_j$  versus VaR, se tiene que el Estado busca tener un nivel mayor de utilidad mínima esperada, incentiva al agente a llevar a cabo los programas de EE otorgándole una compensación mayor por los costos fijos, con lo cual el agente es capaz de alcanzar su nivel de utilidad mínima, pero le entrega un incentivo menor en cuanto a los costos variables, para que el agente haga los programas que tengan asociado un nivel menor de incertidumbre.

Cabe mencionar que el promedio de los  $\alpha_j$  puede ser un tanto engañoso, ya que los valores que toma este coeficiente son muy cercanos a 0 ó a 1, no habiendo muchos valores intermedios.

Para analizar la relación que existe entre la suma de la energía evitada o no consumida nominal que escoge la distribuidora para todos los programas y el VaR, se graficó la relación entre ambos, obteniéndose lo siguiente:

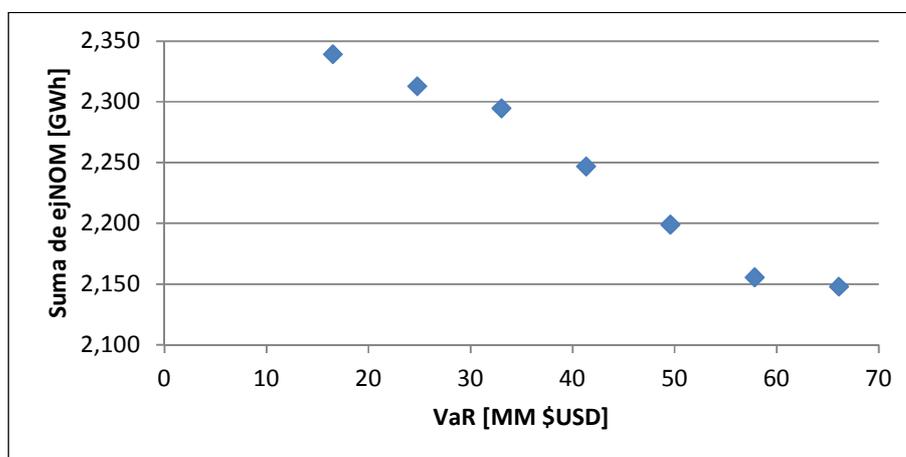


Figura 5-6. Gráfico de la suma de ejNOM versus VaR para caso con incertidumbre.

En el gráfico anterior se aprecia claramente una pendiente negativa, mientras el VaR aumenta, la suma de la energía evitada o no consumida nominal que escoge la distribuidora disminuye. Esto se debe a que mientras mayor sea el VaR, más difícil le será al agente ahorrar, ya que la exigencia de utilidad mínima del Estado es mayor y ya observamos que el promedio de los  $\beta_j$  es menor, lo que implica que el Estado le dará una fracción menor a la distribuidora de la valorización económica de la energía evitada, por lo cual la distribuidora disminuye la cantidad de energía ahorrada, dado que recibe un pago menor por cada GWh ahorrado.

Para analizar la relación que existe entre la Utilidad que obtiene el Estado y el VaR, se graficó ambas variables, obteniéndose lo siguiente:

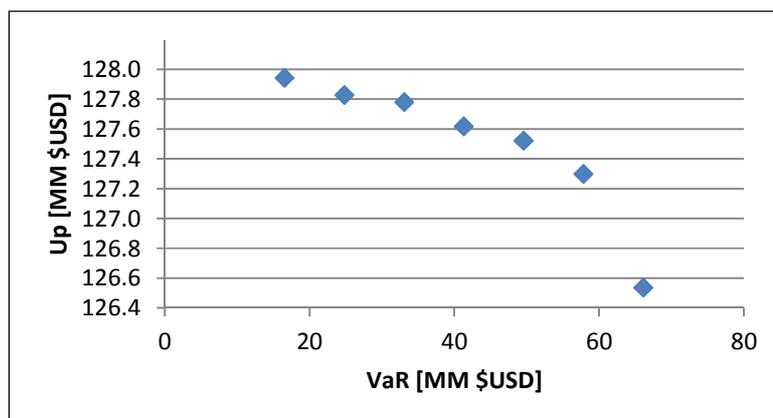


Figura 5-7. Gráfico de  $U_p$  versus VaR para caso con incertidumbre.

En el gráfico anterior se aprecia una pendiente negativa, mientras el VaR aumenta, la utilidad del principal disminuye. Esto se explica por el hecho de que a medida que el VaR aumenta, significa que el principal tiene una postura más conservadora, en otras palabras, el Estado busca con esto que haya menos posibilidades de que le vaya mal. Con esto ya se demostró que el Estado le pagará a la distribuidora una fracción menor de la valorización económica de la energía ahorrada, lo que a su vez provoca que la distribuidora tenga menos incentivos a ahorrar, disminuyendo  $e_j^{NOM}$ .

Todo esto implica que el Estado, si bien tiene menos incertidumbre en sus resultados, obtiene una utilidad menor.

### Análisis de sensibilidad respecto a $\theta_j$

A continuación se analizará el efecto que genera el cambio en el coeficiente del costo variable, para esto se hicieron diferentes simulaciones aumentando el valor de  $\theta_j$  a razón de  $n \cdot \theta_j$ , con  $n \in \{1 \rightarrow 10\}$ .

Primero se analizará la relación entre el promedio de  $\alpha_j$  y  $\beta_j$  versus el promedio de  $\theta_j$ . Los siguientes gráficos muestran que a medida que los programas se hacen más caros en promedio, el Estado se ve obligado a compartir una proporción mayor de la valorización económica de la energía evitada, con el fin de motivar a la distribuidora a que ahorre más o al menos mantenga el mismo nivel de ahorro, asegurando además que se cumplan las condiciones de optimalidad para el problema de la distribuidora, la que establece que la utilidad de la distribuidora debe ser mayor o igual a cero:

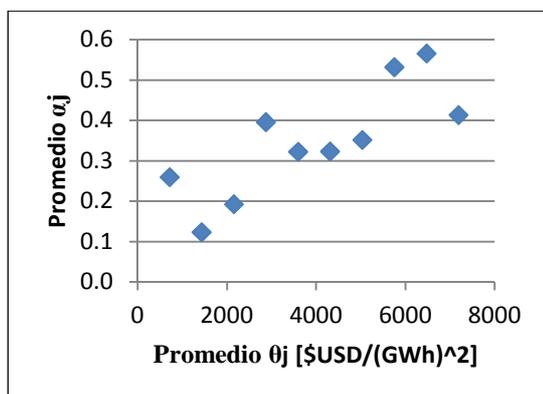


Figura 5-8. Gráfico del promedio de  $\alpha_j$  versus el promedio de  $\theta_j$  para caso con incertidumbre.

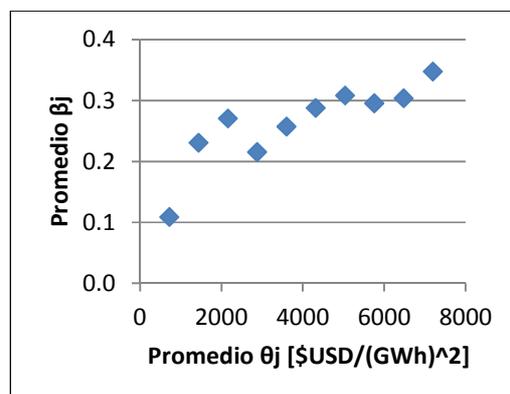


Figura 5-9. Gráfico del promedio de  $\beta_j$  versus el promedio de  $\theta_j$  para caso con incertidumbre.

En cuanto a la relación que existe entre la cantidad de energía evitada o no consumida nominal y el coeficiente de los costos variables  $\theta_j$ , se observa en el siguiente gráfico que a medida que los programas son más caros en promedio, la distribuidora tiene menos incentivos al ahorro de energía, disminuyendo la cantidad de energía no

consumida promedio de los programas de EE. Es importante notar, sin embargo, que dicha curva tiene una saturación, es decir, la cantidad de energía evitada disminuye a medida que aumentan los costos, pero lo hace hasta cierto punto, luego del cual la disminución de la energía evitada se hace cada vez más marginal. Esto último se explica por la relación cuadrática que existe entre  $\theta_j$  y  $e_j^{NOM}$ , dado que los costos variables son equivalentes a  $\frac{1}{2} \cdot \theta_j \cdot [e_j^{NOM}]^2$ . Lo descrito anteriormente se aprecia en el siguiente gráfico:

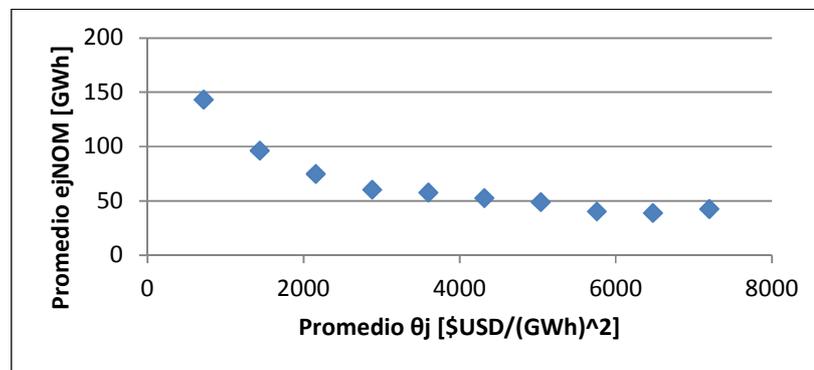


Figura 5-10. Gráfico del promedio de  $e_j^{NOM}$  versus el promedio de  $\theta_j$  para caso con incertidumbre.

Tanto la relación entre el promedio de  $\beta_j$  y el promedio de  $\theta_j$ , como la del promedio de  $e_j^{NOM}$  y el promedio de  $\theta_j$ , tienen relación con la ecuación (4.38), la que muestra que  $e_j^{NOM} = \frac{\beta_j \cdot r}{\theta_j}$ , de lo que se puede deducir que a medida que el coeficiente de los costos  $\theta_j$  se incrementa,  $\beta_j$  también lo hará para mantener el mismo nivel de ahorro de energía. Por otra parte, si  $\theta_j$  se incrementa y  $\beta_j$  se mantiene constante, entonces la cantidad de energía evitada o no consumida  $e_j^{NOM}$  disminuye.

Por último, se tiene que la utilidad de la distribuidora es cercana a  $u_{R_j}$  (que es cero en el caso de estudio) en todos los casos de costos analizados, ello se debe a que el Estado maximiza su utilidad sujeto a las condiciones de optimalidad del agente, las cuales sólo restringen la solución a que se cumpla para cada programa de EE que la

utilidad del agente sea mayor o igual a  $u_{R_j}$ <sup>28</sup>. La utilidad del Estado, por su parte, tiene una relación inversamente proporcional con los costos, a medida que éstos aumentan, la utilidad del Estado disminuye. Esto último va acorde al análisis hecho para  $\alpha_j$  y  $\beta_j$ , los cuales aumentan a medida que aumentan los costos, con lo cual se tiene que a medida que aumentan los costos, el Estado paga mayores compensaciones a la distribuidora y por ende presenta una utilidad menor. Lo expuesto se ve en el siguiente gráfico:

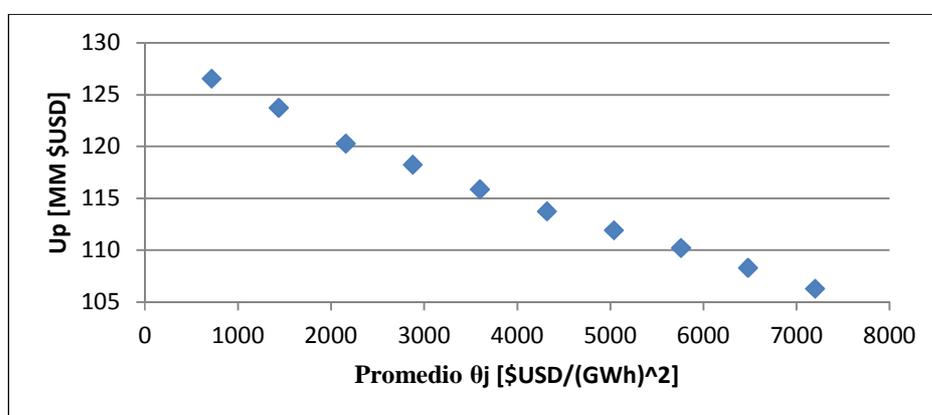


Figura 5-11. Gráfico de  $U_p$  versus el promedio de  $\theta_j$  para caso con incertidumbre.

En términos generales, a medida que los programas de EE se hacen más caros en promedio, el Estado se ve obligado a compartir una proporción mayor de la valorización económica de la energía evitada y a pagar una proporción mayor de los costos fijos, con el fin de motivar a la distribuidora a que ahorre más o al menos mantenga el mismo nivel de ahorro, asegurando además que se cumplan las condiciones de optimalidad para el problema de la distribuidora, la que establece que la utilidad de la distribuidora debe ser mayor o igual a un cierto nivel mínimo. No obstante el incremento en el pago por desempeño, la distribuidora disminuye en promedio la cantidad de energía evitada o no consumida promedio de los programas de EE, lo que concuerda con la lógica general que indica que entre más barato es un proyecto más conviene realizarlo. Se llegó a la

<sup>28</sup> Este resultado se dedujo teóricamente para el caso sin incertidumbre y se comenta también luego de la presentación del modelo con incertidumbre.

misma conclusión al analizar los resultados del caso en el cual tanto la distribuidora como el Estado no consideran la incertidumbre asociada a los ahorros energéticos de los programas de EE. Tanto el incremento en el coeficiente de la valorización económica de la energía evitada ( $\beta_j$ ) como la disminución en promedio de la energía evitada o ahorrada ( $e_j^{NOM}$ ), al aumentar el coeficiente de los costos variables ( $\theta_j$ ), concuerda con la relación que existe entre dichas variables:  $e_j^{NOM} = \frac{\beta_j \cdot r}{\theta_j}$ .

### Análisis de sensibilidad respecto a $u_{Rj}$

A continuación se analizará el efecto que genera el cambio en la utilidad mínima de la distribuidora por programa de EE  $u_{Rj}$ , para esto se hicieron diferentes simulaciones aumentando el valor de  $u_{Rj}$  a razón de  $100.000 + n \cdot 250.000$ , con  $n \in (1,6)$ .

Para analizar la relación que existe entre el promedio del coeficiente  $\beta_j$ ,  $e_j^{NOM}$  y  $u_{Rj}$ , se graficaron dichas variables, obteniéndose lo siguiente:

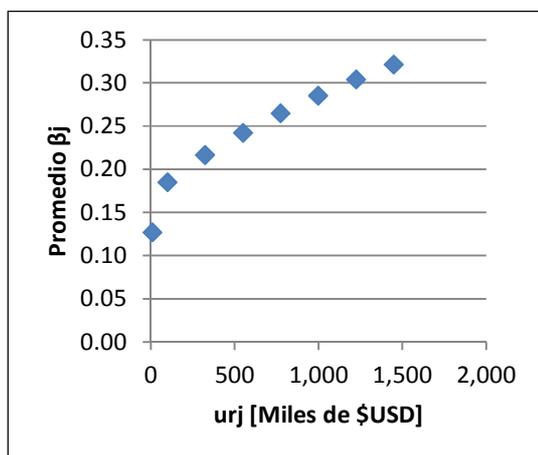


Figura 5-12. Gráfico del promedio de  $\beta_j$  versus  $u_{Rj}$  para caso con incertidumbre.

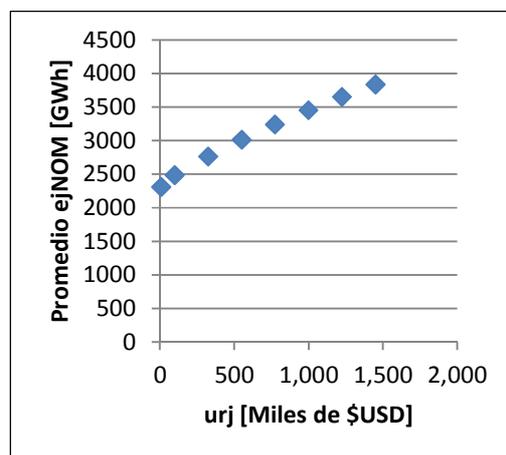


Figura 5-13. Gráfico del promedio de  $e_j^{NOM}$  versus  $u_{Rj}$  para caso con incertidumbre.

En la Figura 5-12 se observa una pendiente positiva, a medida que la utilidad mínima exigida por el agente por programa aumenta, también lo hace el promedio del coeficiente  $\beta_j$ , esto se debe a que al aumentar la utilidad mínima exigida por el agente por programa sólo se está afectando a la restricción (4.37), que asegura que la utilidad

del agente cumpla al menos con un nivel mínimo. Para cumplir con dicha restricción el principal o Estado se ve obligado a aumentar el nivel de compensaciones, esto lo puede lograr de dos formas: aumentando  $\alpha_j$  ó  $\beta_j$ , los resultados mostraron que  $\alpha_j$  se mantuvo constante y  $\beta_j$  aumentó. La explicación de por qué se incrementó  $\beta_j$  y no  $\alpha_j$  radica en que en el general de los casos, los costos fijos son una menor proporción que los costos variables del total de costos de un programa, por lo cual si se compensa al agente pagándole incluso la totalidad de sus costos fijos, su utilidad no se incrementará significativamente. En cambio, si se incrementa  $\beta_j$ , en paralelo se incrementa la cantidad de energía ahorrada por la distribuidora, para que la distribuidora tenga un nivel de utilidad por programa.

El hecho de que tanto el promedio de  $\beta_j$  como el promedio de  $e_j^{NOM}$  aumenten a medida que  $u_{Rj}$  también lo hace, puede ser vinculado con la relación que se desprende de la ecuación (4.38), la cual indica que  $\beta_j$  y  $e_j^{NOM}$  son directamente proporcionales.

En cuanto a lo que sucede con la utilidad del principal y del agente cuando la utilidad mínima exigida por el agente por programa aumenta, se tiene que efectivamente el nivel de utilidad del agente aumenta (ver Figura 5-16). Cabe notar que la utilidad de la distribuidora por programa alcanza justo el nivel mínimo exigido, es decir, es prácticamente equivalente a  $u_{Rj}$ , cumpliéndose con la restricción (4.37). En relación a la utilidad del principal, ésta disminuye a medida que la utilidad del agente aumenta, debido a que se paga un nivel de compensaciones mayor. Esta relación inversamente proporcional entre el nivel de compensaciones pagadas y la utilidad del Estado se observó también en el caso de variar los costos, cuyos resultados fueron discutidos en el apartado anterior.

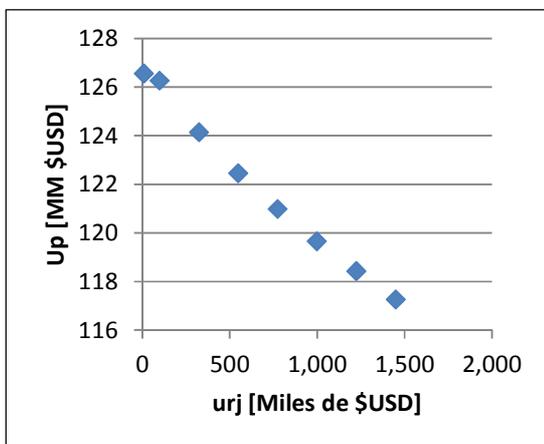


Figura 5-14. Gráfico de  $U_p$  versus  $ur_j$  para caso con incertidumbre.

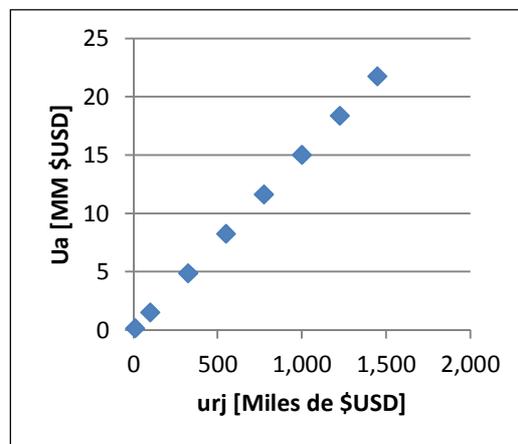


Figura 5-15. Gráfico de  $U_a$  versus  $ur_j$  para caso con incertidumbre.

Cabe notar que tanto para el caso del modelo con incertidumbre como para el modelo sin incertidumbre, se cumple que la utilidad de la distribuidora es equivalente en el óptimo a la utilidad por programa mínima permitida  $u_{Rj}$  como parte de las condiciones de optimalidad del problema de la distribuidora. Dicha relación se mantuvo al variar los costos, el nivel de incertidumbre que tolera el Estado (VaR) y se verá que también se cumple al variar el precio de la energía.

### Análisis de sensibilidad respecto a $r$

A continuación se analizará el efecto que genera el cambio en el precio de la energía, para esto se hicieron diferentes simulaciones aumentando el valor de  $r$  a razón de  $n \cdot r$ , con  $n \in \{1; 1,5; 2; 2,5; 3; 3,5\}$ .

Para analizar la relación que existe entre el promedio del coeficiente  $\beta_j$  y  $r$ , se graficaron ambas variables, obteniéndose lo siguiente:

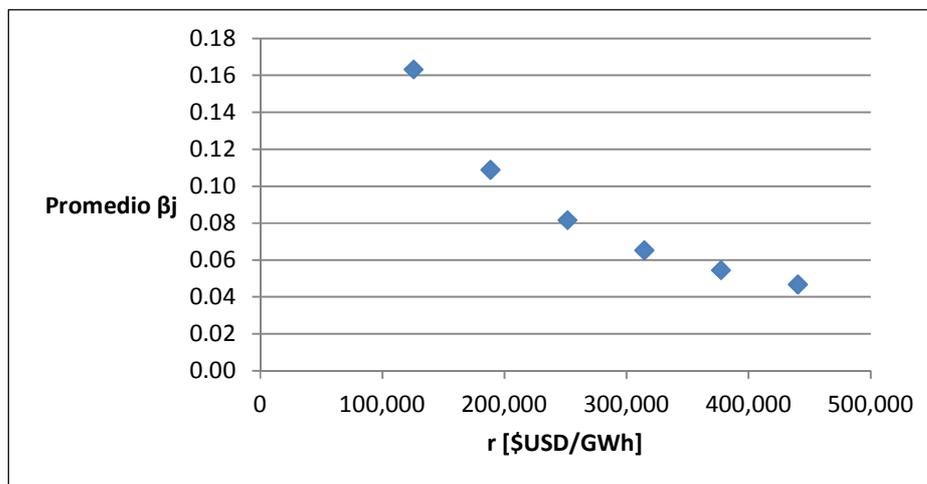


Figura 5-16. Gráfico del promedio de  $\beta_j$  versus  $r$  para caso con incertidumbre.

Del gráfico anterior se desprende el hecho de que a medida que el precio de la energía aumenta, el promedio de  $\beta_j$  disminuye. Esto es esperable si se piensa en la relación que se desprende de la restricción (4.38) del caso con incertidumbre:  $e_j^{NOM} = \frac{\beta_j r}{\theta_j}$ . De ella se puede deducir que si el precio de la energía aumenta, para un mismo nivel de energía no consumida o evitada (de hecho esto efectivamente se cumple, a medida que el precio de la energía aumenta, la cantidad de energía ahorrada por la distribuidora se mantiene constante), el coeficiente  $\beta_j$  disminuye. Otra explicación para este resultado es el hecho de que a medida que el precio de la energía es mayor, la distribuidora ganará más por cada GWh que ahorre, con lo cual el Estado puede disminuir la fracción de la valorización económica que le otorga al agente para que éste mantenga un cierto nivel de ahorro.

El cambio en el precio de la energía no afecta la fracción de los costos fijos que el Estado le devuelve a la Distribuidora, como tampoco la utilidad que ésta última obtiene, la cual se mantiene cercana a  $u_{Rj}$ , determinada principalmente por la ecuación (4.37), como se ha explicado anteriormente.

Por último, se cumple el hecho de que a medida que aumenta el precio de la energía, también lo hace la utilidad del Estado, dado que el beneficio del Estado es  $\pi_j = r \cdot e_j$ , lo cual se muestra en el siguiente gráfico:

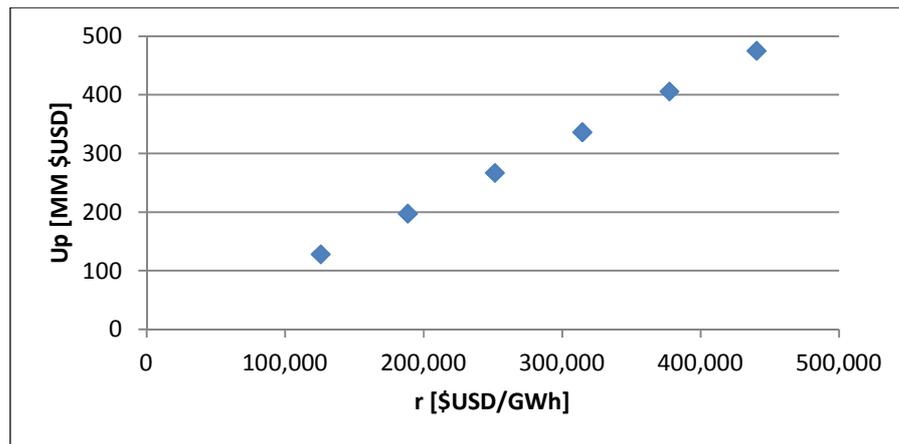


Figura 5-17. Gráfico de Up versus r para caso con incertidumbre.

## **6. CONCLUSIONES**

En la presente tesis se estudiaron posibles efectos económicos de implementar diversos mecanismos de incentivos para fomentar la eficiencia energética (EE) en las distribuidoras eléctricas. Actualmente, con el diseño y regulación del mercado eléctrico chileno, las empresas distribuidoras no tienen mayores incentivos para promover la EE entre sus consumidores, sino más bien, tienen desincentivos, debido a que una reducción en las ventas de energía reduce también sus ingresos y utilidades. Es por ello que, para apoyar a la implementación de un nuevo marco regulatorio, es necesario disponer de modelos que analicen los efectos de distintos esquemas de incentivos de EE en las empresas distribuidoras.

Respondiendo a esta necesidad se modeló el problema del Estado y de la Distribuidora como un problema del tipo principal-agente. El principal en este caso correspondería al Estado o al ente regulador del Estado encargado de verificar y promover el cumplimiento de ciertas metas de EE. El principal está interesado en que el consumo energético evitado gracias a la implementación de programas de EE se incremente y que el costo de los programas de EE por unidad evitada sea menor que el precio de la unidad de energía. Para lograr su objetivo, el principal debe diseñar un mecanismo para compensar adecuadamente al agente, de manera tal que estos se motiven a incrementar la cantidad neta total de energía ahorrada o consumo energético evitado por los programas de EE que realicen.

La modelación planteada busca ilustrar los efectos económicos de aplicar diversos esquemas de pago considerando tanto un sistema de pago de compensaciones fijas similar a las características del mecanismo de desacople, es decir, que promueva la recuperación de los costos fijos en los que incurre la distribuidora al aplicar programas de EE; como también que analice los efectos de aplicar un sistema regulatorio basado en

el desempeño de los programas de EE, en términos de cantidad de energía evitada<sup>29</sup>, tal como lo hace el mecanismo de incentivos basados en el desempeño<sup>30</sup>.

El modelo planteado en este trabajo no pretende replicar ni el mecanismo de desacople ni el mecanismo de incentivos basados en el desempeño, solamente se quiere estudiar las implicancias económicas de aplicar distintos esquemas de compensaciones, un mecanismo basado en la idea de compensar a través de la devolución de los costos o bien de un mecanismo que otorga compensaciones basadas en el desempeño. Siguiendo este lineamiento se propusieron dos modelos, uno que ilustra el problema del Agente-Principal en el cual tanto la distribuidora como el Estado no consideran la incertidumbre asociada a los ahorros energéticos de los programas de EE (llamado de ahora en adelante como caso sin incertidumbre) y otro modelo que corresponde a una sofisticación del modelo anterior, en el que el Estado sí considera dicha incertidumbre (llamado de ahora en adelante como caso con incertidumbre).

En cuanto a los resultados obtenidos se observa que en términos generales le conviene al Estado adoptar un sistema de compensaciones basado en el desempeño más que financiar todos los costos fijos. De hecho, en el caso en que no se consideraba que los ahorros energéticos estaban sujetos a incertidumbre, se llegó a la conclusión de que no es conveniente para el Estado financiar los costos fijos para ningún tipo de programa de EE. En el caso en que sí se consideraba la incertidumbre, en cambio, se mostró que solo para aquellos programas que posean costos fijos mucho mayores que los costos variables, convendría adoptar un sistema mixto de compensaciones, devolviendo casi la

---

<sup>29</sup> Se emplea el término energía evitada para hacer referencia a la energía que se deja de consumir debido a la implementación de medidas de EE. Esto se realiza para puntualizar la diferencia entre ahorro energético y eficiencia energética (ver capítulo introductorio para profundizar en dicha diferencia), es por ello que no se emplea el término energía ahorrada.

<sup>30</sup> Se optó por modelar los efectos económicos de estos dos modelos regulatorios, obviando el mecanismo de certificados blancos y el de imposición legal, dado que el mecanismo de certificados blancos necesita un mercado más amplio que el chileno para poder operar; mientras que en el caso del mecanismo de imposición legal, este no incentivaría la realización de los programas de EE más costo eficientes.

totalidad de los costos fijos y entregando adicionalmente compensaciones basadas en el desempeño.

Adicionalmente, tanto en el caso en que se considera que los ahorros energéticos están sujetos a incertidumbre como en el caso en que no, se llegó a la conclusión de que la cantidad de energía ahorrada en promedio disminuye a medida que el costo de los programas se incrementa. Esto va acorde con la lógica general que indica que entre más barato es un proyecto más conviene realizarlo. Por otra parte, a medida que el precio de la energía es mayor, la distribuidora ganará más por cada GWh que ahorre, con lo cual el Estado puede disminuir la fracción de la valorización económica que le otorga al agente para que éste mantenga un cierto nivel de ahorro.

Es relevante destacar que en el caso en que se considera que los ahorros energéticos están sujetos a incertidumbre, al Estado le conviene otorgar una fracción de la valorización económica del consumo energético evitado diferente a cada uno de los programas de EE dependiendo de las características de dichos programas. Esto implica que las compensaciones por desempeño, además de depender de la cantidad de energía evitada, dependerían del tipo de programa de EE que se quiera compensar. Por otra parte, para los programas que presenten una mayor varianza de los escenarios de energía no consumida, es decir, que tengan asociado un nivel de incertidumbre mayor, se espera que el Estado decida pagar a la distribuidora una menor fracción de la valorización económica del consumo energético evitado por el programa de EE.

Igualmente se mostró que si la posición del Estado es más conservadora en cuanto al nivel de incertidumbre en los ahorros energéticos que tolera, es decir, si éste exige una ganancia mínima mayor (un VaR mayor), éste le pagará a la Distribuidora una proporción mayor de los costos fijos ( $\alpha_j$  sería mayor) y una menor fracción en promedio de la valorización económica del consumo energético evitado por cada programa de EE ( $\beta_j$  sería menor), lo que a su vez desincentiva a la distribuidora provocando que ésta disminuya en promedio la cantidad de energía evitada o “ahorrada” por los programas de EE que ejecute. Estos resultados muestran que el Estado a medida que tolera un nivel

menor de incertidumbre (VaR mayor) incentiva a la distribuidora a llevar a cabo los programas de EE otorgándole una compensación mayor por los costos fijos, con lo cual el agente es capaz de alcanzar su nivel de utilidad mínima, pero le entrega un incentivo menor en cuanto a los costos variables, para que el agente haga los programas con menos incertidumbre en cuanto a sus resultados. En términos del tipo de compensaciones que el Estado le entrega a la distribuidora, se tiene que a medida que el Estado tolera un nivel menor de incertidumbre le convendría adoptar un sistema mixto de compensaciones, en el cual se le pague a la distribuidora con la devolución de parte de los costos fijos en los que incurrió y además se le entregue un incentivo basado en el desempeño de los programas de EE que ejecute.

Otra consecuencia relevante de mencionar en el caso de que la posición del Estado sea más conservadora (un VaR mayor), es que el Estado obtiene una utilidad cada vez menor, aunque con menos incertidumbre en sus resultados. Ello se debe a que, como se mencionó anteriormente, el Estado le pagará a la Distribuidora una fracción menor de la valorización económica de la energía ahorrada, lo que a su vez provoca que la distribuidora tenga menos incentivos a ahorrar, disminuyendo la cantidad de energía evitada o ahorrada por programa  $e_j^{NOM}$ .

## 7. NOMENCLATURA

### 7.1. Modelo sin Incertidumbre

A continuación, se muestra la notación empleada en el planteamiento del problema sin incertidumbre:

#### Índices

$j$ : Programas de Eficiencia Energética.

#### Variables de decisión

$e_j$ : Nivel de esfuerzo medido en cantidad de energía no consumida o evitada gracias al Programa de Eficiencia Energética  $j$ , [GWh].

$\alpha_j$ : Coeficiente de los costos fijos asociados a la ejecución del Programa de Eficiencia Energética  $j$  que el Estado le pagará a la Distribuidora por la ejecución de dicho programa.

$\beta_j$ : Coeficiente de la valorización económica del consumo energético evitado por el Programa de Eficiencia Energética  $j$  que el Estado le pagará a la Distribuidora por la ejecución de dicho programa.

#### Parámetros:

$r$ : Precio de la energía, [\$/GWh].

$\theta_j$ : Coeficiente del costo variables asociado al Programa de Eficiencia Energética  $j$ .

$k_j$ : Costo fijo asociado al Programa de Eficiencia Energética  $j$ , [\$].

$u_{Rj}$ : Utilidad esperada mínima que la Distribuidora o Agente desea ganar para que el Programa de Eficiencia Energética  $j$  le sea rentable, [\$].

**Funciones**

$\pi_j$ : Valorización económica de la energía ahorrada o evitada por el Programa de Eficiencia Energética j, [\$].

$t_j$ : Compensación que el Estado le entrega a la Distribuidora por la realización del Programa de Eficiencia Energética j, [\$].

$g_j$ : Costos de implementación del Programa de Eficiencia Energética j, [\$].

$U_{Pj}$ : Utilidad esperada del Estado o Principal asociada al Programa de Eficiencia Energética j, [\$].

$U_{Aj}$ : Utilidad esperada de la Distribuidora o Agente asociada al Programa de Eficiencia Energética j, [\$].

## 7.2. Modelo con Incertidumbre

A continuación, se muestra la notación empleada en el planteamiento del problema con incertidumbre:

### Índices

$j$ : Programas de Eficiencia Energética.

$S$ : Escenarios de consumo energético evitado.

### VARIABLES DE DECISIÓN:

$e_j^{NOM}$ : Nivel de esfuerzo que realiza el Agente medido en cantidad de energía no consumida o evitada gracias al Programa de Eficiencia Energética  $j$ , [GWh].

$\alpha_j$ : Coeficiente de los costos fijos asociados a la ejecución del Programa de Eficiencia Energética  $j$  que el Estado le pagará a la Distribuidora por la ejecución de dicho programa.

$\beta_j$ : Coeficiente de la valorización económica del consumo energético evitado por el Programa de Eficiencia Energética  $j$  que el Estado le pagará a la Distribuidora por la ejecución de dicho programa.

$\eta_s$ : Variable auxiliar para calcular CVaR para cada escenario  $s$ , [\$].

### Parámetros:

$e_{j,s}$ : Nivel de esfuerzo realizado por la Distribuidora o Agente medido en cantidad de energía no consumida o evitada gracias al Programa de Eficiencia Energética  $j$  en el escenario de energía evitada  $s$ , [GWh].

$VaR$ : Valor en Riesgo

$\rho_s$ : Probabilidad de ocurrencia del escenario  $s$

$r$ : Precio de la energía, [\$/GWh].

- $\theta_j$ : Coeficiente del costo variables asociado al Programa de Eficiencia Energética j.
- $k_j$ : Costo fijo asociado al Programa de Eficiencia Energética j, [\$].
- $u_{Rj}$ : Utilidad esperada mínima que la Distribuidora o Agente desea ganar para que el Programa de Eficiencia Energética j le sea rentable, [\$].
- $\omega$ : Nivel de confianza

### **Funciones**

- $\pi_{j,s}$ : Valorización económica de la energía ahorrada o evitada por el Programa de Eficiencia Energética j en el escenario de energía evitada s, [\$].
- $t_{j,s}$  Compensación que el Estado le entrega a la Distribuidora por la realización del Programa de Eficiencia Energética j en el escenario de energía evitada s, [\$].
- $t_j^{NOM}$ : Compensación que el Estado le entrega a la Distribuidora por la realización del Programa de Eficiencia Energética j, [\$].
- $g_j^{NOM}$ : Costos de implementación del Programa de Eficiencia Energética j, [\$].
- $U_{Pj,s}$ : Utilidad esperada del Estado o Principal asociada al Programa de Eficiencia Energética j en el escenario de energía evitada s, [\$].
- $U_{Aj}^{NOM}$  Utilidad esperada de la Distribuidora o Agente asociada al Programa de Eficiencia Energética j, [\$].
- $CVaR$ : Valor Condicional en Riesgo

## BIBLIOGRAFIA

- Allende, G., & Still, G., (2013). Solving bilevel programs with the KKT-approach, *Mathematical Programming*, 138(1-2), 309-332.
- Artzner, P., Delbaen, F., Eber, J. M., & Heath, D. (1999). Coherent Measures of Risk. *Mathematical Finance*, 9, 203-228.
- Blumstein, C., Goldman, C., & Barbose, G. (2003). Who should administer Energy-Efficiency Programs?, Center for the Study of Energy Markets, Working Paper Series, CSEM WP 115.
- Blumstein, C. (2010). Program Evaluation and Incentives for Administrators of Energy – Efficiency Programs: Can Evaluation Solve the Principal/Agent Problem?, Center for the Study of Energy Markets, Working Paper Series, CSEM WP 184R.
- Comisión Nacional de Energía (2009). Introducción de la Eficiencia Energética a través de incentivos a las empresas distribuidoras, Comisión Nacional de Energía, Estado de Chile.
- Gumus, Z.H. & Floudas, C.A. (2001). Global optimization of nonlinear bilevel programming problems, *Journal of Global Optimization*, 20, 1–31.
- Instituto de Asuntos Públicos, (2010). Estudio de Bases para la Elaboración de un Plan Nacional de Acción de Eficiencia Energética 2010-2020, Programa País de Eficiencia Energética, Comisión Nacional de Energía, Estado de Chile.
- Joskow, P. (1999). Programas de Eficiencia Energética subsidiados por las Empresas de Electricidad, Documento de Trabajo, 176.
- Krokhmal, P., Palmquist, J. & Uryasev, S. (2002). Portfolio optimization with Conditional value-at-risk objective and constraints, *Journal of Risk*, 4, 26.
- Krokhmal, P., Zabarankin, M. & Uryasev, S. (2011). Modeling and optimization of risk, *Surveys in Operations Research and Management Science*, 16, 49–66.

Kushler, M., York, D. & Witte, P. (2006). Aligning Utility Interest with Energy Efficiency Objectives: A Review of Recent Efforts at Decoupling and Performance Incentives, American Council for an Energy-Efficient Economy, Report Number U061.

Laffont, J. J., & Martimort, D. (2002). The Theory of Incentives: The Principal-Agent Model: Princeton University Press.

Molina, J., Contreras, J. & Rudnick, H. (2011). A Principal – Agent Approach to Transmission Expansion- Part I: Regulatory Framework, IEEE Transactions on Power Systems.

Molina, J., Contreras, J. & Rudnick, H. (2011). A Principal – Agent Approach to Transmission Expansion- Part II: Case Studies, IEEE Transactions on Power Systems.

Molina, J., Contreras, J. & Rudnick, H. (2012). A Risk-Constrained Project Portfolio in Transmission Investment, IEEE Transactions on Power Systems.

Perez, J., Jimeno, J. L. & Cerdá, E. (2004). Teoría de Juegos. Madrid: Pearson Prentice Hall.

Pousinho, H.M.I., Mendes, V.M.F. & Catalao, J.P.S. (2011). A risk-averse optimization model for trading wind energy in market environment under uncertainty, Energy, 36, 4935-4942.

Rockafellar, R.T. & Uryasev, S. (1999). Optimization of Conditional Value-at-Risk, Research Report 99–4, ISE Dept. University of Florida.

Sauma, E. (2009). Políticas de eficiencia y ahorro energético para el sector eléctrico chileno: ¿garrote o zanahoria?, Dirección de Asuntos Públicos, 4, N°32.

Sullivan, D., Wang, D. & Bennett, D. (2011). Essential to Energy Efficiency, but Easy to Explain: Frequently Asked Questions about Decoupling, The Electricity Journal, 1040-6190.

Wang, L., Li, X., Xie, W. & Zhang, Y. (2009). Principal-Agent Theory Based Incentive Mechanism for the Electricity Universal Service, *IEEE Transactions on Power Systems*.

Weber, T., Besa A. & Miller, B. (2006). Decoupling Mechanisms: Energy Efficiency Policy Impacts and Regulatory Implementation, *ACEEE Summer Study on Energy Efficiency in Buildings*, 5, 336-345.

**ANEXOS**

## ANEXO A: RESULTADOS CASO SIN INCERTIDUMBRE

Como se señala en el cuerpo de la presente tesis, el problema a resolver está modelado en dos niveles: el Estado maximiza su utilidad esperada sujeto al problema de la maximización de la utilidad esperada del agente que lleva a cabo el programa de EE. A su vez, el problema que enfrenta el agente está sujeto a la restricción de que su utilidad esperada sea mayor a una utilidad mínima que el agente desea ganar  $u_{Rj}$  y al hecho de que el esfuerzo medido como la cantidad de GWh evitados gracias a los programas de EE debe ser mayor a cero. También se debe cumplir la restricción de que  $\alpha_j$  y  $\beta_j$  deben estar entre 0 y 1. Con todo esto, el problema general planteado en el caso sin incertidumbre es el siguiente:

$$\max_{e_j, \alpha_j, \beta_j} \mathbb{E}[U_{Pj}] \quad (\text{A.1})$$

s.a

$$\max_{e_j} \mathbb{E}[U_{Aj}] \quad (\text{A.2})$$

s.a.

$$\mathbb{E}[U_{Aj}] \geq u_{Rj} \quad (\text{A.3})$$

$$0 < e_j \quad (\text{A.4})$$

$$0 \leq \alpha_j, \beta_j \leq 1 \quad (\text{A.5})$$

El problema del agente está representado por las ecuaciones (A.2) a la (A.5), reemplazando en dichas ecuaciones la ecuación de utilidad del agente se obtiene:

$$\max_{e_j} (\alpha_j \cdot k_j + \beta_j \cdot r \cdot e_j) - \left( \frac{1}{2} \cdot \theta_j \cdot e_j^2 + k_j \right) \quad (\text{A.6})$$

s.a.

$$(\alpha_j \cdot k_j + \beta_j \cdot r \cdot e_j) - \left( \frac{1}{2} \cdot \theta_j \cdot e_j^2 + k_j \right) \geq u_{Rj} \quad (\text{A.7})$$

$$0 < e_j \quad (\text{A.8})$$

$$0 \leq \alpha_j, \beta_j \leq 1 \quad (\text{A.9})$$

Las condiciones de KKT del problema del agente son:

$$\beta_j \cdot r - \theta_j \cdot e_j + \mu \cdot \beta_j \cdot r - \mu \cdot \theta_j \cdot e_j \geq 0, \quad \forall j \quad (\text{A.10})$$

$$\beta_j \cdot r \cdot e_j - \theta_j \cdot e_j^2 + \mu \cdot \beta_j \cdot r \cdot e_j - \mu \cdot \theta_j \cdot e_j^2 = 0, \quad \forall j \quad (\text{A.11})$$

$$\alpha_j \cdot k_j + \beta_j \cdot r \cdot e_j - \frac{1}{2} \cdot \theta_j \cdot e_j^2 - k_j \geq u_{Rj}, \quad \forall j \quad (\text{A.12})$$

$$\mu \cdot \left( \alpha_j \cdot k_j + \beta_j \cdot r \cdot e_j - \frac{1}{2} \cdot \theta_j \cdot e_j^2 - k_j \right) = 0, \quad \forall j \quad (\text{A.13})$$

$$e_j > 0, \quad \forall j \quad (\text{A.14})$$

$$\mu \geq 0 \quad (\text{A.15})$$

donde  $\mu$  representa el multiplicador de Lagrange asociado a la restricción (A.3).

La ecuación (A.11) también puede escribirse de la siguiente manera:

$$e_j \cdot (1 + \mu) \cdot (\beta_j \cdot r - \theta_j \cdot e_j) = 0, \quad \forall j \quad (\text{A.16})$$

dado que  $e_j > 0$  y  $\mu \geq 0$  y considerando también la ecuación (A.10), entonces se tiene que:

$$(\beta_j \cdot r - \theta_j \cdot e_j) = 0, \quad \forall j \quad (\text{A.17})$$

despejando  $e_j$ :

$$e_j = \frac{\beta_j \cdot r}{\theta_j}, \quad \forall j \quad (\text{A.18})$$

Reemplazando en el problema del principal el resultado anterior, y considerando como restricciones del problema del principal las ecuaciones (A.12) y (A.14), se obtiene:

$$\max_{e_j, \alpha_j, \beta_j} r \cdot \left( \frac{\beta_j \cdot r}{\theta_j} \right) - \alpha_j \cdot k_j - \beta_j \cdot r \cdot \left( \frac{\beta_j \cdot r}{\theta_j} \right) \quad (\text{A.19})$$

s.a

$$\alpha_j \cdot k_j + \beta_j \cdot r \cdot \left( \frac{\beta_j \cdot r}{\theta_j} \right) - \frac{1}{2} \cdot \theta_j \cdot \left( \frac{\beta_j \cdot r}{\theta_j} \right)^2 - k_j \geq u_{Rj}, \quad \forall j \quad (\text{A.20})$$

$$0 \leq \alpha_j, \beta_j \leq 1 \quad (\text{A.21})$$

Con esto, las condiciones de KKT del problema del principal son:

$$-k_j + \lambda \cdot k_j \geq 0, \quad \forall j \quad (\text{A.22})$$

$$\alpha_j \cdot (-k_j + \lambda \cdot k_j) = 0, \quad \forall j \quad (\text{A.23})$$

$$\frac{r^2}{\theta_j} \cdot (1 - 2 \cdot \beta_j + \lambda \cdot \beta_j) \geq 0, \quad \forall j \quad (\text{A.24})$$

$$\beta_j \cdot \frac{r^2}{\theta_j} \cdot (1 - 2 \cdot \beta_j + \lambda \cdot \beta_j) = 0, \quad \forall j \quad (\text{A.25})$$

$$\alpha_j \cdot k_j + \frac{1}{2} \cdot \frac{\beta_j^2 \cdot r^2}{\theta_j} - k_j \geq u_{Rj}, \quad \forall j \quad (\text{A.26})$$

$$\lambda \cdot \left( \alpha_j \cdot k_j + \frac{1}{2} \cdot \frac{\beta_j^2 \cdot r^2}{\theta_j} - k_j \right) = 0, \quad \forall j \quad (\text{A.27})$$

donde  $\lambda$  representa el multiplicador de Lagrange asociado a la restricción (A.20).

La ecuación (A.23) también puede escribirse de la siguiente manera:

$$\alpha_j \cdot k_j \cdot (\lambda - 1) = 0, \quad \forall j \quad (\text{A.28})$$

dado que  $k_j > 0$ , hay tres posibles casos para los cuales se cumple esta restricción:

- i.  $\alpha_j \neq 0$  y  $(\lambda - 1) = 0$
- ii.  $\alpha_j = 0$  y  $(\lambda - 1) \neq 0$
- iii.  $\alpha_j = 0$  y  $(\lambda - 1) = 0$

Se analizará primero el caso (i). En este caso  $\lambda = 1$ .

Por otra parte, de la restricción (A.25) y considerando que  $\beta_j \neq 0$  (esto se deduce de las ecuaciones (A.14) y (A.18)), se obtiene que:

$$(1 - 2 \cdot \beta_j + \lambda \cdot \beta_j) = 0, \quad \forall j \quad (\text{A.29})$$

Reemplazando el resultado del caso (i) ( $\lambda = 1$ ) en la ecuación (A.29), se obtiene:

$$(1 - 2 \cdot \beta_j + \beta_j) = 0, \quad \forall j \quad (\text{A.30})$$

De la ecuación (A.30) se deduce que para el caso (i):

$$\beta_j = 1, \quad \forall j \quad (\text{A.31})$$

Reemplazando (A.31) y  $\lambda = 1$  en la ecuación (A.27), se llega a:

$$\left( \alpha_j \cdot k_j + \frac{1}{2} \cdot \frac{r^2}{\theta_j} - k_j \right) = 0, \quad \forall j \quad (\text{A.32})$$

Despejando  $\alpha_j$ :

$$\alpha_j = 1 + \frac{u_{Rj}}{k_j} - \frac{r^2}{2 \cdot \theta_j \cdot k_j}, \quad \forall j \quad (\text{A.33})$$

Por lo tanto, la solución del caso (i) es:

$$\alpha_j = 1 + \frac{u_{Rj}}{k_j} - \frac{r^2}{2 \cdot \theta_j \cdot k_j}, \quad \forall j \quad (\text{A.34})$$

$$\beta_j = 1, \quad \forall j \quad (\text{A.35})$$

$$e_j = \frac{r}{\theta_j}, \quad \forall j \quad (\text{A.36})$$

Dado que para llegar a la solución de este caso se supuso que  $\alpha_j \neq 0$  y considerando que  $0 \leq \alpha_j \leq 1$ , entonces estas soluciones sólo se cumplen si:

$$\frac{r^2}{2 \cdot k_j + 2 \cdot u_{Rj}} \leq \theta_j \leq \frac{1 + r^2}{2 \cdot k_j + 2 \cdot u_{Rj}}, \quad \forall j \quad (\text{A.37})$$

No obstante, al reemplazar las ecuaciones (A.35) y (A.36) en la utilidad del Estado, se obtiene:

$$U_{Pj} = -k_j \cdot \alpha_j \quad (\text{A.38})$$

De la ecuación anterior es posible concluir que el Estado decidirá no pagar una compensación asociada a los costos fijos para todos los programas de EE, es decir,  $\alpha_j = 0$ , debido a que de lo contrario su utilidad sería negativa (dado que  $k_j > 0$  y  $\alpha_j \geq 0$ ).

Se supondrá por lo tanto que se está en el caso (ii), donde  $\alpha_j = 0$  y  $(\lambda - 1) \neq 0$ , y considerando que  $\beta_j \neq 0$  (esto se cumple para todos los casos, ver ecuaciones (A.14) y (A.18)), se obtiene el siguiente resultado de la ecuación (A.25):

$$\beta_j = \frac{1}{2 - \lambda}, \quad \forall j \quad (\text{A.38})$$

Además, de la ecuación (A.22):

$$\lambda \geq 1 \quad (\text{A.39})$$

Para que se cumplan (A.38), (A.39) y (A.21), debe cumplirse que  $\beta_j = 1, \forall j$ . Reemplazando este último resultado en (A.38) se deduce que  $\lambda = 1$ .

Por lo tanto, la solución del caso (ii) es:

$$\alpha_j = 0, \quad \forall j \quad (\text{A.40})$$

$$\beta_j = 1, \quad \forall j \quad (\text{A.41})$$

$$e_j = \frac{r}{\theta_j}, \quad \forall j \quad (\text{A.42})$$

Dado que para este caso se trabajó bajo el supuesto de que  $\alpha_j = 0$  y de que  $\lambda = 1$  como se mostró anteriormente<sup>31</sup>, para que se cumplan las soluciones planteadas, debe cumplirse la siguiente relación (ésta se deduce de la ecuación (A.27)):

$$\theta_j = \frac{r^2}{2 \cdot k_j + 2 \cdot u_{R_j}}, \quad \forall j \quad (\text{A.40})$$

---

<sup>31</sup> Estos dos resultados implican que efectivamente el único caso factible es el caso (iii).

## ANEXO B: PROGRAMAS DE EE DEL CASO DE ESTUDIO

**Residential Lighting Incentive Program for Basic CFLs:** Este programa consiste en otorgar incentivos a los consumidores de energía residencial para que consuman productos de iluminación eficiente energéticamente. Este incentivo se otorga a través de un descuento en el costo de dichos productos.

**Advanced Consumer Lighting:** Al igual que el programa descrito anteriormente, este programa de EE consiste en otorgar incentivos a los consumidores de energía residencial para que consuman productos de iluminación eficiente energéticamente, a través de descuentos en sus costos.

**Home Energy Efficiency Rebates (HEER):** Este programa ofrece descuentos directamente a los consumidores finales residenciales para cubrir los mayores costos que genera la adquisición de artículos eficientes energéticamente. En algunos casos se ofrecen descuentos directos en las cuentas eléctricas y en el caso de otros productos se pueden cobrar los descuentos directamente en los puntos de venta sujetos a convenio.

**Appliance Recycling Program (ARP):** A través de este programa se retiran y posteriormente se reciclan los artefactos que estén operativos, pero que sean ineficientes energéticamente, con el objetivo de prevenir que sigan operativos.

**Business and Consumer Electronics Program (BCEP):** Este programa contempla la entrega de incentivos a los minoristas, fabricantes y distribuidores para fomentar el incremento del almacenamiento, promoción y venta de productos electrónicos de alta eficiencia como ordenadores, monitores de ordenador y televisores y proporciona incentivos para el actor del mercado en mejor posición pueda influir en la compra, almacenamiento y decisiones de especificación. También se proporcionan servicios de apoyo para actualizar los materiales de marketing en las tiendas minoristas y apoyar la educación de la fuerza de venta minorista. Además, se educa a los clientes para que éstos identifiquen los productos más energéticamente eficientes y respetuosos con el medio ambiente disponibles en el mercado para varias categorías, incluyendo televisores, electrodomésticos y computadoras.

**Multifamily Energy Efficiency Rebates (MFEER) Program:** A través de este programa se promueve la eficiencia energética y reducciones previstas equipos a los propietarios e inquilinos de propiedades multifamiliares de dos o más unidades de vivienda, incluyendo los edificios residenciales de apartamentos y complejos de condominios.

**Commercial Calculated Incentives:** Este programa ofrece incentivos para las nuevas construcciones, reacondicionamiento y rediseño de proyectos de eficiencia energética. También se proporciona a través de éste asistencia técnica y diseño integral. Este programa pertenece al sector comercial, favoreciendo a almacenes de distribución, edificios de oficinas, hoteles, moteles, restaurantes, escuelas, universidades, colegios, hospitales, centros de alta tecnología, instalaciones de bio-tecnología, instalaciones de venta al por menor, centros de entretenimiento, y los pequeños clientes comerciales que tengan similares características.

**Commercial Deemed Incentives:** A través de este programa se ofrecen descuentos a los representantes de servicios públicos, proveedores de equipos, y los clientes de una forma fácil para compensar el costo de nuevos equipos de ahorro de energía. Este programa pertenece al sector comercial, favoreciendo a almacenes de distribución, edificios de oficinas, hoteles, moteles, restaurantes, escuelas, universidades, colegios, hospitales, centros de alta tecnología, instalaciones de bio-tecnología, instalaciones de venta al por menor, centros de entretenimiento, y los pequeños clientes comerciales que tengan similares características.

**Industrial Calculated Incentives:** Este programa ofrece incentivos para las nuevas construcciones, reacondicionamiento y rediseño de proyectos de eficiencia energética. También se proporciona a través de éste asistencia técnica y diseño integral. Este programa pertenece al sector industrial, favoreciendo a plantas de impresión, instalaciones de moldeo por inyección de plástico, fabricación de componentes, molinos de madera y papel, plantas de cemento, procesamiento de metales, petróleo, refinerías, industrias químicas, plantas de ensamblaje y de tratamiento de aguas residuales.

**Industrial Deemed Incentives:** A través de este programa se ofrecen descuentos a los representantes de servicios públicos, proveedores de equipos, y los clientes de una forma

fácil para compensar el costo de nuevos equipos de ahorro de energía. Este programa pertenece al sector industrial, favoreciendo a plantas de impresión, instalaciones de moldeo por inyección de plástico, fabricación de componentes, molinos de madera y papel, plantas de cemento, procesamiento de metales, petróleo, refinerías, industrias químicas, plantas de ensamblaje y de tratamiento de aguas residuales.

**Agricultural Calculated Incentives:** Este programa ofrece incentivos para las nuevas construcciones, reacondicionamiento y rediseño de proyectos de eficiencia energética. También se proporciona a través de éste asistencia técnica y diseño integral. Este programa pertenece al sector agrícola.

**Agricultural Deemed Incentives:** A través de este programa se ofrecen descuentos a los representantes de servicios públicos, proveedores de equipos, y los clientes de una forma fácil para compensar el costo de nuevos equipos de ahorro de energía. Este programa pertenece al sector agrícola.

**Agricultural Pump Efficiency Services Program:** Debido a que las bombas representan aproximadamente el 80% de la carga eléctrica en el sector agrícola de California, este programa tiene como objetivo superar las barreras de información, técnicas y financieras en la optimización del bombeo, ofreciendo pruebas de bombeo, renovación e incentivos de sustitución. También incluye capacitación y apoyo técnico para los clientes y las empresas de bombas.

**Savings By Design:** Este es un programa de eficiencia energética desarrollado para la industria de las constricciones nuevas no residenciales. SBD busca proteger y preservar los recursos naturales mediante la mejora del diseño y la construcción de comunidades sostenibles y la promoción de prácticas de construcción verde. El programa es diseñado para superar las barreras de los clientes y de mercado para el diseño y construcción de instalaciones de alto rendimiento.

**EE Entertainment Centers:** Mediante este programa se ofrecen servicios integrales de eficiencia energética a los centros de entretenimiento, ya sean salas de cine, parques de atracciones, salas de conciertos, auditorios, centros de ejercicio /ocio y centros nocturnos. El objetivo principal del programa es ayudar a estas instalaciones para que

implementen medidas de ahorro de energía a corto plazo y a largo plazo de una manera rentable.

### ANEXO C: DATOS PARA ESTIMAR EL PARÁMETRO $k_j$

En el presente anexo se muestran los datos de costos administrativos (*Program Expenditures: Administrative*) y de marketing (*Program Expenditures: Marketing*) de cada uno de los 15 programas de EE utilizados en el caso de estudio, de las distribuidoras PG&E y SCE correspondientes a los años 2010 y 2011.

En la siguiente tabla se muestran los costos administrativos (*Program Expenditures: Administrative*) y de marketing (*Program Expenditures: Marketing*) de cada uno de los 15 programas de EE seleccionados, para la distribuidora PG&E, correspondientes al año 2010:

Tabla C. 1. Costos fijos asociados a los programas de EE escogidos para el caso de estudio, PG&E, 2010.

PROGRAMA DE EE	Administrative (USD\$)	Marketing (USD\$)
<i>Residential Lighting Incentive Program for Basic CFLs4</i>	\$911.212	\$549.634
<i>Advanced Consumer Lighting Program</i>	\$538.326	\$349.587
<i>Home Energy Efficiency Rebates</i>	\$1.410.442	\$4.688.476
<i>Appliance Recycling Program</i>	\$636.462	\$1.638.861
<i>Business and Consumer Electronics Program</i>	\$722.303	\$1.951.184
<i>Multifamily Energy Efficiency Rebates Program</i>	\$566.082	\$208.693
<i>Commercial Calculated Incentives</i>	\$4.423.552	\$2.885.468
<i>Commercial Deemed Incentives</i>	\$2.384.777	\$2.204.496
<i>Industrial Calculated Incentives</i>	\$2.158.543	\$578.748
<i>Industrial Deemed Incentives</i>	\$696.119	\$893.097
<i>Agricultural Calculated Incentives</i>	\$1.930.477	\$1.099.320
<i>Agricultural Deemed Incentives</i>	\$805.364	\$841.226
<i>Agricultural Pump Efficiency Services Program</i>	\$544.568	\$35.649
<i>Savings By Design</i>	\$1.127.944	\$431.164
<i>EE Entertainment Centers</i>	\$266.172	\$116.164

En la siguiente tabla se muestran los costos administrativos (*Program Expenditures: Administrative*) y de marketing (*Program Expenditures: Marketing*) de cada uno de los 15 programas de EE seleccionados, para la distribuidora PG&E, correspondientes al año 2011:

**Tabla C. 2. Costos fijos asociados a los programas de EE escogidos para el caso de estudio, PG&E, 2011.**

<b>PROGRAMA DE EE</b>	<i>Administrative (USD\$)</i>	<i>Marketing (USD\$)</i>
<i>Residential Lighting Incentive Program for Basic CFLs4</i>	\$173.547	\$228.611
<i>Advanced Consumer Lighting Program</i>	\$31.260	\$61.120
<i>Home Energy Efficiency Rebates</i>	\$551.918	\$1.910.890
<i>Appliance Recycling Program</i>	\$141.040	\$598.892
<i>Business and Consumer Electronics Program</i>	\$128.129	\$927.161
<i>Multifamily Energy Efficiency Rebates Program</i>	\$172.940	\$110.914
<i>Commercial Calculated Incentives</i>	\$2.348.130	\$1.323.144
<i>Commercial Deemed Incentives</i>	\$1.186.723	\$1.102.706
<i>Industrial Calculated Incentives</i>	\$1.076.485	\$319.425
<i>Industrial Deemed Incentives</i>	\$337.704	\$432.332
<i>Agricultural Calculated Incentives</i>	\$863.019	\$564.668
<i>Agricultural Deemed Incentives</i>	\$415.771	\$390.002
<i>Agricultural Pump Efficiency Services Program</i>	\$241.287	\$38.160
<i>Savings By Design</i>	\$151.432	\$45.461
<i>EE Entertainment Centers</i>	\$147.793	\$67.464

En la siguiente tabla se muestran los costos administrativos (*Program Expenditures: Administrative*) y de marketing (*Program Expenditures: Marketing*) de cada uno de los 15 programas de EE seleccionados, para la distribuidora SCE, correspondientes al año 2010:

**Tabla C. 3. Costos fijos asociados a los programas de EE escogidos para el caso de estudio, SCE, 2010.**

<b>PROGRAMA DE EE</b>	<i>Administrative (USD\$)</i>	<i>Marketing (USD\$)</i>
<i>Residential Lighting Incentive Program for Basic CFLs4</i>	\$535.388	\$20.642
<i>Advanced Consumer Lighting Program</i>	\$575.959	\$96.352
<i>Home Energy Efficiency Rebates</i>	\$363.899	\$993.876
<i>Appliance Recycling Program</i>	\$669.239	\$1.343.729
<i>Business and Consumer Electronics Program</i>	\$262.966	\$735.749
<i>Multifamily Energy Efficiency Rebates Program</i>	\$721.848	\$58.715
<i>Commercial Calculated Incentives</i>	\$908.327	\$124.319
<i>Commercial Deemed Incentives</i>	\$739.370	\$152.503
<i>Industrial Calculated Incentives</i>	\$1.035.215	\$99.176
<i>Industrial Deemed Incentives</i>	\$226.873	\$70.144
<i>Agricultural Calculated Incentives</i>	\$233.913	\$112.343
<i>Agricultural Deemed Incentives</i>	\$88.962	\$85.988
<i>Agricultural Pump Efficiency Services Program</i>	\$323.321	\$13.624
<i>Savings By Design</i>	\$708.016	\$115.579
<i>EE Entertainment Centers</i>	\$92.603	\$36.748

En la siguiente tabla se muestran los costos administrativos (*Program Expenditures: Administrative*) y de marketing (*Program Expenditures: Marketing*) de cada uno de los 15 programas de EE seleccionados, para la distribuidora SCE, correspondientes al año 2011:

**Tabla C. 4. Costos fijos asociados a los programas de EE escogidos para el caso de estudio, SCE, 2011.**

<b>PROGRAMA DE EE</b>	<b>Administrative (USD\$)</b>	<b>Marketing (USD\$)</b>
<i>Residential Lighting Incentive Program for Basic CFLs4</i>	\$331.696	\$20.355
<i>Advanced Consumer Lighting Program</i>	\$180.415	\$55.355
<i>Home Energy Efficiency Rebates</i>	\$373.898	\$1.272.657
<i>Appliance Recycling Program</i>	\$585.464	\$1.296.714
<i>Business and Consumer Electronics Program</i>	\$92.619	\$388.169
<i>Multifamily Energy Efficiency Rebates Program</i>	\$384.178	\$37.570
<i>Commercial Calculated Incentives</i>	\$562.445	\$107.269
<i>Commercial Deemed Incentives</i>	\$615.375	\$130.331
<i>Industrial Calculated Incentives</i>	\$818.965	\$99.362
<i>Industrial Deemed Incentives</i>	\$208.207	\$76.694
<i>Agricultural Calculated Incentives</i>	\$282.017	\$142.100
<i>Agricultural Deemed Incentives</i>	\$86.415	\$103.101
<i>Agricultural Pump Efficiency Services Program</i>	\$376.404	\$17.757
<i>Savings By Design</i>	\$592.106	\$116.863
<i>EE Entertainment Centers</i>	\$343.346	\$145.448

### ANEXO D: DATOS PARA ESTIMAR EL PARÁMETRO $\theta_j$

En el presente anexo se muestran los datos de costos directos de implementación (*Direct Implementation Expenditures*) y de consumo energético evitado de cada uno de los 15 programas de EE utilizados en el caso de estudio, de las distribuidoras PG&E y SCE correspondientes a los años 2010 y 2011.

En la siguiente tabla se muestran costos directos de implementación (*Direct Implementation Expenditures*) y de consumo energético evitado de cada uno de los 15 programas de EE seleccionados, para la distribuidora PG&E, correspondientes al año 2010:

Tabla D. 1. Datos para calcular  $\theta_j$  asociado a los programas de EE escogidos para el caso de estudio, PG&E, 2010.

PROGRAMA DE EE	<i>Direct Implementation Expenditures</i> (USD\$)	<i>Energy Savings</i> (GWh)
<i>Residential Lighting Incentive Program for Basic CFLs4</i>	\$11.433.494	491,34
<i>Advanced Consumer Lighting Program</i>	\$6.566.753	81,81
<i>Home Energy Efficiency Rebates</i>	\$15.598.237	16,69
<i>Appliance Recycling Program</i>	\$3.225.811	16,36
<i>Business and Consumer Electronics Program</i>	\$11.753.620	81,21
<i>Multifamily Energy Efficiency Rebates Program</i>	\$3.477.728	5,86
<i>Commercial Calculated Incentives</i>	\$22.304.051	127,41
<i>Commercial Deemed Incentives</i>	\$21.251.138	200,91
<i>Industrial Calculated Incentives</i>	\$14.350.164	57,64
<i>Industrial Deemed Incentives</i>	\$2.902.223	17,03
<i>Agricultural Calculated Incentives</i>	\$11.158.695	42,48
<i>Agricultural Deemed Incentives</i>	\$3.569.979	100,63
<i>Agricultural Pump Efficiency Services Program</i>	\$2.098.444	18,78
<i>Savings By Design</i>	\$15.725.395	51,25
<i>EE Entertainment Centers</i>	\$682.900	1,58

En la siguiente tabla se muestran costos directos de implementación (*Direct Implementation Expenditures*) y de consumo energético evitado de cada uno de los 15 programas de EE seleccionados, para la distribuidora PG&E, correspondientes al año 2011:

**Tabla D. 2. Datos para calcular  $\theta_j$  asociado a los programas de EE escogidos para el caso de estudio, PG&E, 2011.**

PROGRAMA DE EE	<i>Direct Implementation Expenditures</i> (USD\$)	<i>Energy Savings</i> (GWh)
<i>Residential Lighting Incentive Program for Basic CFLs4</i>	\$6.141.432	142,17
<i>Advanced Consumer Lighting Program</i>	\$4.623.575	46,71
<i>Home Energy Efficiency Rebates</i>	\$12.878.625	15,65
<i>Appliance Recycling Program</i>	\$2.580.589	14,32
<i>Business and Consumer Electronics Program</i>	\$8.256.641	47,62
<i>Multifamily Energy Efficiency Rebates Program</i>	\$3.628.177	8,24
<i>Commercial Calculated Incentives</i>	\$26.472.700	107,47
<i>Commercial Deemed Incentives</i>	\$24.145.900	185,31
<i>Industrial Calculated Incentives</i>	\$18.279.221	25,89
<i>Industrial Deemed Incentives</i>	\$3.005.595	15,00
<i>Agricultural Calculated Incentives</i>	\$10.016.293	33,39
<i>Agricultural Deemed Incentives</i>	\$4.647.696	141,87
<i>Agricultural Pump Efficiency Services Program</i>	\$2.932.602	23,50
<i>Savings By Design</i>	\$4.105.207	22,37
<i>EE Entertainment Centers</i>	\$896.337	2,06

En la siguiente tabla se muestran costos directos de implementación (*Direct Implementation Expenditures*) y de consumo energético evitado de cada uno de los 15 programas de EE seleccionados, para la distribuidora SCE, correspondientes al año 2010:

**Tabla D. 3. Datos para calcular  $\theta_j$  asociado a los programas de EE escogidos para el caso de estudio, SCE, 2010.**

PROGRAMA DE EE	<i>Direct Implementation Expenditures</i> (USD\$)	<i>Energy Savings</i> (GWh)
<i>Residential Lighting Incentive Program for Basic CFLs4</i>	\$12.455.092	586,43
<i>Advanced Consumer Lighting Program</i>	\$9.755.154	244,54
<i>Home Energy Efficiency Rebates</i>	\$6.269.576	23,64
<i>Appliance Recycling Program</i>	\$10.290.744	80,45
<i>Business and Consumer Electronics Program</i>	\$4.582.989	43,29
<i>Multifamily Energy Efficiency Rebates Program</i>	\$10.838.967	30,22
<i>Commercial Calculated Incentives</i>	\$15.840.751	76,69
<i>Commercial Deemed Incentives</i>	\$29.955.905	183,10
<i>Industrial Calculated Incentives</i>	\$10.756.500	121,32
<i>Industrial Deemed Incentives</i>	\$8.419.737	39,06
<i>Agricultural Calculated Incentives</i>	\$2.640.972	19,43
<i>Agricultural Deemed Incentives</i>	\$630.411	1,25
<i>Agricultural Pump Efficiency Services Program</i>	\$1.722.683	10,53
<i>Savings By Design</i>	\$10.741.462	69,65
<i>EE Entertainment Centers</i>	\$343.103	0,98

En la siguiente tabla se muestran costos directos de implementación (*Direct Implementation Expenditures*) y de consumo energético evitado de cada uno de los 15 programas de EE seleccionados, para la distribuidora SCE, correspondientes al año 2011:

**Tabla D. 4. Datos para calcular  $\theta_j$  asociado a los programas de EE escogidos para el caso de estudio, SCE, 2011.**

<b>PROGRAMA DE EE</b>	<b><i>Direct Implementation Expenditures</i> (USD\$)</b>	<b><i>Energy Savings</i> (GWh)</b>
<i>Residential Lighting Incentive Program for Basic CFLs4</i>	\$10.485.158	130,80
<i>Advanced Consumer Lighting Program</i>	\$15.036.895	151,81
<i>Home Energy Efficiency Rebates</i>	\$7.223.528	6,11
<i>Appliance Recycling Program</i>	\$10.264.254	45,98
<i>Business and Consumer Electronics Program</i>	\$2.548.672	22,69
<i>Multifamily Energy Efficiency Rebates Program</i>	\$4.659.616	13,77
<i>Commercial Calculated Incentives</i>	\$11.525.248	70,52
<i>Commercial Deemed Incentives</i>	\$26.892.457	156,27
<i>Industrial Calculated Incentives</i>	\$10.229.077	28,54
<i>Industrial Deemed Incentives</i>	\$7.965.363	43,14
<i>Agricultural Calculated Incentives</i>	\$3.340.700	15,11
<i>Agricultural Deemed Incentives</i>	\$580.605	2,97
<i>Agricultural Pump Efficiency Services Program</i>	\$1.652.988	9,59
<i>Savings By Design</i>	\$9.327.755	40,19
<i>EE Entertainment Centers</i>	\$1.320.663	3,60

## ANEXO E: CÓDIGO MATLAB PARA SIMULAR EL CASO DE ESTUDIO

El código Matlab del modelo se estructura en 3 archivos *.m*. A continuación, se presenta el código de cada uno:

- Archivo 1: *modelo\_con\_incertidumbre.m*

```
clear all;
clc

global rho;
global r;
global k;
global w;
global teta;
global ejs;
global VAR;
global S;
global J;

%PARÁMETROS
%Precio de la energía en unidades de [UDS$/KWh]:
r=125900; %[UDS$/GWh]

%Nivel de confianza:
w=0.95;

load('parametrosv2.txt')
[k teta ej1 ej2 ej3 ej4 min_ejs]=textread('parametrosv2.txt');

ejs= [ej1 ej2 ej3 ej4];

%Probabilidad de ocurrencia del escenario s
rho=[1/4 1/4 1/4 1/4];

%Número de escenarios
S=4;

%Número de programas considerados en el estudio
J=15;

%Value at Risk en unidades de [USD$]
VAR = 66135175; %[USD$]
```

```

%RESTRICCIONES LINEALES
A=zeros(1+S,J+J+S+J);
b = zeros(1+S,1);

for s=1:S
    A(1,2*J+s)=(1/(1-w))*rho(1,s);
end
b(1,1) = VAR;

for s=1:S

    b_aux=0;
    for j=1:J
        A(1+s,j)=k(j,1);
        A(1+s,J+j)=r*ejs(j,s);
        A(1+s,2*J+s)=-1;
        b_aux=r*ejs(j,s)+b_aux;
    end
    b(1+s,1)=b_aux-VAR;
end

Aeq = zeros(J,2*J+S+J);
beq = zeros(J,1);

for j=1:J
    Aeq(j,J+j)=r;
    Aeq(j,2*J+S+j)=-teta(j,1);
end

%Definicion de cotas inferiores y superiores:

lb = [zeros(2*J+S,1);min_ejs];
ub = [ones(2*J,1);inf(S+J,1)];

ub1 = [ones(2*J,1);10000000*ones(S,1);min_ejs];
x0 = ub1;

nonlcon = @rest_n1;

options=optimset('Algorithm','interior-point','Display','notify-
detailed','MaxFunEvals',10000000000,'MaxIter',10000000000);

optnew = optimset(options,'TolX',1e-10,'TolCon',1e-6);

[x,fval,exitflag,output] =
fmincon(@funobj,x0,A,b,Aeq,beq,lb,ub,nonlcon,optnew);

```

- Archivo 2: *rest\_nl.m*

```
function [C,Ceq]= rest_nl(x)

global r;
global k;
global teta;
global S;
global J;

%VARIABLES
alpha = x(1:J,1);
beta  = x((J+1):2*J,1);
e_nom = x((2*J+S+1):(2*J+S+J),1);

Ceq = []; %No hay restricciones no lineales de igualdad
C    = zeros(J,1);

for j=1:J
    C(j,1)=-(alpha(j,1)*k(j,1)+beta(j,1)*r*e_nom(j,1)-
1/2*teta(j,1)*(e_nom(j,1))^2-k(j,1))
end
```

- Archivo 3: *funobj.m*

```
function f=funobj(x)

global rho;
global r;
global k;
global S;
global J;
global ejs;

%VARIABLES
alpha = x(1:J,1);
beta  = x((J+1):2*J,1);

f=0;
for s=1:S
    for j=1:J
        f = -rho(1,s)*((1-beta(j,1))*r*ejs(j,s)-alpha(j,1)*k(j,1))+f;
    end
end
```