

John Jairo García Rendón¹
Ana María Medina Sánchez²

- **Resumen.** El propósito de este artículo es analizar qué factores determinan la estructura de capital de los establecimientos de crédito en Colombia. Con este fin se hace una revisión de la literatura existente en torno al tema y, asumiendo que se cumple la hipótesis propuesta en algunas teorías de que existe una estructura de capital óptima, se implementa un modelo de optimización de un establecimiento de crédito representativo para observar cómo afectan estos factores a dicha estructura de capital óptima. Adicionalmente, se corre un modelo de panel de datos dinámico para contrastar los resultados teóricos con la evidencia empírica para los establecimientos de crédito colombianos. Finalmente se postulan algunas conclusiones sobre los resultados encontrados.

Palabras clave: Estructura de Capital; Razón de Capital; Establecimiento de Crédito.

Clasificación JEL: L12, L22, L25

- **Abstract.** This paper seeks to analyze what factors determine the capital structure of the banking firms in Colombia. With this purpose, the existing literature about the subject is reviewed and, assuming that the hypothesis of the existence of an optimal capital structure holds, an optimization model of a representative banking firm is implemented to observe how these factors affect the optimal capital structure. Additionally, a panel data model is run to contrast the theoretical results with the empirical evidence for the Colombian banking firms. Finally, some conclusions about the found results are postulated.

Key words: Capital Structure; Capital Ratio; Banking Firm.

JEL Classification: L12, L22, L25

¹ Economista y master en Economía. Profesor Departamento de Economía de la Universidad EAFIT, miembro del Grupo de Estudios en Microeconomía Aplicada. E-mail: jgarcia@eafit.edu.co

² Estudiante del programa de Economía de la Universidad EAFIT. Asistente de investigación del Grupo de Estudios en Microeconomía Aplicada, en el cual desarrolló su trabajo de grado.

La crisis del sector eléctrico en California 2000–2001: reformas y desintegración vertical³

*John Jairo García Rendón
Ana María Medina Sánchez*

Introducción

A comienzos de 1993 la Comisión de Servicios de Utilidad Pública (PUC) de California, comenzó a estudiar la desregulación del sector eléctrico de dicho Estado, con el objeto de remplazar parte del esquema de monopolios (privados) verticalmente integrados que reinaba en ese momento, por la implementación de distintos mercados eléctricos. En 1996, el Poder Legislativo del Estado aprobó unánimemente la ley AB 1890, en aras de reestructurar el mercado eléctrico de California.

La desintegración del mercado eléctrico en California se llevó a cabo el 23 de septiembre de 1996. En abril de 1998 los mercados de California comenzaron a operar, basados en la experiencia del caso de Inglaterra y Gales, después de 2 años de debates legislativos y administrativos. Este proceso estuvo acompañado de la promesa, establecida en la ley, de que las tasas del precio de la electricidad para los consumidores californianos serían, como mínimo, 20% más bajas de lo que eran antes de marzo de 2002, sin embargo el costo de estas tasas se incrementaron un 40%, para esta fecha. En los ocho años durante los cuales la producción y suministro de electricidad estaban integrados verticalmente y regulados por el gobierno estatal, jamás se dio un incremento tan drástico y repentino de las tarifas de la energía.

El modelo de reforma implementado en el sector eléctrico de California, el estado más rico de EE.UU., buscaba crear un mercado competitivo de energía eléctrica, y sin embargo dicho modelo ha servido como punto de referencia, para todas aquellas economías que han comenzado su proceso de desintegración, para

³ Este artículo es producto del proyecto de investigación: “La Desintegración Vertical en el Sector Eléctrico Colombiano” elaborado por el Grupo de Estudio en Microeconomía Aplicada del Departamento de Economía de la Universidad EAFIT y financiado por la misma Universidad.

aprender que es lo que no se debe hacer. Así, la desintegración vertical del sector eléctrico en California, junto con la crisis energética de 2000-2001 que vivió este Estado, han puesto en duda los procesos de desintegración y desregulación de los mercados eléctricos que se están llevando a cabo en diferentes países, sobre todo en los países latinoamericanos.

Ahora, ¿Qué explicación existe a estos hechos?, ¿Qué fue lo que ocurrió realmente? ¿Esto significa que el proceso de desintegración del sector eléctrico en California no fue exitoso, o que la regulación no fue la adecuada?

Para aclarar todos estos interrogantes y para conocer realmente que fue lo que ocurrió, es importante hacer una revisión de los antecedentes, del proceso de desregulación y desintegración como tal y de las consecuencias de dicho proceso, mirándolo desde la propuesta de la desintegración y desde el diseño del marco regulatorio derivado de la reforma.

El objetivo general de este artículo es mostrar cómo se dio el proceso de desintegración vertical del sector eléctrico de California. Dentro de los objetivos específicos, se tienen:

- Examinar la regulación frente al proceso de desintegración que se dio en California.
- Determinar los efectos de la reforma implantada en 1996.

Para lograr los objetivos planteados, este artículo plantea una investigación de tipo exploratorio y analítico. Se apoya en el estudio y la revisión bibliográfica del tema en cuestión.

El artículo inicialmente presenta una breve caracterización del sector eléctrico de California antes de la reforma, después resume el proceso de desintegración y los cambios regulatorios que se llevaron a cabo durante dicho proceso, teniendo en cuenta como quedó diseñado el mercado y su funcionamiento, y por último se desarrolla el planteamiento de si la crisis energética de California se debió a la reforma o la desintegración del sector y se plantean unas conclusiones.

1. Algunos elementos teóricos sobre integración vertical

Existen múltiples definiciones de integración vertical. En este caso se quieren resaltar dos de ellas, que se exponen a continuación:

Un enfoque neoclásico plantea que integración vertical es la realización vía capital o jurídica de diferentes actividades que pertenecen a la cadena productiva de determinado bien o servicio. Según la teoría microeconómica, si bien la integración vertical representa una disminución de costos de transacción y genera economías de ámbito y de escala, también es cierto que facilita prácticas anticompetitivas permitiendo a los dueños de las instalaciones esenciales extender su poder de mercado, trayendo como consecuencia abuso de posición dominante y barreras a la entrada.

Según Coloma (2004), la producción, distribución y comercialización de bienes y servicios está sujeta a la realización de diferentes etapas o procesos sucesivos. En algunas circunstancias todas estas actividades son efectuadas por una única empresa. Sin embargo, en la mayoría de los casos existen empresas que toman a su cargo algunas etapas mientras otras se especializan en otras dando lugar a la aparición de relaciones verticales entre ellas. De acuerdo a este autor, la relación vertical más fuerte es la que se conoce como integración, la cual se da cuando las diferentes fases del proceso están sujetas a una propiedad y un control comunes.

Considerando las dos versiones anteriores, la integración vertical, se llega entonces a la necesidad de determinar las ventajas y desventajas de esta forma de producción de un bien o servicio. Para ello se hará referencia a algunos autores especializados en el tema.

Según Perry (1989), cuando existe integración vertical en una industria pueden ocurrir dos hechos: el primero es que la pérdida proveniente de la producción ineficiente es eliminada por el fabricante en forma de ganancia, y el tamaño de ella depende de la elasticidad de sustitución en la etapa de producción. El segundo es que sin embargo el fabricante integrado puede incrementar su precio de venta al consumidor final (precio al detal del producto terminado) y reducir el bienestar del consumidor. Dicha pérdida depende en parte del valor de la elasticidad de la demanda.

Para Blois (1972)⁴ las ventajas de la integración vertical son: disminución de los costos de mercado, estabilidad de operaciones, certeza de proveedores de materiales y servicios, mejor control sobre los productos de distribución, mejor control de calidad, pronta revisión de las políticas de producción y distribución, mejor control de inventarios, beneficio marginal adicional o la posibilidad de cargar bajos precios al producto final. Las desventajas son: disparidad entre capacidades de producción en varias etapas de la producción, presión de la opinión pública y gubernamental, carencia de especialización, inflexibilidad de operaciones, extensión del grupo de administración, carencia de presiones competitivas directas en los costes de productos intermedios.

Quirmbach (1986) determina en este sentido, que cuando el monopolista productor del bien intermedio está protegido por la existencia de barreras a la entrada y el bien tiene costos marginales constantes, la integración parcial siempre causará una elevación en el precio del bien final. Cabe aclarar que dependiendo de la naturaleza del monopolio el resultado puede cambiar, pues cuando existe la posibilidad de entrada al mercado donde se produce el bien intermedio, tanto la integración parcial como la total llevan a que el precio del bien final caiga. Así se puede concluir que, de un lado, la integración parcial produce un alza en el precio del bien final cuando el monopolio productor del insumo está protegido y sus costos marginales son constantes o decrecientes, y de otro, el precio del bien final cae con la integración si la industria productora del insumo es competitiva.

2. Situación general del sector eléctrico de California antes de la reforma

La regulación del sector eléctrico de EE.UU. se ha caracterizado a lo largo de la historia, por su sistema de gobierno. El federalismo, sistema de gobierno reinante en este país desde su proceso de colonización, se basa en la creación de instituciones y procesos que permiten alcanzar una unidad política que acomode y aumente la diversidad durante la solución de los problemas de toda índole. Así, el federalismo, entendido también como descentralización, requiere de sistemas flexibles y dinámicos de gobierno, que permitan que cada Estado pueda tener su propia legislación, sin interferir ni entorpecer las decisiones del gobierno central. Por

⁴ Blois, K.J. Vertical Quasi-Integration. Cap. 11, pp. 320-338.

esta razón, el sector eléctrico de Estado Unidos no se basa en un sistema interconectado ni con un solo ente operador, sino que cada Estado cuenta con su propia regulación, pero todos están bajo la supervisión de un órgano regulatorio a nivel nacional, La Federal Energy Regulatory Comisión –FERC–⁵.

2.1. Diseño y funcionamiento del mercado antes de la reforma

Antes de la reforma en California, emprendida por este Estado desde 1993, el sector eléctrico contaba con un mercado no competitivo que constaba de: una oferta integrada verticalmente que controlaba el suministro eléctrico en la generación, la transmisión y la distribución; una demanda operada por concesiones de monopolio; y un servicio que no comprendía solo el suministro de la energía eléctrica, sino también el transporte⁶.

Así, por casi más de un siglo la industria eléctrica de California estaba estructurada a partir de monopolios privados integrados verticalmente, los cuales eran operadores de la generación, la transmisión y la distribución. Estos monopolios eran propietarios de franquicias geográficas para cubrir la demanda de cada una de las áreas del Estado: PG&E (Pacific Gas & Electric) en la parte norte de California, SCE (Southern California Edison) en el área de Los Angeles y, SDG&E (San Diego Gas & Electric Company) en la parte sur del estado⁷.

Antes de la reforma en el primer quinquenio de la década de los noventa, EE.UU. contaba con un órgano regulatorio a nivel nacional, La FERC, a cargo de las directivas generales, y con unos entes a nivel de cada Estado, las PUC, (Public Utilities Commission), que eran las encargadas de regular propiamente el sector eléctrico, lo cual no era ajeno para el caso de California.

⁵ Esta comisión fue creada bajo la Federal Power Act del 10 de junio de 1920. Esta Acta estableció el esquema, bajo el cual se llevó a cabo la regulación de las plantas hidroeléctricas en EE.UU. Bajo esta Ley, se le confieren facultades a la FERC para otorgar licencias para la construcción de hidroeléctricas, facultades para planear y regular la contabilidad de las plantas, para establecer tarifas. Es decir, por medio de la FPA, la FERC adquiere la “*jurisdicción sobre la transmisión de energía interestatal, y el comercio de la misma, así como funciones de coordinador en caso de interconexiones que puedan ser obligatorias o voluntarias*”.

⁶ En el caso del sector eléctrico Estado Unidense, y específicamente en el de California, los servicios son: generación, transmisión y distribución. De la distribución, el sector eléctrico californiano, incluye la comercialización.

⁷ Previo a la reforma (desintegración y desregulación del sector) existían siete compañías privadas con franquicias de exclusividad zonal, encargadas de la generación, transporte y distribución. Tres de ellas (PG&E, SCE Y SDG&E) poseían una participación en el mercado del 80%.

La FERC era la encargada, según el FPA (Federal Power Act) y la PUHCA⁸ (Public Utility Holding Company Act), de la regulación de las ventas mayoristas y las ventas entre subsidiarias de empresas interestatales. La regulación de los costos y condiciones del servicio era responsabilidad absoluta de las PUC, también encargadas de la regulación de las tarifas de distribución. Las ventas entre subsidiarias de empresas interestatales, solo representaban en la década de los 80 el 10% de los ingresos de las empresas eléctricas, debido al alto grado de integración vertical del sector⁹.

Las generadoras de energía, en algunas ocasiones se abastecían de energía en los mercados mayoristas de otros estados del este de Estados Unidos, de Canadá y de México. Estas generadoras de California junto con las de los otros estados del este del país, de Canadá y de México, conformaron una red sincronizada de energía eléctrica que operaba bajo la supervisión del WSCC (Western Systems Coordinating Council).

Las condiciones de la prestación del servicio en la mayoría de los estados, eran fijadas por la autoridad estatal mediante su legislación, incluyendo la autorización para participar en el mercado y la fijación tarifaria. En cuanto a la regulación federal, no existían condiciones para la entrada de nuevos competidores al mercado, planes de abastecimiento o construcción de plantas generadoras u obras de infraestructura, excepto en el caso de la generación de energía hidroeléctrica en aguas navegables. Así mismo, la FERC carecía de autoridad para otorgar certificados de conveniencia y necesidad de las instalaciones eléctricas, aún cuando la empresa en cuestión solo se dedicara a la transmisión de energía eléctrica.

Según Joskow (1997), las políticas regulatorias históricas de la FERC, en lo referente a la regulación del mercado mayorista, no incentivaban, las inversiones por parte de los productores independientes para la generación y provisión de energía eléctrica en un mercado mayorista competitivo, debido a que la regulación del mercado se hacía por medio del criterio de costo contable para la determinación del precio mayorista, el cual favorecía la integración vertical en el sector,

⁸ Public Utility Holding Company Act de 1935. Esta fue dictada con el objetivo de hacer más eficiente al sistema eléctrico norteamericano, reduciendo las duplicaciones de redes tanto en electricidad como en gas, exigiendo a las compañías interestatales vender sus activos hasta quedar localizadas en una única área.

⁹ Ver Auguste y Urbiztondo, Santiago (1999). *Novedades Regulatorias*, Volumen 3.

impidiendo el surgimiento de un mercado competitivo en la generación, ya que las ineficiencias de las empresas integradas verticalmente recaían en las tarifas de distribución al practicarse un traspaso del costo en la cadena. Sin embargo desde 1978, con la aprobación del PURPA, las distribuidoras están obligadas a abastecerse de energía de las compañías generadoras independientes y algunas plantas pequeñas de producción que utilizan fuentes renovables, proveyendo como restricción para el cálculo del costo mayorista el “costo incremental para la distribuidora de las fuentes de energía alternativas, de las plantas que utilizaban fuentes renovables”. En 1980 la FERC estableció cómo debían calcularse esos precios relevantes, delegando la implementación a las PUC, con lo que se permitió el crecimiento de la competencia y desintegración vertical en el segmento de generación. En 1992, el EPA (Energy Policy Act) modificó la regulación del segmento de transmisión desde la legislación nacional, incorporando el principio de libre acceso a la red de transmisión.

2.2. Legislación federal en la industria de la energía eléctrica relacionada con la integración vertical

Existen tres Actas que han dado forma al sector eléctrico en Estados Unidos desde 1930, que tuvieron profundos efectos en la estructura de la industria energética. Estas son: la Public Utility Holding Company Act de 1935 (PUHCA), la Public Utility Regulatory Policies Act de 1978 (PURPA) y la Energy Policy Act de 1992 (EPA).

2.2.1. Public Utility Holding Company Act

La Public Utility Holding Company Act (PUHCA) fue decretada en 1935. Con esta Acta se asigna a las PUC la regulación de las tarifas de distribución y a la FERC la regulación de las ventas mayoristas y las ventas entre subsidiarias de empresas interestatales. Así mismo, dio a la Securities and Exchange Commission (SEC) la autoridad para regular la reorganización de la industria y ejercer la función de supervisión.

La PUHCA fue dictada con el fin de hacer más eficiente el sistema eléctrico, reduciendo la duplicación de redes tanto en la electricidad como en el gas, exigiendo a las compañías interestatales privatizar sus tenencias hasta que cada uno se convirtiera en un solo sistema consolidado para servir una sola área geográfica circunscrita.

Además la Ley permitió que las compañías se dedicaran exclusivamente al negocio que fuese esencial y apropiado para la operación de una utility¹⁰ integrada. Esta última restricción eliminó prácticamente la participación de los nonutilities¹¹ (firmas de comercialización minorista) en las ventas al por mayor de energía eléctrica.

2.2.2. Public Utility Regulatory Policies Act

La Public Utility Regulatory Policies Act, fue uno de los cinco estatutos que abarca la National Energy Act¹², la cual fue firmada en 1978.

Este estatuto simplificó los contratos, agilizó el proceso de venta de la energía, incrementó la certeza financiera para los acreedores y en general, eliminó varios problemas procesales y de planificación que habían hecho que la entrada a la industria de la electricidad fuese prohibitiva para la mayoría de los pequeños productores.

2.2.3. Energy Policy Act

En 1992 se firmó la Energy Policy Act (EPA), la cual reformó substancialmente al PUHCA haciendo más fácil la incorporación para los generadores nonutilities al mercado mayorista, eximiéndolos de apremios de parte del PUHCA. En esta Ley se creó una nueva categoría de productores de energía: los generadores al por mayor exentos (EWGs). Eximiéndolos de la regulación del PUHCA, la Ley eliminó una barrera importante para los nuevos productores de energía que deseaban competir construyendo centrales eléctricas nuevas. La comercialización de la energía de los

¹⁰ Utility: se definen en general como compañías privadas o como agencias públicas comprometidas en generación, transmisión, y/o distribución de energía eléctrica de uso público. Se pueden dividir en cuatro categorías según el tipo de propiedad, cada uno con su propio conjunto de características: de inversionistas, federal, público (pudiendo ser estatal, municipal, o de otras entidades gubernamentales), y cooperativo.

¹¹ Las nonutilities son entidades de propiedad privada que generan la energía para su propio uso y/o para la venta a las utilities y a otros.

¹² Los cinco distintos estatutos de la National Energy Act son: la Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA), el Energy Tax Act, la National Energy Conservation Policy Act, la Powerplant and Industrial Fuel Use Act, y la Natural Gas Policy Act.

Los fines generales del National Energy Act fueron: el asegurar un cierto sostenido desarrollo económico además de permitir una transición desde una economía con recursos energéticos económicos a una economía con energía más costosa. Una meta era reducir la dependencia del petróleo extranjero y de su vulnerabilidad a las interrupciones en la fuente de energía. Otro objetivo era desarrollar fuentes de energía renovables y alternativas.

EWG se facilitó a través de las disposiciones establecidas por la FERC, quienes proporcionaron más flexibilidad en cuanto al acceso a los sistemas de transmisión.

2.3. Comienzos de la reforma en California (desintegración y desregulación del sector)

En la primera mitad de la década de los 90, algunos estados, como California, Rhode Island y Pennsylvania, comenzaron un proceso de desintegración y de desregulación en el segmento de la distribución, sin embargo aunque se prometían reducciones tarifarias de 40% aproximadamente, a nivel federal se oponían a dicha iniciativa, ya que habían algunas empresas proveedoras de servicios con monopolios locales que habían realizado inversiones tecnológicas muy significativas (como por ejemplo plantas nucleares) que no podían recuperarse si se desintegraba y se desregulaba el sector permitiendo la entrada de nuevos competidores. Este hecho retrasó el proceso de desintegración y de desregulación del sector.

En 1996, la FERC ordenó a las empresas de servicios eléctricos de todo el país, mediante la Orden 888, permitir el acceso a sus redes con tarifas y condiciones no discriminatorias, estableciendo los lineamientos para la remuneración de los “stranded costs” y requiriendo que se separaran el transporte de la generación y de la distribución. Más tarde mediante la Orden 889, se obligó a la empresas de servicios eléctricos a establecer sistemas electrónicos para compartir la información sobre la capacidad disponible de transmisión, conocido como OASIS (Open Access Same-Time Information System) o Redes de Información en Tiempo Real (Real-Time Information System). Así, mediante estas dos órdenes se abrió el mercado mayorista de energía eléctrica a la competencia. Esto hizo que en junio de 1996 el Estado de Columbia y otros 44 estados ya habían comenzado a reestructurar su industria eléctrica. En 1999 eran ya 19 Estados los que habían comenzado la desregulación, entre ellos California.

Según Urbiztondo (1999) uno de los incentivos más fuertes para la desintegración y la desregulación en EE.UU. fue la diferencia en precios entre los diferentes Estados.

Así, los primeros indicios de la desintegración del sector eléctrico de California, comenzaron en 1992, consolidando en la Ley Assembly Bill 1890 (AB 1890) de septiembre de 1996. Esencialmente, la ley AB 1890 suponía que:

- El mercado competitivo tendría suficiente suministro para satisfacer la demanda.

- Los precios marginales serían más altos, lo cual proporcionaría un “incentivo” para un exceso anticipado de nueva producción.
- Los precios del gas natural se mantendrían bajos.
- La estructura del mercado apuntaría a ser competitiva, con precios cada vez menores.
- El sistema de transmisión eléctrica del Estado podría llevar la energía necesaria del punto A al punto B.
- Los usuarios elegirían sin duda a otros proveedores de electricidad.

Después de 4 años de debates legislativos y administrativos, en abril de 1998 los mercados de California comenzaron a operar basados en la experiencia del caso de Inglaterra y Gales¹³.

3. Reforma del sector eléctrico en California

3.1. Legislación para la reforma

Como se mencionó, a partir de 1992 se comenzó a gestar el proceso de desintegración y de desregulación del sector eléctrico californiano, motivado por la presión de los consumidores industriales que buscaban una disminución en los precios de la energía¹⁴, que se consolidó con la promulgación de la Ley AB 1890 en 1996.

¹³ Antes de la reforma del Sector Eléctrico de Inglaterra y Gales, la estructura de dicha industria estaba compuesta por 12 distribuidoras regionales (RECs), el CEGB (Central electricity Generating Board) encargado de la generación y transporte, y el Energy Council, encargado de la coordinación del sistema y la fijación de precios. La reforma comenzó con la promulgación de la Energy Act de 1983, que removió el poder de monopolio del CEGB en generación, permitiendo el acceso de terceros generadores a las redes, tanto de transporte como de distribución. Sin embargo, esta primera medida no tuvo éxito, debido a la falta de regulación de los términos de acceso y a la respuesta del CEBG, imponiendo barreras a la entrada. Luego de este primer intento, el inicio del proceso real estuvo marcado por el “White Paper” del Departamento de Energía en febrero de 1988 que determinó los lineamientos generales para el desarrollo de la nueva industria. Entre los aspectos más importantes se destacan, la creación de un mercado eléctrico mayorista competitivo (a través del funcionamiento de un pool); la desintegración vertical entre generación y transporte; la no privatización de las plantas nucleares; la regulación de las distribuidoras y transportistas; un plan gradual para crear competencia en la comercialización y el permiso de cierta integración vertical acotada entre distribuidores y transportistas.

¹⁴ Los precios de la energía eléctrica en California para ese entonces, se encontraban entre los más altos del país. Según Joskow (2001), en: «A quantitative analysis of pricing behavior in California's wholesale

Sin embargo antes de la promulgación de la Ley AB 1890, en abril de 1994, la PUC articuló el programa de reforma para el sector eléctrico, en un reporte conocido como “The Blue Book”¹⁵. Este programa estaba estructurado bajo un nuevo sistema, en el cual la producción de energía de las plantas generadoras existentes y la entrada de nuevas plantas, sería desregulado y éstas venderían sus servicios en mercados mayoristas competitivos. Por otro lado, los consumidores tendrían la libertad de elegir sus proveedores (Competitive Electricity Service Provider, ESP).

3.1.1. Ley AB 1890

Por medio de la Ley AB 1890, se buscaba crear un mercado de energía competitivo que respondiera a la demanda con precios competitivos y con variedad de opciones para que los consumidores pudieran elegir.

Ley promulgada en septiembre de 1996, por medio de la cual las grandes empresas privadas¹⁶ (monopolios verticalmente integrados), se vieron obligadas a abrir acceso a sus redes de transmisión y de distribución a los competidores en generación, a los mercados mayoristas y a los ESP, a precios determinados por la FERC. Así mismo, mediante esta Ley se crearon dos nuevas instituciones: el sistema operador independiente y la bolsa de energía. Ambas instituciones fueron creadas como corporaciones sin ánimo de lucro, integradas por representantes de los más grandes grupos de interés, como también por miembros que velaran por el interés público. De la misma forma, la Ley garantizó la recuperación de los costos de transición (“stranded costs”) de aquellas empresas que habían realizado grandes inversiones antes de la reforma, dándoles un periodo de cuatro años para recuperarlos. Además de impulsar la desintegración de la generación, la cual no se

electricity market during summer 2000». Estos altos precios se debían a las fallas del sistema que regulaba estos monopolios verticalmente integrados, los altos costos de las inversiones en plantas nucleares, los altos costos de los términos a largo plazo de los contratos con los pequeños generadores de energía, el exceso de capacidad de generación, y a las costosas e ineficientes instituciones reguladoras.

¹⁵ *Proposed Policy Statement on Restructuring California's Electric Services Industry and Reforming Regulatory Policy*, CPUC, abril 20 1994.

¹⁶ Las normas y ordenes introducidas por la Ley AB 1890 sólo abarcaban, en un principio, a las compañías de electricidad de propiedad privada, por lo que las compañías municipales (como Los Angeles Department of Water and Power, LADWP y Sacramento Municipal Utility District, SMUD) no estaban sujetas a esta desregulación y a esta legislación. Sin embargo, en el año 1999 se determinó que estas últimas debían participar.

logró por completo. Por el lado del transporte, no se hicieron esfuerzos para desintegrar esta actividad.

La Ley AB 1890 dio pie a la promulgación de las Órdenes 888, 889 y 2000, por parte de la FERC, sus principales características son:

3.1.2. Orden FERC 888

Orden emitida por la FERC el 24 de abril de 1996, por medio de la cual se ordena a las empresas de suministros públicos para que establezcan tarifas de acceso abierto (Open Access Rule, OAR) no discriminatorias para la transmisión interestatal de electricidad vendida al por mayor. La orden 888 también exige la separación funcional de las empresas generadoras y las de transmisión, con tarifas separadas para la energía al por mayor, el servicio de transmisión y otros servicios auxiliares. Esto con el fin de garantizar que las empresas de transmisión traten a las compañías de energía no afiliadas de igual forma que a sus propios generadores.

3.1.3. Orden FERC 889

Para aplicar los procedimientos de acceso abierto no discriminatorio ordenados en la Orden 888, la Orden 889 ordena la creación del Open Acces Same-Time Information Systems (OASIS) para suministrar a todos los generadores datos totalmente actualizados referentes a los flujos de energía y a la congestión en la red de transmisión. El OASIS, es en un sistema web de comunicación de tarifas y disponibilidad de transporte de energía (precio y cantidad). Y a su vez, definió los códigos de conducta para la comunicación entre divisiones afiliadas de compañías de servicios con integración vertical (como por ejemplo la división de transporte de energía regulada y la división de generación, de servicios no regulados).

3.1.4. Orden FERC 2000

La Orden FERC 2000, se promulgó para solicitar a todas las empresas propietarias de redes de transporte a colocar voluntariamente bajo el control de una Organización Regional de Transporte (RTOs)¹⁷ las instalaciones de transporte. A su

¹⁷ Una RTOs es un operador de sistema eléctrico de transporte, el cual es independiente de los participantes en el mercado (vendedores y compradores de energía y propietarios de instalaciones de producción. Es un único proveedor del servicio de transporte que controla y opera las instalaciones de transporte en la región, además de ser responsable de proveer servicios de transporte de

vez se promulgó para especificar las características y funciones de una RTOs, y establecer un proceso colaborativo para el desarrollo de estas últimas.

En el tema de las tarifas, la Orden 2000, estaba encargada de fomentar propuestas innovadoras de fijación de precios de transporte de energía. También estaba encargada, entre otros, de mantener la fiabilidad del sistema, garantizar la independencia del operador de transporte con respecto a los participantes en el mercado de energía, y flexibilizar la definición de las organizaciones regionales de transporte en el ámbito regional

A la par con esta nueva legislación se fijó un periodo de transición para el proceso de desintegración y desregulación, que en el año 2001 terminaría con la desregulación total del sector eléctrico californiano. Así mismo, se estableció este plazo para que aquellas empresas que habían realizado grandes inversiones, recuperaran sus “stranded costs” a través de un cargo pagado por los consumidores como porcentaje del precio de la energía.

3.2. Diseño del mercado

El proceso para el diseño de los detalles del mercado eléctrico en California fue extremadamente confuso y complicado. Los diferentes grupos de interés presentaron diferentes modelos, tales como: un modelo “Poolco”, muy similar al introducido en Inglaterra y Gales en 1990, y otra propuesta que prefería modelos bilaterales, basados en la estructura del mercado de gas natural y la interacción entre productores, comerciantes, compradores industriales y distribuidores. Al final, para complacer a los diferentes grupos de interés, el diseño definitivo de las instituciones del mercado mayorista de energía eléctrica en California, representó una mezcla de modelos de diseño de mercado, administración de la congestión, precios de transmisión, reglas para las redes de interconexión y mitigación de los mercados de energía locales. Según Joskow (2001) en: «Electricity sector restructuring and competition: lessons learned», el resultado fue el más complicado juego de instituciones jamás creado en los procesos de desintegración y desregulación a nivel mundial, y del cual no existía ninguna experiencia en el mundo real.

forma fiable, eficiente y no discriminatoria. Se crearon con el objetivo de mejorar la eficiencia del sistema de transporte, mejorar la fiabilidad y seguridad de las redes, mejorar el funcionamiento del mercado, eliminar tarifas de acceso acumulativas y eliminar prácticas discriminatorias en el servicio.

La reestructuración del mercado eléctrico de California comenzó por disolver la integración vertical entre generación, transmisión y distribución, que hasta entonces funcionaban como monopolios integrados y regulados, además de ser de propiedad privada. Dentro de la generación se consideró posible la existencia de un mercado competitivo, el transporte (la red de transporte) se consideró como un monopolio natural y se acordó que la distribución sería competencia de cada Estado.

3.2.1. Generación

Inicialmente se planteó a las compañías energéticas PG&E, SCE y SDG&E, que manejaban el 80% de la generación y controlaban sus propias redes de transmisión eléctrica, que las vendieran a un operador independiente.

Para incentivar e introducir la competencia en la generación, se permitió la libre entrada a nuevos generadores, inclusive de empresas generadoras de otros Estados. En este sentido, cualquier generador certificado, proveedor del servicio, podía competir con estas compañías.

Así se liberó el mercado mayorista. Para su funcionamiento se crearon las siguientes figuras:

1. Una Bolsa de Energía (CalPX: California Power Exchange) o mercado de energía mayorista, en la que los abastecedores y compradores (no necesariamente productores y consumidores) podían realizar sin mayor problema sus transacciones. Esta bolsa estaba encargada de operar las ofertas diarias y horarias de compradores y vendedores de energía con un día y hora de anticipación, respectivamente. Además, las compañías generadoras se obligaban a vender su producción exclusivamente a través del CalPX. La FERC fijó el precio máximo por MWh en US\$2,500 para las transacciones del CalPX, en comparación con el precio promedio al consumidor de US\$33 por MWh registrado entre 1998 y 1999¹⁸.
2. Un Operador del Sistema Independiente (CalISO: Independent System Operator) a cargo de comandar las líneas de alto voltaje bajo el principio de acceso libre y no discriminatorio. Se creó con el objetivo de balancear oferta y demanda en todo momento para lo cual se debía utilizar un mercado de energía en tiempo real. Así, toda la oferta de generadores en el área de control del CalISO

¹⁸ Ver Sánchez, Jose Miguel (2001). Lecciones de la Crisis Eléctrica de California.

y toda la demanda de consumidores ubicados en el área debían ser físicamente despachados de acuerdo a lo establecido por el CalISO. Para mantener la estabilidad del sistema, el CalISO además contaba con la función administrativa de un mercado de servicios auxiliares (como regulación de frecuencia y capacidad de reserva).

3. Adicionalmente se crearon los Scheduling Coordinators (SC), intermediarios entre el operador del sistema y los usuarios y comercializadores encargados de identificar y comunicar que tramos de la red serían utilizados con el fin de garantizar la oferta en la industria. Esta era una herramienta muy utilizada por el CalISO, para identificar cuales eran las probabilidades de una posible congestión y así estando seguros de que el sistema no tendría posibles problemas de congestión, permitir que las transacciones se llevaran a cabo. Sin embargo, si se descubría que el sistema tendría problemas de congestión, el CalISO le da la oportunidad a los SC de vender o comprar más energía eligiendo la opción menos costosa.

Con el CalPX y el CalISO se buscaba, en teoría, evitar que las compañías generadoras utilizaran su posición monopólica en un área determinada y atraer a las compañías de los Estados colindantes para fomentar la libre competencia con la subsiguiente caída de los precios.

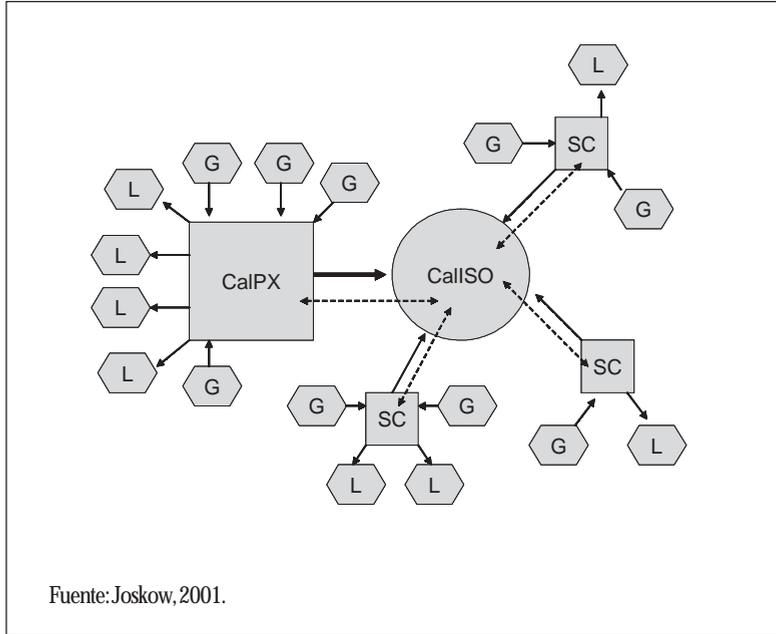
Las compañías generadoras, verticalmente integradas, pasaron a ser simples productores independientes sin obligación administrativa legal ante ninguna instancia gubernamental, vinculándose horizontalmente al sistema a través del mercado - CalPX.

En la Figura 1¹⁹ se muestra la estructura del mercado de energía eléctrica en California a partir de la creación de las instituciones mencionadas anteriormente.

En resumen, el CalPX estaba encargada de las operaciones de los mercados de Día Previo (Day - Ahead) y de Hora Previa (Hour - Ahead), y el CalISO de administrar la red de transmisión y de operar en el mercado de Tiempo Real.

¹⁹ En la figura 1, se representan las tres instituciones creadas a partir de la Ley AB 1890, el CalPX, el CalISO y los SC. Las letras G y L, significan respectivamente, Generadores y Demanda (Load).

Figura 1
Estructura del mercado eléctrico de California



3.2.2. Transporte

La reforma, que buscaba una nueva organización del sector generando un mercado competitivo más eficiente, consideró que las actividades de transporte y generación eran consideradas monopolios naturales y por lo tanto debían continuar bajo la supervisión de la PUC.

3.2.3. Distribución

En forma paralela a estos mercados Spot, se estableció que las empresas distribuidoras de energía, que a su vez realizaban comercialización, eran libres de firmar contratos de mediano y largo plazo con empresas generadoras como una forma de cubrirse de parte del riesgo asociado a la volatilidad e incertidumbre de precios en el CalPX. Sin embargo, las empresas distribuidoras tradicionales, que eran las responsables de servir casi la totalidad de los consumidores en un

comienzo, fueron privadas de participar en el mercado de contratos²⁰ y obligadas a comprar energía a precio spot en el mercado CalPX.

La desregulación del mercado mayorista no estuvo acompañada por una flexibilización de los precios pagados por los consumidores finales. Para permitir a las empresas distribuidoras recuperar parte de las costosas inversiones del pasado (stranded costs), los consumidores servidos por estas empresas fueron aislados de las fluctuaciones del mercado mayorista a través de un precio regulado cercano a los precios de junio de 1996. A partir de 2001 los precios fueron desregulados, aunque las empresas no habían recuperado sus costos.

Con el objetivo de promover la competencia en la distribución y de la comercialización de energía, los consumidores fueron declarados libres de contratar su propia energía, ya fuera con su distribuidor de siempre o con otro diferente. Sin embargo, a pesar de las predicciones de que los consumidores minoristas rápidamente se cambiarían a un ESP (Competitive Electricity Service Provider) que ofreciera precios más bajos, en realidad solo un 3% de los consumidores, aproximadamente, representando un 12% de la demanda, se cambiaron de ESP. Así, según Joskow (2001), en «A quantitative analysis of pricing behavior in california's wholesale electricity market during summer 2000», se calcula que aproximadamente el 2% de los consumidores domésticos, el 16% de los clientes comerciales y el 27% de los clientes industriales, prefirieron alguna empresa comercializadora, ya que hasta el 2001 los precios regulados estuvieron por debajo de los precios del mercado mayorista. En el cuadro 1 se puede observar como era este porcentaje en septiembre de 2000.

3.3. Funcionamiento del mercado y efectos subsecuentes de la reforma: la crisis

En abril de 1998 comenzó a funcionar el mercado mayorista y minorista de energía eléctrica en California. En este momento muchas empresas no estaban listas y existía además muy poca coordinación entre el CalISO y el CalPX. Adicionalmente, el CalISO presentaba una gran limitación para jugar un rol activo en los mercados de energía y a través de los contratos de futuros, lo que

²⁰ Un mercado de contrato es aquel donde el comprador y el vendedor están obligados a realizar una operación a plazo. Este mercado puede ser por Forwards, Futuros u Opciones. Existe solo una excepción, y es que en las Opciones no existe la obligación por parte del comprador, sino la opción de comprar o no.

Cuadro 1

Elección de los consumidores de California, 30 de septiembre de 2000
(% del total de la demanda)

Residencial	2,0
Comercial (Menor a 20 kV)	3,8
Comercial (entre 20 y 55 kV)	12,8
Industrial (Más de 500 kV)	27,4
Total	12

Fuente: Joskow, 2001

llevó a que se presentaran numerosos problemas, los cuales comenzaron a ser visibles a partir del 2000²¹.

Durante el funcionamiento del mercado se identificaron fallas en la administración del sistema de congestión, con los contratos diseñados para mitigar problemas en los mercados locales, los protocolos para la planeación y para las inversiones en la transmisión e interconexión de nuevas plantas de generación, los mercados “Real Time” y sus respectivas operaciones.

Durante los primeros meses de funcionamiento los precios cayeron a 3 centavos de dólar por kilovatio (3 c\$U/kWh), resultando en un ahorro de más del 50% con respecto a los costos de generación antes de la reestructuración, en parte debido a un exceso de capacidad de más de 30%. Aún con estos bajos precios ya se había comenzado a percibir problemas, como se mencionaron anteriormente, los cuales se acentuaron con el paso del tiempo.

Para 1999, otros problemas comenzaron a surgir. El CalISO, comenzó a expresar sus preocupaciones por el lento proceso de creación de nuevas plantas y el rápido crecimiento de la demanda, llevando a una rápida y drástica reducción de los márgenes de reserva. De esta manera el nivel de las reservas de electricidad cayeron en poco tiempo, de 25% a 1.5%, lo que según las normas americanas equivale al tercer grado de situación crítica. La contingencia natural y la crisis tecnológica de inmediato se transformaron en crisis financiera. El déficit en las

²¹ Ver Joskow (2001). California's Electricity Crisis.

capacidades generadoras de los productores independientes provocó un alza en los precios. En las horas pico el CalISO llegó a pagar hasta U\$1,400 por MWh. Pero como la FERC estableció el tope máximo de U\$150 por MWh para el consumidor, las pérdidas diarias del CalISO eran de 50 a 100 millones de dólares (mdd), acumulando pérdidas por 10 mil mdd al iniciar 2001.

Cuando los mercados mayorista y minorista de California fueron creados, la FERC fue condescendiente con las autoridades gubernamentales y con las negociaciones entre los agentes. Sin embargo, a medida que fueron emergiendo los problemas, la FERC tuvo que guiar y vigilar más de cerca a las autoridades y a los agentes.

Adicionalmente la demanda de energía eléctrica en California y en el resto del WSCC creció más rápidamente entre 1996 y el 2000 de lo que estaba anticipado, y las inversiones previstas para nuevas plantas de generación sólo comenzaron a llevarse a cabo a partir del 2001. Por su lado, la PUC no tomó medidas para acelerar el proceso de creación de nuevas plantas o nuevas fuentes de energía. Las relaciones entre la FERC, la PUC y el CalISO se comenzaron a deteriorar, a medida que la FERC ejercía opresión sobre las autoridades californianas para que implementaran reformas que reflejaban el punto de vista de la FERC sobre cómo se debían solucionar los problemas.

A partir de mayo de 2000, los precios nominales a minoristas en el mercado CalPX comenzaron a subir en forma significativa. Entre el segundo semestre de 1999 y el segundo semestre de 2000, los precios subieron un 500% aproximadamente, alza que continuó en 2001 (Ver Cuadro 2²² y Gráfico 1).

Las empresas distribuidoras obligadas a comprar al precio CalPX y vender a precio regulado, solo lograban recuperar parte de sus costos hundidos (stranded costs), pero a partir de mayo del 2000 comenzaron a sufrir grandes pérdidas, sin la posibilidad de trasladar los altos precios a los consumidores del mercado CalPX. Fuera del aumento de precios, las fallas del mercado ocasionaron ineficiencias en el sistema, disminuyeron las inversiones en las nuevas plantas de energía, incrementaron los costos de manejar la congestión e incrementaron la volatilidad de los precios de los mercados Spot.

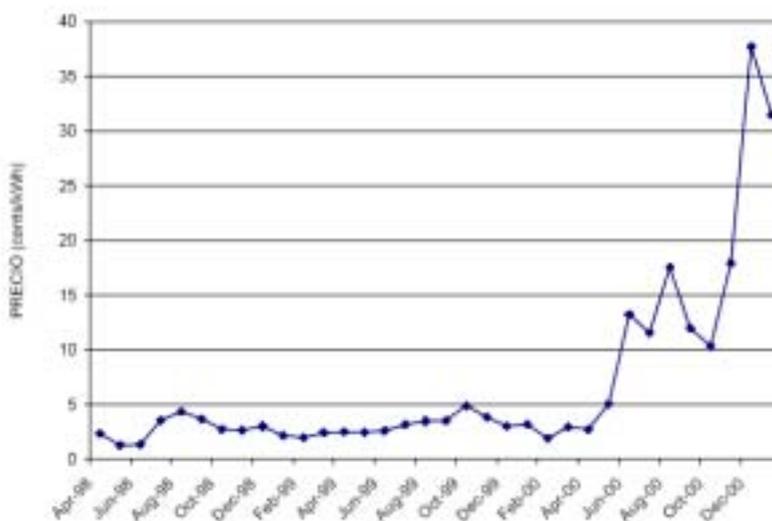
²² La CalPX, dejó de funcionar en enero del 2001, y los precios para el periodo de febrero a junio de este mismo año, fueron el promedio de los precios de cada hora de la energía negociada por la CalISO, para balancear el sistema.

Cuadro 2
Precios de la Bolsa de Energía

Mes	1998	1999	2000	2001
Enero		21,6	31,8	260,2
Febrero		19,6	18,8	363,0
Marzo		24,0	29,3	313,5
Abril	23,3	24,7	27,4	370,0
Mayo	12,5	24,7	50,4	274,7
Junio	13,3	25,8	132,4	103,8
Julio	35,6	31,5	115,3	62,6
Agosto	43,4	34,7	175,2	
Septiembre	37,0	35,2	119,6	
Octubre	27,3	49,0	103,2	
Noviembre	26,5	38,3	179,4	
Diciembre	30,0	30,2	385,6	
Promedio	28	30	114	

Fuente: Joskow, 2001.

Gráfico 1
Precios Promedio Mensuales del Mercado CalPX. Abril 1998 - Enero 2001



Fuente: California Energy Comisión <http://www.energy.ca.gov/>, 2004.

Adicionalmente existe evidencia según Joskow (2001)²³ de problemas esporádicos en los mercados horizontales de energía, que surgían de vez en cuando a partir de periodos de alta demanda²⁴. Durante periodos en los que la demanda era moderada, los mercados operaban los parámetros de la libre competencia, con precios razonables cercanos a los costos marginales estimados. Esto causó incrementos significativos en los precios porque sabiendo que virtualmente que la elasticidad de la demanda en estos mercados es muy inelástica, a medida que la demanda aumentaba y la oferta escaseaba los precios subían, inclusive a niveles significativamente más altos de los que se consideraban competitivos.

A pesar de los problemas experimentados en 1998 y 1999, los precios del mercado mayorista eran razonablemente cercanos a los precios que se establecieron antes de la reforma.

Para el 2000 los hacedores de política en la industria energética de California, se encontraban frente a una serie de problemas en el mercado mayorista y minorista que debían solucionarse, pero no tenían afán para hacerlo. Aunque la situación era preocupante en el primer semestre del 2000, no era grave ni urgente. Sin embargo, en el segundo semestre del año las autoridades se encontraron frente a una dura situación: los precios del mercado mayorista comenzaron a subir drásticamente, e inclusive fueron mayores que los precios pactados con los minoristas. Esto llevó a que los minoristas tuvieran que confrontar serios problemas de liquidez y tuvieran que recurrir a grandes préstamos a corto plazo.

Además de los problemas que generaron los diferenciales entre los precios del mercado mayorista y del mercado minorista, el cual tuvo que ser cubierto por las empresas de energía, cuatro factores empeoraron la situación: el rápido crecimiento de los precios del gas natural (segunda fuente energética de la región), la fuerte alza de la demanda de electricidad debido al fuerte verano y al fuerte crecimiento económico de la época, la reducción en la posibilidad de importar energía hidroeléctrica de otros Estados debido a los bajos niveles de disponibilidad de agua, y el aumento del precio de mercado de los permisos de emisión de Nox.

²³ En: «California Can Tame Its Crisis».

²⁴ Este caso se presentaba en presencia o ausencia de congestión en las redes, es decir, independiente de la congestión.

La conjugación de estos factores hicieron que aunque los mercados mayoristas hubieran sido perfectamente competitivos los precios mayoristas hubieran subido de igual manera, debido al efecto que estos factores tuvieron en las condiciones de demanda y oferta del servicio de energía. Sin embargo, no se debe olvidar que los mercados mayoristas no fueron perfectamente competitivos bajo condiciones de baja oferta o de exceso de demanda, lo que mostró además que estos mercados todavía no presentan elasticidad a la demanda.

A medida que el verano del año 2000 fue pasando, las autoridades se fueron creando expectativas sobre una disminución de los precios mayoristas durante el otoño y el invierno, teniendo la oportunidad de recuperarse financieramente en la primavera del 2001. Sin embargo esto no ocurrió así, ya que aunque la demanda de energía si disminuyó después del verano, los precios del gas continuaron subiendo, las importaciones de energía hidroeléctrica continuaron siendo bajas, los precios de los permisos de emisión continuaron siendo altos, y una gran cantidad de capacidad de generación estuvo fuera de servicio. Este último factor, uno de los más importantes, fue debido a que después del verano las plantas argumentaron que tuvieron que maximizar de tal manera su capacidad productiva durante esta época que muchas de ellas habían sufrido serios daños en sus instalaciones o que algunas estaban instalando nuevos sistemas de control de emisión y que otras simplemente habían dejado de operar por otras restricciones del medio. Según Joskow (2001)²⁵, entre noviembre del 2000 y mayo del 2001, el 35% de las plantas dejaron de suministrar energía, aproximadamente.

Para diciembre del 2000 las utilities estaban pagando aproximadamente US\$400/MWh en los mercados mayorista y vendiendo en el mercado minorista a US\$65/MWh. Esta situación empeoró aún más sabiendo que la PUC no intervino para aumentar los precios minoristas y que la FERC ignoró los requerimientos para que negociara los problemas del mercado²⁶.

El 15 de diciembre del 2000 la FERC reconoció que los mercados de California eran imperfectos, que los precios mayoristas eran “injustos e irracionales” y que por lo tanto, estos mercados, estaban bajo su responsabilidad de acuerdo a los estipulado por la FPA. Así la FERC propuso una serie de reformas a corto, mediano

²⁵ En: «California Can Tame Its Crisis».

²⁶ Ver Joskow (2001). California's Electricity Crisis.

y largo plazo en los mercados de energía de California. Estas reformas consistían en un esfuerzo por minimizar los mercados spot, haciendo que la utilities auto programaran su propia capacidad de generación, comprando solo lo necesario en el CalPX y en el CalISO, con el propósito de mover más transacciones del mercado en tiempo real al mercado de forwards. Así mismo la FERC dejó claro, reflejando las relaciones hostiles entre los reguladores estatales y los federales, que era responsabilidad del mercado californiano el lidiar con muchas de las causas de la creciente crisis, en particular con los problemas de endeudamiento de las utilities. Otros de los puntos que se trataron en la reforma fueron: el incremento de los precios minoristas logrando reflejar los precios mayoristas, la inclusión de precio de tiempo real en los mercados minoristas, la autorización para que las utilities entraran en los contratos forwards y la agilización de los permisos para la instalación de nuevas plantas de generación, entre otras.

Desafortunadamente, las autoridades de California no hicieron nada durante el 2000 para responder a la crisis y justificaron lo ocurrido en la actitud relajada de la FERC y los comportamientos estratégicos de los oferentes que estaban fuera de la regulación, sugiriendo que las utilities no estaban siendo consientes de sus problemas de endeudamiento.

A pesar de que los precios del mercado mayorista lograron disminuir un poco con la reforma, la PUC no permitió aumentos en los precios minoristas y las utilities pronto se encontraron en una situación de insolvencia y de un alto endeudamiento, perdiendo la posibilidad de financiar nuevas compras en el mercado mayorista y teniendo que parar la compra de energía hasta solucionar sus problemas financieros.

Para principios del 2001, los mayoristas se rehusaron a vender a las utilities, mientras estas dejaron de pagar sus obligaciones financieras. Por esta razón, el CalPX, entidad sin ánimo de lucro que depende de los créditos de las utilities, dejó de operar en enero del 2001. Lo único que logró que California tuviera energía en este período fue una orden de la Corte Federal que obligaba a los generadores continuar suministrando energía.

A finales de enero de 2001 fue claro para el Estado de California, que a menos que una entidad de crédito no asegurara los pagos a los generadores, este se quedaría sin energía y sufriría un fuerte apagón. La solución temporal fue que el Estado de California destinara fondos públicos para comprar energía, para poder satisfacer la demanda de algunas de las utilities. Así el Estado comenzó a negociar

contratos a largo plazo con los generadores para lograr obtener buenos precios en el futuro, incentivar a los generadores para que siguieran suministrando energía y para facilitar la finalización de nuevas plantas de generación. Otras medidas tomadas por el Estado fueron la agilización de los trámites para construir nuevas plantas de generación y el incremento de un 40% en los precios minoristas a partir de marzo 27 del 2001, que se vieron reflejados en las facturas de los consumidores finales en junio del mismo año.

Sin embargo, a pesar de estos esfuerzos, una tercera parte de la capacidad de generación en el área se mantuvo fuera de servicio y la capacidad de importar energía hidroeléctrica continuó siendo baja, razón por la cual California sufrió una serie de apagones en ese entonces. Adicionalmente las predicciones para el verano del 2001 contemplaban miles de horas de apagones y precios de los forwards de energía extremadamente altos.

Para evitar una crisis aún mayor y anticiparse a las predicciones el Estado de California intensificó sus esfuerzos: continuó agilizando los trámites para la creación de nuevas plantas, realizó contratos forwards por más de 20 años y reemplazó los permisos de emisión por un sistema de penalizaciones por excederse en los límites de emisión. De igual manera el Estado ejerció una fuerte presión sobre el gobierno federal del momento, la presidencia Bush, para que pusiera un límite a los precios mayores, y para que interviniera obligando a los generadores a producir todo lo que les fuera posible.

La FERC respondió lentamente a estos requerimientos, pero sin embargo el 26 de abril del 2001 adoptó un nuevo plan de mitigación de precios mayoristas, que consistió en la subasta de toda la oferta disponible que todavía no estuviera programada en el CalISO. La reforma consistió en la creación, a petición de varios participantes del CalPx, de un nuevo mercado, donde se transaran futuros (forwards) de energía, como forma de mejorar y complementar tanto el mercado existente como la operación del sistema. Para ello se creó una división dependiente del CalPx, llamada CTS (CalPx Trading Services), por razones administrativas, financieras y organizacionales. Los participantes de este mercado, debían ser participantes del CalPX, y cumplir requisitos de generación y factibilidad de consumo en la red del ISO.

Finalmente, durante la primera semana de junio, los precios mayoristas comenzaron a descender rápidamente y regresaron a niveles aceptables a finales del

mes. Inclusive los forwards cayeron tanto que llegaron a ser menores que los precios que negoció el Estado en los contratos anteriores. Esta caída del precio estuvo acompañada por una demanda de temporada relativamente baja, bajos precios del gas natural, una gran cantidad de capacidad de generación que retornó al mercado y una recuperación de la capacidad de importar energía hidroeléctrica.

4. La crisis de California: ¿efecto de la desintegración?

Como ya se ha mencionado, el caso de la desintegración del sector eléctrico en California, ha servido para muchas economías mundiales, especialmente para las latinoamericanas, como un buen ejemplo de lo que no se debe hacer en un proceso de desintegración. El fracaso de esta reestructuración ha servido de lección y de ejemplo de muchos teóricos del tema, como Paul Joskow.

Después de haber analizado el funcionamiento y la estructura del mercado eléctrico en California antes y después de la reforma llevada a cabo desde 1996 con la promulgación de la Ley AB 1890 y de haber conocido su legislación y sistemas de regulación, se puede concluir y plantear hipótesis de las posibles causas de la crisis energética que se presentó en este Estado desde el 2000 hasta el 2001.

Muchos analistas y teóricos del tema, entre los cuales se puede mencionar Joskow (2001), Poblete y Salinas (1999), Soto (2001), Barrientos y Yorston (2000), además del relato de los sucesos, muestran que la crisis de California no fue un efecto del proceso de desintegración vertical del sector eléctrico, sino que se sustenta o explican en el alza de precios y los cortes de suministros sufridos por California entre el 2000 y el 2001, en factores exógenos y en un mal diseño regulatorio del mercado eléctrico.

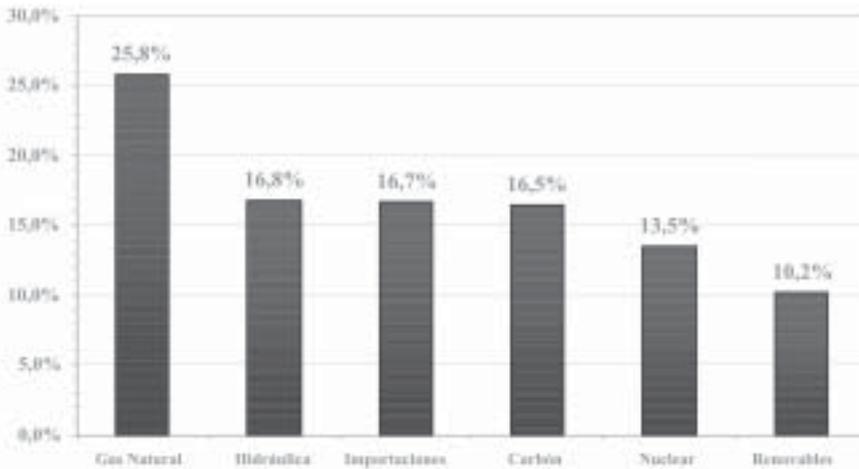
Entre las causas exógenas más importantes se encuentran cinco factores interdependientes:

1. La subida del precio del gas natural (17% de las fuentes de energéticas del Estado, ver Gráfico 2) en un 50%²⁷, que alimentaba a varias plantas generadoras termoeléctricas, y que balanceaba la oferta y demanda en el mercado de energía eléctrica durante el verano. En mayo del 2000 los precios del gas comenzaron a subir y alcanzaron niveles sin precedentes en todo el

²⁷ Ver Soto (2001). Lecciones Útiles para la Regulación del Sector Eléctrico: ¿Qué Pasó en California?

país. Para diciembre del 2000, los precios del gas en el Estado de California equivalían a cinco veces el precio promedio del resto de los Estados. Esta subida del precio del gas natural, según Joskow²⁸, no es explicable.

Gráfico 2
Fuentes de Energía en California (1999)



Fuente: California Energy Comision <http://www.energy.ca.gov/>

2. Un fuerte aumento de la demanda por energía eléctrica, producto de la importante expansión económica de los EE.UU. en la última década. Como los consumidores no pagaban precios que correspondieran a los movimientos del mercado mayorista, no tenían incentivos para reducir su demanda a medida que los precios del mercado mayorista subían.
3. Una disminución de la energía importada de otros Estados por causa de la sequía que afectó al noreste de los EE.UU. y que redujo la disponibilidad de energía hidroeléctrica. Además de las oleadas de calor durante el verano del

²⁸ Joskow, 2001: "...While natural gas prices soared throughout the USA during the second half of 2000, for reasons that are still not well understood, spot prices for natural gas delivered to California rose to levels as much as five times higher than those in the rest of the USA by december 2000..."

2000, los Estados vecinos también sufrieron aumentos en la demanda de energía por parte de sus consumidores. Este factor afectó al sector eléctrico de California porque, gracias al suministro de energía de estos Estados (WSCC) el sector eléctrico californiano podía equilibrar la demanda y la oferta del mercado (Ver Cuadro 3). Mientras que los precios del mercado mayorista eran mucho más altos en el 2000, las importaciones eran mucho menores.

Cuadro 3

Promedio de importaciones mensuales de energía hidroeléctrica a California

Mes	1999	2000	Diferencia
Mayo	6.127	4.481	-1.646
Junio	5.740	3.367	-2.373
Julio	6.551	2.183	-4.368
Agosto	6.358	1.578	-4.780
Septiembre	6.814	2.962	-3.852
Octubre	5.641	4.621	-1.020
Noviembre	6.741	4.040	-2.701
Diciembre	7.680	3.211	-4.469

Fuente: Joskow, 2001.

- La subida del precio de los permisos transables de emisión de Nox (esencial para las generadoras para cubrir sus emisiones). A comienzos de la década de los 90 el South Coast Air Quality Management District (SCAQMD), que cubre a Los Ángeles y el área circundante, implementó un sistema para controlar las emisiones de Nox y algunos otros contaminantes del aire provenientes de las plantas de generación eléctrica y algunas otras fuentes energéticas como el petróleo. Cada planta tenía un número de permisos mensuales de contaminación, los cuales eran transables, razón por la cual podían representar un costo variable directo o un costo de oportunidad, dependiendo de la utilización de los permisos o no. Hasta el 2000 los precios de mercado de estos permisos eran muy bajos y por lo general el número de permisos designado a cada planta excedían sus emisiones. Sin embargo, entre abril y septiembre del 2000 el precio de estos permisos se incrementó significativamente porque la emisión de Nox incrementó con el aumento de las plantas de gas natural ubicadas en la zona de Los Ángeles.

5. Y a un clima con temperaturas anormalmente altas durante el verano del 2000, que conllevó a un aumento significativo de la demanda de energía.

Por otro lado, las principales fallas del mercado de energía eléctrica, se explican por un mal diseño regulatorio, es decir, por un mercado defectuoso y politizado. Las principales fallas del diseño regulatorio fueron prohibir a las empresas distribuidoras cubrir el riesgo asociado al mercado CalPX con contratos de mediano y largo plazo y aislar completamente a los consumidores finales de las fluctuaciones de los costos de generación, reflejadas en los precios de mercado CalPX. Al aislar a los consumidores finales de estos precios, la curva de demanda de las distribuidoras fue verticalmente inelástica con lo cual se acentuaron aún más los problemas de poder de mercado.

También es importante resaltar, que aunque no fue una de las principales causas de la crisis, la relación hostil entre los reguladores estatales y los reguladores federales contribuyó a que las soluciones a los problemas de la crisis fueran más lentas y difíciles de negociar.

5. Conclusiones

Es claro que los incrementos en los precios del gas, el incremento de la demanda, la reducción de la capacidad de importar energía hidráulica y el aumento en los precios de los permisos de emisión contribuyeron al aumento significativo de los precios del mercado mayorista en California durante el año 2000. Sin embargo, es importante resaltar que el modo en que California implementó la reforma y las respuestas del gobierno fueron aspectos fundamentales que explican a su vez la crisis. Las fallas del diseño del mercado más la regulación y de la implementación del modelo competitivo explican en gran medida lo que ocurrió en California.

La electricidad posee atributos físicos inusuales donde la puesta en marcha de un mercado mayorista, cuya estructura sea competitiva, hace que un diseño de mercado efectivo para este tipo de servicio, requiere un conocimiento técnico substancial y un estudio cuidadoso de las experiencias aprendidas en los casos internacionales. Por esto se deben diseñar instituciones y mecanismos regulatorios que sean robustos a contingencias extremas. California diseñó su mercado apoyado en una comisión conformada por retóricos y grupos de interés políticos, sin contar con la asesoría técnica adecuada y con el suficiente análisis de las experiencias internacionales. Tampoco tuvo en cuenta contingencias extremas y faltó un

compromiso y un involucramiento mayor por parte de las autoridades Estatales y Federales, que respondieron lentamente a los problemas.

Otro factor fue el hecho de que se hubiera desregulado los precios del mercado mayorista sin desregular los precios del mercado minorista, además de no permitir a las utilities el recurrir a los mercados forwards para contrarrestar sus problemas de oferta. Así, las utilities estaban obligadas a comprar energía en mercados spot no regulados y a venderla en mercados minoristas regulados por 4 años. Esto no solo llevó a la insolvencia de muchas utilities, sino a que también los oferentes minorista pudieran competir en el mercado. Por su parte, la combinación de escasa oferta y una demanda extremadamente inelástica, conlleva a que los precios pueden subir a niveles extraordinarios y son mucho más susceptibles a problemas de mercado que cuando la oferta es abundante.

Para finalizar, es importante resaltar que autores como Joskow piensan que los beneficios de la reforma al sector eléctrico se verán a largo plazo como una consecuencia de inversiones en plantas de generación nuevas y más poderosas, de la introducción del riesgo en la administración de los mercados minoristas, de servicios eficientes, y de una innovación continua en la demanda y la oferta de energía. Sin embargo, las autoridades deben intervenir para incentivar la generación de nuevas plantas y la expansión de redes de transmisión. Así mismo, las autoridades deben trabajar para remover barreras administrativas innecesarias que permitan el desarrollo de la oferta y reduzca las contingencias extremas²⁹.

Acrónimos y siglas

CalISO: California Independent System Operator.

CalPX: California Power Exchange.

EPA: Energy Policy Act.

ESP: Competitive Electricity Service Provider.

EWGs: Generadores al por mayor Exentos.

FERC: Federal Energy Regulatory Commission.

FPA: Federal Power Act.

²⁹ Ver Joskow (2001). California's Electricity Crisis.

LADWP: Los Angeles Department of Water and Power.

OAR: Open Access Rule.

OASIS: Open Access Same - Time Information System.

PG&E: Pacific Gas & Electric.

PUC: Public Utilities Commission.

PUHCA: Public Utility Holding Company Act.

PURPA: Public Utility Regulatory Policies Act.

RTOs: Regional Transport Organizations.

SC: Scheduling Coordinators.

SCAQMD: South Coast Air Quality Management District.

SCE: Southern California Edison.

SEC: Securities and Exchange Commission.

SDG&E: San Diego Gas & Electric Company.

SMUD: Sacramento Municipal Utility District.

WSCC: Western Systems Coordinating Council.

Bibliografía

- AUGUSTE, Sebastián y Urbiztondo, Santiago (1999). «El Sector Eléctrico de EE.UU.: La Experiencia Reciente de California». En: *Novedades Regulatorias*, Número 3: Documento Elaborado por el Departamento de Estudios Regulatorios de FIEL, p. 28-34.
- BARRIENTOS, S. Y Yorston, A. (2000). *The California Power Exchange*. Curso Mercados Eléctricos PUC Chile.
- BLOIS, K.J. (1972). Vertical Quasi-integration. En: *Journal of Industrial Economics*. pp. 253-272.
- CASTAÑEDA, Alejandro Sabido y López, Luis Calva (2001). «Reforma del Sector Eléctrico con Visión de Largo Plazo.» Trabajo de Grado Colegio de México.
- COLOMA, Germán (2004). *Economía de la Organización Industrial*. En: <http://www.cema.edu.ar/%7Egcoloma/gcoloma-orgind.pdf>. Enero de 2005.
- JOSKOW, Paul L. (1997). «Restructuring, Competition and Regulatory Reform in the U.S Electricity». En: *The Journal of Economic Perspectives*. Vol. (11), N° 3, pp. 119-138.
- JOSKOW, Paul L. (2001). «California's Electricity Crisis». En: *Oxford Review of Economics Policy*, Vol. (17), N° 3.

- JOSKOW, Paul L. (2001). «A Quantitative Analysis of Pricing Behavior In California's Wholesale electricity Market During Summer 2000». Disponible en: <http://econ-www.mit.edu/Faculty>. Septiembre de 2004.
- JOSKOW, Paul L (2001). «California Can Tame Its Crisis». Disponible en: <http://econ-www.mit.edu/Faculty>. Septiembre de 2004.
- JOSKOW, Paul L. (2003). «Electricity Sector Restructuring and Competition: Lessons Learnd». En: *Cuadernos de Economía*. Año (40), N° 121, p. 548-558.
- SÁNCHEZ, José Miguel (2001). «Lecciones de la Crisis Eléctrica de California». En: *Asuntos Públicos.org*. Informe N° 86.
- SOTO, Guillermo Rein (2001). «Lecciones útiles para la Regulación del Sector Eléctrico ¿qué paso en California?». En: *Introducción a la Regulación y Economía y de los Sistemas de energía eléctrica*. Curso de Doctorado. ICAI. Universidad Pontificia Comillas 2000/01.
- PERRY, M. K., (1989), *Integración Vertical: Determinantes y Efectos*. En: *Handbook of Industrial Organization*” Vol. 1, editado por R. Schmalensee y R.D. Willig.
- QUIRMBACH, H. (1986). *Vertical Integration: Scale Distortions, Partial Integration, and the Direction of Price Change*. En: *The Quarterly Journal of Economics*, Vol. 101, February, pages 131-148.
- POBLETE, J., Salinas J. (1999), *Desregulación en el Sector Eléctrico Norteamericano*, Curso Mercados Eléctricos PUC Chile.

Bibliografía complementaria

- ARMSTRONG, M. Simon Cowan y John Vickerts (1994). *Regulatory Reform: Economic Analysis and British Experience*. England.
- BUCKELEY P. y Jonathan Michie, (1996). *Firms Organizations and Contracts*. Oxford.
- HAY, G. (1973). *An Economic Análisis of Vertical Integration*. En: *Industrial Organization Review*. Pp. 188-198.
- MARTÍNEZ, Jorge y Ríos, Alberto (2003). «Análisis Crítico del Mercado de Energía Eléctrica». En: *Revista de Cooperación de ISF*. Mayo 2003.
- RUDNICK, H. “La Infraestructura Energética y el Sector Eléctrico”. Capítulo del libro: *Diseño Estratégico e Infraestructura Básica*, Instituto Latinoamericano y del Caribe de Planificación Económica y Social, ILPES-CEPAL, Naciones Unidas. Dolmen Ediciones S.A., pp. 168-172.
- SCHMALENSEE, R. (1973). *A note of Vertical Integration*. En: *Journal of Political Economy*. pp. 442-449.
- TIROLE, J. (2000). *The Theory of Industrial Organization*. The MIT Press. Cambridge, Massachusetts.

WILLIAMSON, O. y Scott Masten. (1999). The economics of transaction costs. USA.

WARREN-Boulton, F.R. (1974). Vertical Control with Variable Proportions. En: Journal of Political Economy. pp. 783-802.