

**GERENCIA DE POLÍTICAS Y ANÁLISIS
ECONÓMICO**

DOCUMENTO DE TRABAJO N° 40

La Regulación del Sector de Energía

**Arturo L. Vásquez Cordano
Jesús Tamayo Pacheco
Carlo Vilches Cevallos
Edison Chávez Huamán**

Lima, diciembre del 2016

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería del Perú
Gerencia de Políticas y Análisis Económico

La Regulación del Sector de Energía

Documento de Trabajo N° 40, Gerencia de Políticas y Análisis Económico

Los documentos de trabajo de la Gerencia de Políticas y Análisis Económico del Osinergmin buscan contribuir a la discusión de diferentes aspectos de la problemática del sector energético y minero desde un punto de vista académico. El Osinergmin no se identifica, necesariamente, ni se hace responsable de las opiniones vertidas en el presente documento. Las ideas expuestas en los documentos de trabajo pertenecen a sus autores y no implican necesariamente una posición institucional del Osinergmin. La información contenida en el presente documento se considera proveniente de fuentes confiables, pero el Osinergmin no garantiza su completitud ni su exactitud. Las opiniones y estimaciones representan el juicio de los autores dada la información disponible y están sujetos a modificación sin previo aviso.

Está permitida la reproducción total o parcial de este documento por cualquier medio, siempre y cuando se cite la fuente y los autores.

Autores: Arturo Vásquez Cordano, Jesús Tamayo Pacheco, Carlo Vilches Cevallos y Edison Chávez Huamán

Colaboradores: Melissa Llerena, Francisco Coello, Ricardo de la Cruz, Carlos Miranda
Asistente de investigación: Thais Chávez y Yahaira Valdivia

Primera versión: Diciembre de 2016

Citar el documento como: Vásquez Cordano, Arturo; Tamayo, Jesús; Vilches, Carlo y Edison Cháves (2016). *La Regulación del Sector de Energía*. Documento de Trabajo N° 40, Gerencia de Políticas y Análisis Económico – Osinergmin, Perú.

Se solicita indicar en lugar visible la autoría y la fuente de la información. Para comentarios o sugerencias dirigirse a:

Osinergmin
Bernardo Montegudo 222, Magdalena del Mar
Lima, Perú
Tel. (511) 219-3400, anexo 1057
Fax (511) 219-3413

Portal Corporativo
<http://www.osinergmin.gob.pe/>

Portal de la GPAE
http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/acerca_osinergmin/estudios_economicos/documentos-de-trabajo

Correo electrónico: gpae@osinergmin.gob.pe

ISSN 2307-4272 (En línea)

TABLA DE CONTENIDO

1.	Introducción	5
2.	Por qué regular el sector energía	6
2.1.	La regulación de la industria energética	6
2.2.	Características del mercado energético.....	8
2.2.1.	Bienes públicos y externalidades	8
2.2.2.	Información asimétrica	13
2.2.3.	Servicios Universales	15
2.2.4.	Las industrias de redes de electricidad y gas natural.....	16
3.	Importancia de un Organismo Regulador Independiente: El Rol de Osinergmin	36
4.	Diseño de la regulación en el sector energía	42
4.1.	Bienes públicos y externalidades: políticas de comando-control y mecanismos de mercado	42
4.2.	Seguridad energética	51
4.3.	Información asimétrica y regulación en mercados competitivos	53
4.4.	Acceso universal.....	54
4.4.1.	Servicios públicos	54
4.4.2.	Alternativas tecnológicas para el acceso a energía.....	55
4.5.	Industrias de redes.....	59
4.5.1.	Diseño del mercado.....	59
4.5.2.	Mecanismos de regulación tarifaria en monopolios naturales.....	68
4.6.	Calidad del servicio, protección de los consumidores y resolución de controversias	76
5.	Desafíos de la regulación en el sector energía	78
6.	Referencias	82

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – Osinergmin
Gerencia de Políticas y Análisis Económico
Documento de Trabajo N° 40

La Regulación del Sector de Energía

Resumen¹

Las industrias de la energía como la electricidad, los hidrocarburos líquidos y el gas natural proveen de insumos esenciales para el desarrollo de las actividades económicas del país. Debido a las características técnicas y económicas de algunas actividades que conforman la industria, así como a la existencia de fallas de mercado se justifica su regulación económica y social por parte del Estado. Por estas razones, en el presente Documento de Trabajo se presentan los principales aspectos económicos que caracterizan este tipo de industrias, tales como la existencia de monopolios naturales, externalidades y bienes públicos e información asimétrica

Luego, se discute la importancia de contar con un organismo regulador independiente como esquema institucional que permite evitar problemas de inconsistencia intertemporal en las políticas aplicadas y los riesgos de captura. Seguidamente, se presenta el diseño regulatorio aplicado por Osinergmin en las actividades bajo su competencia. Se muestra que el diseño ha respondido a la existencia de diferentes tipos de fallas de mercado como la existencia de bienes públicos y externalidades o la búsqueda de ciertos objetivos como el acceso universal.

Entre los desafíos que enfrenta la regulación del sector energético se encuentran el desarrollo de un diseño regulatorio que permita alcanzar la seguridad en el suministro energético, la competitividad en la industria y la sostenibilidad en el largo plazo.

Clasificación JEL: D40, L51, L9, Q40

Palabras clave: Regulación, energía, industria de redes, electricidad, gas natural, Perú

¹ Este documento ha sido utilizado como base (*background paper*) para la elaboración de la serie de libros “Las Industrias de la Energía y Minería en el Perú” editados por Osinergmin. La colección se encuentra disponible en: http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/acerca_osinergmin/estudios_economicos/libros

1. Introducción

La energía es una de las principales fuentes del desarrollo económico y social de un país. En la actividad económica, constituye un insumo importante para la producción de la mayor parte de los bienes y servicios de una economía. Respecto al desarrollo social, un mayor acceso a la energía tiene impactos potenciales sobre la educación y el nivel de ingreso de los hogares.

Dentro del contexto de las políticas de liberalización e inserción en la economía internacional que experimentó el Perú en la década de los noventa, el sector energético tuvo una serie de reformas enfocadas a lograr la suficiencia energética a través de una economía integrada y mercados competitivos. Las medidas adoptadas involucraron la promoción de la inversión privada, la privatización de algunas empresas públicas, la desintegración vertical de la industria eléctrica y de hidrocarburos, y la introducción de señales de mercado en aquellos segmentos competitivos, con el consecuente incremento de la eficiencia y la sostenibilidad del sector.

El diseño de mercado y la regulación de la industria energética en un mercado competitivo imponen desafíos sobre el establecimiento de reglas que incentiven la eficiencia en el sector y, al mismo tiempo, que garanticen la seguridad de suministro. En el Perú los grandes lineamientos de la reforma del sector energético están contenidos en la Ley Orgánica de Hidrocarburos, Ley N° 26221, y la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N° 25844. Este proceso de reforma estuvo acompañado de la creación de organismos reguladores independientes. Los objetivos de estos organismos eran superar las fallas de mercado existentes en las actividades energéticas en competencia, la regulación de tarifas, así como la supervisión de la calidad y la seguridad industrial de los sectores con características de monopolio natural.

La independencia funcional y presupuestal de estas entidades buscaba ofrecer mayor credibilidad en las políticas públicas, a través de la despolitización de las decisiones que afectan a los mercados, dada la existencia de inversiones hundidas que podían estar expuestas al riesgo político. En el caso del sector energético, se creó el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (Osinerg) mediante la Ley N° 26734 el 31 de diciembre de 1996.

La regulación energética está enfocada a mitigar las deficiencias del mercado minimizando las fallas regulatorias y distorsiones excesivas del mercado. El regulador opera en un entorno complejo y cambiante, en el cual existen diversas interrelaciones entre las autoridades públicas, el sector privado y los usuarios finales. Asimismo, existe una multitud de expectativas y demandas de los agentes que se crean sobre el papel de los reguladores

energéticos, los cuales deben lograr una serie de objetivos, entre los cuales se incluye la estabilidad del sector, la adecuada administración de los riesgos, reglas que promuevan la competencia y aspectos relacionados al acceso y la calidad de los servicios energéticos. En el futuro, existirán nuevos desafíos para el sector energético, teniendo una relevancia especial las acciones para mitigar el cambio climático y la transición hacia el uso de fuentes de energía renovable.

Para este fin, la regulación contribuirá al cumplimiento de la política energética. Un aspecto imprescindible para lograrlo es estar libre de interferencias y la influencia indebida de parte de intereses particulares para adoptar las mejores decisiones regulatorias. La independencia es el medio para hacer frente, de forma adecuada, a los problemas relacionados con las fallas de mercado. En el futuro, el contexto en el que se desenvolverá Osinergmin será desafiante. La regulación en el sector energético presenta una serie de características que lo diferencian de la realizada por otras instituciones del Estado. En estas industrias, la mayor liberalización de los mercados, el desarrollo y promoción de nuevas tecnologías (i.e., *smart grids*, fuentes renovables, tecnologías de la información) y la integración de las industrias de redes necesitan la creación constante de nueva normativa (*free markets needs more rules*).

El presente documento está organizado de la siguiente forma: en la segunda sección, se discute las principales características a las que debe hacer frente la regulación energética y se abordan los problemas de bienes públicos, información asimétrica y acceso universal. De igual manera, se discute la regulación de las industrias de redes físicas, las cuales poseen especiales características de coordinación y segmentos con características de monopolio natural. En la tercera sección, se aborda la importancia del regulador independiente, teniendo principal interés en el diseño institucional de Osinergmin. En la cuarta sección, se analiza los instrumentos regulatorios que utiliza Osinergmin para afrontar las fallas de mercado y regular los mercados con características de monopolio natural. Finalmente, se presenta los retos y oportunidades que enfrenta la regulación del sector energético.

2. Por qué regular el sector energía

2.1. La regulación de la industria energética

El sector energético desempeña un papel muy importante en el funcionamiento económico de un país. Esta relevancia ha determinado que, en mayor o menor medida, en gran parte del mundo este sector se encuentre inmerso en alguna forma de intervención por parte del Estado. Ésta se puede realizar desde la intervención directa a través de empresas públicas

hasta la regulación de las actividades que realizan las empresas privadas de acuerdo a los mecanismos del mercado. El grado y la racionalidad para la intervención de esta industria, sin embargo, han ido modificándose a lo largo de los años. En el caso peruano se aprecia un cambio de orientación en el sector energético en la década de los noventa, donde el nuevo enfoque está dirigido a lograr la suficiencia energética a través de una economía integrada y mercados competitivos.

En el Perú, los grandes lineamientos de la reforma del sector energético están contenidos en la Ley Orgánica de Hidrocarburos, Ley N° 26221, y la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N° 25844. Es importante señalar que de acuerdo a lo señalado en la Constitución de 1993, el papel empresarial del Estado ocupa un lugar subsidiario.² El nuevo marco de la regulación energética, por lo tanto, está enfocado a promover una economía de mercado que asegure la eficiencia y la seguridad en la provisión de los servicios energéticos. En una economía de mercado, los agentes participantes en el mismo determinan directamente la provisión de bienes y servicios. De esta forma, la mayor parte de los recursos es propiedad y está controlada por los individuos; estos recursos se asignan a través de transacciones de mercado voluntarias que se rigen por la interacción de la oferta y la demanda.

Los mercados competitivos resultan en asignaciones óptimas en el sentido de Pareto, es decir, el mercado actúa para asegurarse que aquellos que valoran más los bienes puedan recibirlos; que aquellos que puedan producir mercancías al menor costo puedan suministrarlos, y no hay manera en que todos los agentes en la sociedad puedan estar en una situación mejor (Hayek, 1945). En condiciones ideales, el funcionamiento de una economía de mercado se realiza sin ningún tipo de control central o dirección por parte del Estado. Sin embargo, estas condiciones (donde los consumidores están plenamente informados, no existen costos de transacción, hay libre entrada y salida de agentes en el mercado) no se encuentran fácilmente en situaciones reales. Una economía que presenta *fallas de mercado* no logra una asignación óptima de recursos a partir del mercado. Las fallas de mercado que justifican la regulación energética están relacionadas a la existencia de monopolios naturales, la información incompleta, las externalidades y bienes públicos. Por otra parte, la regulación en el sector energético puede basarse en la necesidad de proteger a los consumidores frente a relaciones asimétricas de contratación.

² La Constitución Política establece en su artículo 60 que el Estado puede realizar actividad empresarial, en forma directa o indirecta, solo cuando no exista oferta privada interesada en atender la demanda de bienes o servicios; cuando, habiendo oferta privada, haya segmentos de la población que no pueden acceder a ella, autorizado por ley expresa; o por alto interés público o de manifiesta conveniencia nacional.

Los monopolios naturales constituyen situaciones donde es más eficiente que una sola empresa suministre un bien o servicio en un mercado determinado. Esta situación está caracterizada por la existencia de costos medios decrecientes en determinado rango de la demanda. La existencia de monopolios naturales hace necesaria la intervención del Estado para evitar que las empresas abusen de su posición dominante en el mercado, estableciendo tarifas elevadas o brindando una calidad de servicio menor al óptimo social. Asimismo, en algunos casos, estos monopolios naturales operan infraestructuras que constituyen *facilidades esenciales*. Es decir, son infraestructuras necesarias para la provisión de un servicio determinado y, además, garantizan la existencia de competencia en los sectores *upstream* y *downstream*. En estos casos, además de la regulación tarifaria, la participación del Estado se justifica para garantizar un acceso no discriminatorio y abierto a estas infraestructuras.

La existencia de monopolios naturales no es la única razón que justifica la regulación de la industria energética en mercados liberalizados. Los bienes públicos y las externalidades son características presentes en los mercados energéticos. Así, la seguridad en el suministro energético es otra justificación para la intervención del Estado, dado que posee ciertas características de bien público. La escasez de recursos energéticos puede ocasionar efectos adversos sociales y económicos importantes, y una economía de mercado puede no proveerla en un nivel socialmente óptimo. Asimismo, la regulación de los mercados energéticos puede estar relacionada con aspectos asociados a la protección de los consumidores, la política social y redistributiva del Estado, aspectos relativos a la seguridad pública y medio ambiente, y a la transparencia e información asimétrica en el mercado (Olsen, 1993). A continuación, se aborda en mayor detalle los problemas antes mencionados.

2.2. Características del mercado energético

2.2.1. Bienes públicos y externalidades

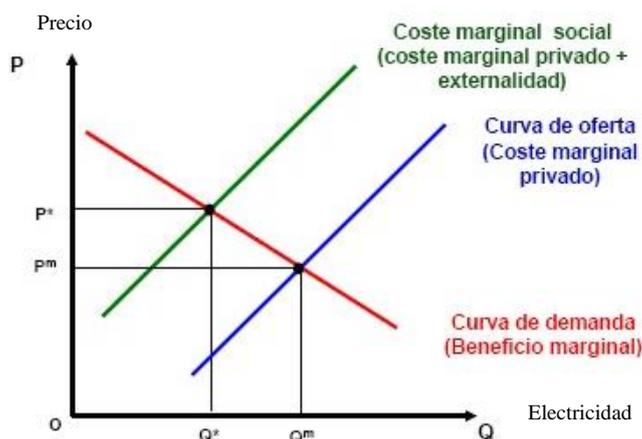
La mayoría de los argumentos económicos para la intervención del gobierno en los mercados se basa en la idea de que el mercado no puede proveer adecuadamente bienes públicos o hacer frente a las externalidades. Los bienes públicos son definidos como aquellos bienes no excluibles y no rivales (Samuelson, 1954). Un bien es no excluible cuando no es posible evitar su consumo a aquellos agentes que no han contribuido para la provisión del bien. Asimismo, un bien es no rival cuando su consumo por parte de un agente no reduce la cantidad de bien disponible para el resto de agentes.

Los conceptos de externalidad y bien público tienden a superponerse, existiendo una diferencia sutil entre ambos. Las *externalidades* hacen referencia aquellas situaciones donde el bienestar de un consumidor o las posibilidades de producción de una empresa están directamente afectadas por las acciones de otro agente en la economía (y esta interacción no está mediada por el mecanismo de precios). Las externalidades pueden ser negativas o positivas.

Cuando existe una *externalidad* negativa en un mercado no regulado, los productores no se responsabilizan de los costos externos que generan sobre la sociedad. En ese caso, el costo marginal privado es menor al costo marginal social, por lo cual se produce una cantidad mayor a la socialmente eficiente. En el caso de una *externalidad* positiva, los agentes generan un beneficio social mayor al beneficio privado, por lo cual se produce y consume una cantidad menor a la socialmente óptima.

En el caso de una externalidad negativa, por ejemplo, si la generación eléctrica emite polución, el costo de producir electricidad es mayor para la sociedad respecto al costo privado para las empresas de generación. En el Gráfico N° 1 puede observarse que, por cada unidad de electricidad producida, el costo social incluye los costos privados más los costos de las terceras partes afectadas negativamente por la contaminación. En tal sentido, la intersección de la curva de demanda y la del costo social determina el nivel óptimo de producción (Q^*), el cual es menor que la cantidad de equilibrio de mercado (Q^m).

Gráfico N° 1: Costo de una externalidad negativa



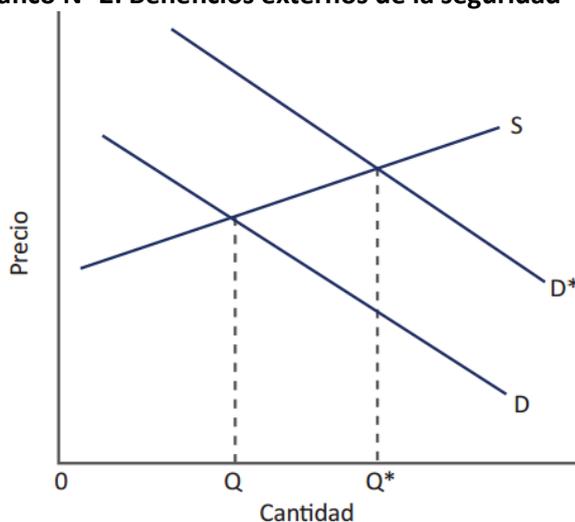
Fuente y elaboración: Osinergmin

Las actividades de la industria energética están sujetas a una serie de riesgos que pueden provocar accidentes y perjuicios sociales significativos tanto en la etapa de construcción de la infraestructura de producción, transporte y distribución, como en la etapa de operación

comercial de la misma. Los perjuicios sociales se manifiestan, por ejemplo, en la figura de daños al medio ambiente, afectaciones negativas a la integridad de las personas o daños económicos a terceros.

Los bienes públicos y las externalidades están relacionados de forma directa con la regulación de la seguridad. En el sector eléctrico, por ejemplo, la falta de seguridad en las instalaciones eléctricas puede causar daños a terceros. En tal sentido, si se deja al mercado operar libremente, los niveles de seguridad no serían determinados correctamente. En el Gráfico N° 2, por ejemplo, la curva D representa la demanda de mercado por las características de seguridad de cierto producto, mientras que la curva S representa el costo de producirlo. Se espera que el mercado produzca la cantidad Q de seguridad. El problema es que la demanda subestima el valor social de la seguridad ya que los accidentes ocasionan costos fuera del mercado. Así, la valuación social de la seguridad, que incluye la externalidad positiva, se representa en la curva D*, mientras que el valor Q* representa el nivel social eficiente de seguridad que el mercado por sí solo no alcanzaría.

Gráfico N° 2: Beneficios externos de la seguridad



Fuente y elaboración: Osinergmin

La seguridad pública y los bienes ambientales constituyen ejemplos de bienes públicos no tangibles. Dado su carácter de no excluible, los consumidores que no han contribuido en la provisión no son (y no pueden) excluidos del consumo de estos bienes. Es decir, al estar en una determinada comunidad, se consume el nivel de seguridad y la calidad del medio ambiente existente independientemente de la contribución individual de cada agente. De igual manera, dado su carácter de no rival, cuando algún agente en particular disfruta de un nivel alto de ambos bienes, los otros agentes de la comunidad no ven reducido el nivel de dicho producto (Spiegel, 2003). En caso se apliquen regulaciones relativas a la seguridad y el medio ambiente

que mejoren la provisión de los mismos, los beneficios asociados estarán disponibles para cualquier agente en la sociedad. Asimismo, nuevos agentes en el mercado, no disminuirán el beneficio sobre aquellas personas que actualmente recibían dicho bien.

Si se define como un bien de consumo, la seguridad pública puede medirse como el valor inverso del daño esperado (frente a alguna fuente de riesgo) en el que incurre cualquier agente que resida o transite por una comunidad. Es decir, cuanto menor es el daño esperado mayor es el nivel de seguridad pública consumido. En el caso de los bienes ambientales, los beneficios de las regulaciones pueden estimarse dada la disposición a pagar de los agentes por la conservación de dichos bienes, o a través del daño evitado sobre el medio ambiente, dada la mayor seguridad de las actividades. En el caso de las energías renovables, los beneficios están dados por la mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) al ambiente.

De igual forma, la seguridad energética entendida como el abastecimiento físico ininterrumpido de los productos energéticos en el mercado, a un precio asequible para los consumidores, es un bien activo con característica de bien público.³ La seguridad del suministro tiene la característica de ser un bien no exclusivo. Es decir, es difícil excluir a las personas que se beneficien de la reducción del riesgo asociado con la construcción de capacidad energética adicional que minimice la probabilidad de desabastecimiento energético. En este sentido, se hace necesario algún tipo de intervención regulatoria que garantice la seguridad energética a través del refuerzo y creación de infraestructura energética y reglas de auto-provisión.

En el caso preciso del mercado eléctrico, en un mercado competitivo, ante un diseño inadecuado de mercado, puede existir una falta de inversión en generación de capacidad debido a que las centrales de punta no podrán recuperar los costos de inversión en los mercados de “solo energía” (*energy only markets*).⁴ Esto puede significar que el sistema mantenga un margen de capacidad menor al socialmente óptimo. De tal forma, es necesario para el regulador diseñar instrumentos específicos para lograr la seguridad energética.

Los precios en los mercados de solo energía pueden no brindar las señales correctas para asegurar la confiabilidad de los sistemas eléctricos bajo determinadas circunstancias. De una parte, las restricciones existentes (precios topes) en el mercado de energía no permiten recuperar los costos fijos de las centrales llamadas de “demanda punta”, creando el *missing*

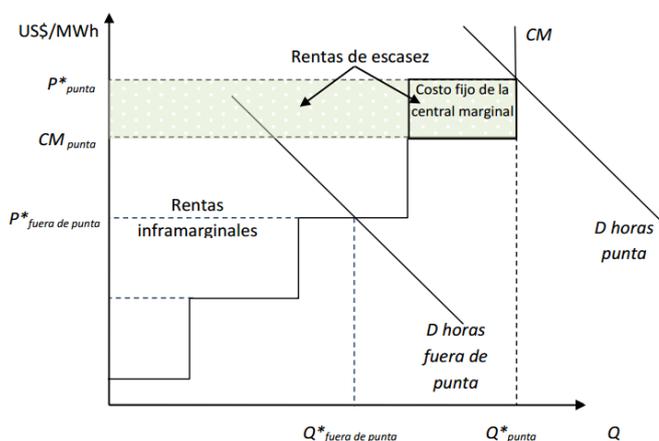
³ Definición de la International Energy Agency (2014). *Energy Supply Security 2014*.

⁴ En dichos mercados, los ingresos de las centrales de generación provienen exclusivamente de la venta de energía. El precio de energía es aquel que se da entre la intersección de oferta y demanda, ya sea esta última en hora pico o fuera de pico.

money problem. Asimismo, esto puede ocurrir debido a la existencia de precios de escasez artificiales, debido al ejercicio de poder de mercado de las centrales o debido a la inelasticidad de la demanda en el corto plazo. En resumen, si se deja que el mercado eléctrico opere bajo el criterio de la ley marginal de precios, las centrales de punta no podrán recuperar sus costos y por ende no tendrán incentivos a realizar inversiones, afectando la confiabilidad del sistema eléctrico. Véase el Gráfico N° 3.

En los mercados eléctricos, la confiabilidad del sistema es medida a través del concepto de margen de reserva, el cual representa la diferencia que existe entre la demanda máxima de un sistema eléctrico producto de la simultaneidad de consumos y la capacidad de generación del parque generador. El margen de reserva objetivo de un sistema eléctrico usualmente considera criterios probabilísticos, como la probabilidad de pérdida de carga (LOLE)⁵.

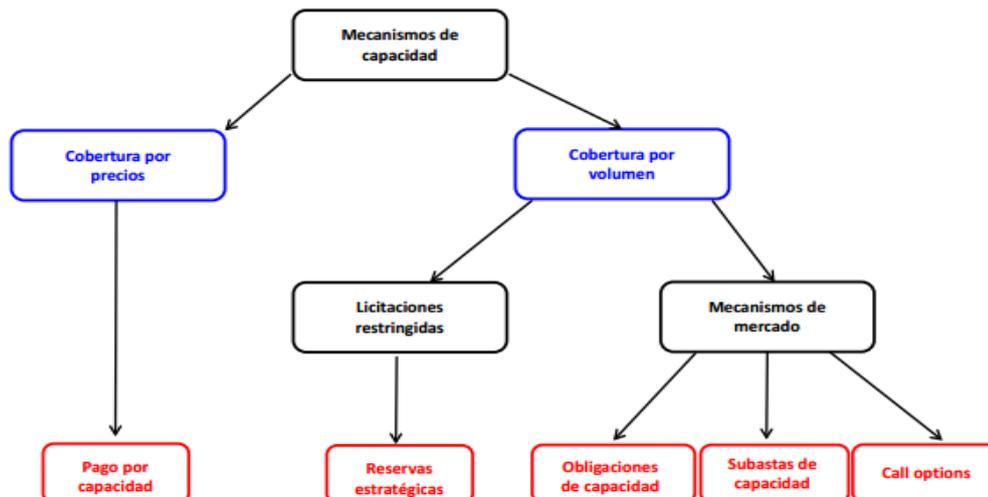
Gráfico N° 3: Precios en el mercado de solo energía



Fuente: Dammert, García y Mollineli (2008).

De tal forma, la necesidad de contar con un suministro continuo ha generado la instauración de mecanismos de capacidad. Éstas son medidas complementarias a los mercados de solo energía en el cual se brindan pagos adicionales a las centrales de generación para inducir la entrada de nuevos recursos y garantizar el aprovisionamiento de electricidad. Se pueden distinguir dos grandes grupos de mecanismos (Gráfico N° 4): i) cobertura por precios, la autoridad determina el precio de la cantidad y el volumen de la capacidad la determina el mercado, y ii) cobertura por cantidad, el volumen de la capacidad es determinada por la autoridad mientras que el precio lo determina el mercado.

⁵ El indicador LOLE (Loss of Load Expectation) representa el número de horas en el año en el cual en el largo plazo es estadísticamente probable que la demanda supere la oferta. Este indicador varía de acuerdo a ciertas circunstancias especiales, como la crudeza del invierno, o la probabilidad de falla de ciertas centrales, entre otras.

Gráfico N° 4 : Mecanismos de Capacidad

Fuente: Regulatory Commission for Electricity and Gas (2012)

2.2.2. Información asimétrica

Los mercados funcionan de manera apropiada cuando los consumidores están bien informados, de forma que les permita realizar una evaluación sobre los productos que pretenden adquirir. Existen fallas de mercado cuando la información no es completa. La falta de información puede producirse debido a los altos costos de la producción de información, lo que disminuye los incentivos por producirla, por lo cual pueden generarse incentivos de falsificación de información generando una falla en el mercado.

La información asimétrica plantea riesgos sistémicos en la industria energética por lo que puede producir resultados subóptimos (Hennessy, Roosen y Jensen, 2003). Los consumidores no tienen información adecuada sobre los atributos de los bienes que compran. Una mayor parte de la literatura ha considerado las causas y soluciones de fallas de mercado causadas por la información asimétrica.

La disponibilidad de la información de los consumidores sobre la calidad o seguridad de los productos que adquieren es una condición necesaria en la teoría de la elección óptima de los consumidores. La cuestión es particularmente importante cuando el producto tiene un grado de complejidad técnica, el bien no es consumido frecuentemente, y/o la calidad no puede evaluarse o supervisarse antes de la compra (Asch, 1998). Los sectores energéticos constituyen mercados con una alta complejidad técnica, y donde el consumidor en una situación de competencia puede tener menor información a la óptima para realizar sus decisiones. Los consumidores suelen elegir entre los productos cuyas características de calidad o de seguridad no son conocidas ex ante. Asimismo, el costo de obtener la información y el costo de búsqueda

puede ser demasiado alto para cada consumidor particular. En una situación de información asimétrica, las transacciones de mercado pueden generar asignaciones no óptimas. La información de la calidad de un producto es una variable importante en las elecciones del consumidor, siendo de especial relevancia cuando la calidad no puede ser fácilmente evaluada por el consumidor previa a la transacción. Si la calidad o la seguridad de un bien son difíciles de evaluar, los consumidores y los vendedores pueden tener dificultades para ponerse de acuerdo sobre un precio. Sin embargo, *a priori* la falta de información no justifica la intervención del Estado. Así como la mayor parte de bienes, la información puede ser provista en los mercados. Sin embargo, en algunos casos la información tiene características de bien público, por lo cual la intervención del Estado se hace necesaria.

En su rol de supervisor, Osinermin tiene a su cargo los procedimientos de supervisión y fiscalización de condiciones de seguridad de las instalaciones energéticas, así como en la calidad de los servicios energéticos (calidad de combustibles, electricidad, gas natural, condiciones de seguridad de las instalaciones energéticas, medidores de electricidad, entre otras).

El problema de información asimétrica puede darse no sólo entre las empresas reguladas y los usuarios del sector energético por la falta de información sobre el nivel de calidad o seguridad de los productos o servicios energéticos, sino también entre el regulador y las empresas reguladas, lo cual es uno de los problemas más importantes que enfrenta la economía de la regulación. En este contexto, el problema agente-principal (empresas reguladas - regulador) presenta los problemas de selección adversa (no se conoce *ex ante* las características del agente) y riesgo moral (cuando un contrato especifica el comportamiento futuro, pero ese comportamiento no puede ser totalmente supervisado).⁶ En el Cuadro N° 1 se describen los principales problemas que enfrentan los sectores de energía en el contexto de asimetrías de información.

De esta forma, el regulador al momento de fijar las tarifas en un monopolio natural, puede no conocer los costos eficientes de proveer el servicio, o en un mercado regulado o en competencia, no puede identificar los esfuerzos de las empresas por reducir costos o sobre sus actividades de seguridad. Para mitigar este problema los regímenes regulatorios modernos se enfocan en adoptar mecanismos de incentivos que inciten a las firmas a revelar información sobre sus costos y condiciones de demanda, al mismo tiempo que buscan incentivarlas a realizar actividades destinadas a reducir costos sin descuidar la seguridad. Esta forma de regulación es

⁶ Más detalle en Grossman y Hart (1983) y Vásquez (2012).

superior a aquellas destinadas a solo fijar tarifas en base a los costos reportados por las empresas (tasa de retorno) o a exigir un determinado comportamiento a la empresa regulada (comando y control).

Cuadro N° 1. Problemas generados por la asimetría de información

Subsector	Actividades	Información asimétrica
Eléctrico	Generación	<ul style="list-style-type: none"> - No se conoce con certeza la capacidad del generador para entregar la potencia a la que se ha comprometido en la subasta o el contrato. - Los costos de operación y mantenimiento son desconocidos para el regulador, por lo que se recurre al esquema de una empresa modelo.
	Transmisión	
	Distribución	
Gas Natural	Exploración y explotación	<ul style="list-style-type: none"> - Información asimétrica en relación a la inversión asignada al cumplimiento de las normas de seguridad energética. - Información asimétrica respecto al stock disponible de GNC y GNL que puedan tener las empresas para asegurar el abastecimiento en caso de algún evento exógeno. - Información asimétrica respecto a la seguridad de los vehículos que transportan el gas natural. - El supervisor debe verificar el componente óptimo que garantice la calidad del producto final.
	Transporte	
	Distribución y comercialización	
Hidrocarburos Líquidos	Exploración y explotación	<ul style="list-style-type: none"> - Información asimétrica en relación a la inversión destinada a los temas de seguridad medioambiental. - Información asimétrica en relación a especificaciones técnicas que garanticen la seguridad del transporte. - El supervisor debe verificar el comportamiento óptimo que garantice la calidad del producto final y la seguridad técnica.
	Transporte	
	Distribución y comercialización	

Fuente y elaboración: Osinergmin

2.2.3. Servicios Universales

En años recientes se ha llegado a cierto consenso sobre la necesidad de garantizar el acceso a la energía a toda la población como un derecho universal (IEA 2010, 2011). La cumbre mundial de desarrollo sostenible reconoció como objetivo prioritario el acceso a la energía entre los objetivos WEHAB (*Water, Energy, Health, Agriculture, Biodiversity*). Asimismo, la ONU (2010) ha propuesto que para el año 2030 se garantice el acceso a la energía limpia a toda la población mundial. El rol de los Estados es identificar los instrumentos más adecuados para lograr este objetivo, el cual se sustenta principalmente en los efectos que tiene el acceso a la energía en términos de reducir la desigualdad e incrementar el desarrollo de las capacidades humanas de los ciudadanos.

La intervención del Estado para fomentar el acceso a la energía se sustenta en: la existencia de externalidades positivas asociadas a una reducción de la contaminación,⁷ la mejora

⁷ Al reemplazar fuentes de energía que generan altas emisiones de gases de efecto invernadero, como la bosta o la leña.

en la capacidad y aprovechamiento de oportunidades de la población con consiguientes efectos sobre el desarrollo y la visión del acceso a la energía como un derecho y una cuestión ética (equidad). El acceso universal a la energía puede ser factible mientras existan recursos fiscales para hacer viable que aquellos que no tengan acceso a la energía la tengan. Los recursos fiscales tendrían como principal finalidad brindar a las zonas rurales la alternativa técnica y económica más eficiente de acceso a la energía para satisfacer las necesidades de uso final teniendo en cuenta si ya se accede a algún tipo de energético. Asimismo, ante la falta de recursos fiscales, el Estado asigna tarifas diferenciadas según los ingresos económicos o geografía, a fin de que el acceso a la energía sea inclusivo.

2.2.4. Las industrias de redes de electricidad y gas natural

Las industrias de redes de electricidad y gas natural alrededor del mundo se desarrollaron históricamente como monopolios verticalmente integrados operados por empresas regionales (sean éstos públicos o privados). En las últimas décadas, ambas industrias experimentaron un proceso de liberalización y desintegración vertical, el cual consistió en la separación de sectores potencialmente competitivos de aquellos con características de monopolio natural (Joskow, 1996).

La reestructuración de ambas industrias tuvo como finalidad mejorar el desempeño de los mismos, aprovechando los beneficios en términos de eficiencia que podría traer la introducción de señales de mercado y la mayor competencia en la industria. En este contexto, se liberalizaron sectores potencialmente competitivos como la generación eléctrica, la producción de gas y el comercio minorista, mientras que los sectores de transmisión y distribución permanecieron regulados, dadas sus características de monopolio natural. El diseño de mercado y la regulación de las industrias de redes en un mercado competitivo imponen desafíos sobre el establecimiento de reglas que incentiven la eficiencia en el sector, y al mismo tiempo garanticen la seguridad de suministro.

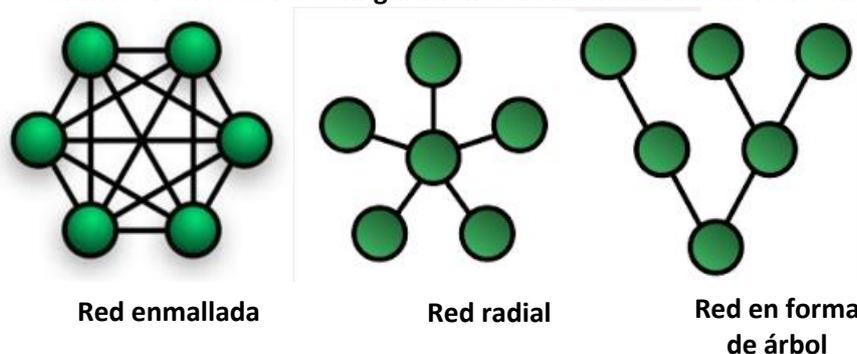
Uno de los primeros desafíos de la liberalización de la industria de redes es la creación de mercados mayoristas de los *commodities*⁸, la cual parte principalmente en separar (*unbundle*) las transacciones del *commodity* de la actividad de servicio de transporte. En los mercados integrados verticalmente, las empresas monopolísticas venden un bien compuesto a los consumidores finales, el cual incluye las actividades *upstream* del agente monopólico (Cremer y

⁸ Un *commodity* es un bien producido en masa por el hombre, o del cual existen enormes cantidades disponibles en la naturaleza. Se caracterizan porque tienen valor o utilidad y un bajo nivel de diferenciación o especialización.

Laffont, 2002).⁹ Uno de los principales desafíos para instaurar la competencia es la existencia de segmentos con características de monopolio natural. Así, en las industrias de redes es necesario contar con una infraestructura física, costosa a replicar, que permita el transporte de estos recursos desde los puntos de producción hacia los puntos de consumo. Así, las industrias de redes físicas como la electricidad y el gas¹⁰ consisten en una serie de nodos (de producción, consumo, o producción/consumo) los cuales están conectados por una infraestructura física. La red puede estar configurada de diversas formas, siendo posible una red enmallada, radial, o en forma de árbol, tal como se muestra en el Gráfico N° 5.

La infraestructura de red ocupa un papel muy importante en el desarrollo de la competencia en la industria, debido a que sin ella la oferta se encontraría limitada a determinada área geográfica.

Gráfico N° 5: Posibles configuraciones de las industrias de redes físicas



Elaboración: Osinermin

En los sectores abiertos a la competencia, como los mercados mayoristas de electricidad y gas (*wholesale markets*), la compensación que reciben estos agentes está determinada de forma competitiva, no siendo necesario generalmente el establecimiento de precios regulados. Es importante recordar que en los mercados de *commodities*, la organización de los mismos es un negocio en sí mismo. Las empresas comerciales compiten para desarrollar plataformas de mercado y ofrecer servicios que son utilizados por los diferentes agentes participantes. Los mercados se desarrollan generalmente donde existen algunas condiciones iniciales, i.e. en el cruce de rutas comerciales, o donde la abundancia de suministros atrae a los potenciales compradores. En el caso de las industrias de redes, los nodos (*hubs*) de la red constituyen lugares

⁹ De esta forma, el precio final del bien, es una suma de todas las actividades integradas verticalmente: transporte, distribución y el *commodity* propiamente dicho.

¹⁰ Otro ejemplo, es la actividad ferroviaria.

obvios para las transacciones físicas. De esta forma, se resalta la importancia del acceso no discriminatorio a las redes para fomentar la competencia.

El diseño de los mercados liberalizados en las industrias de redes debe establecer reglas para que los mercados mayoristas tengan la suficiente flexibilidad y liquidez para permitir las transacciones libres entre los agentes económicos. De igual manera, se establecen reglas para la eficiente utilización de la infraestructura. En el mercado mayorista se realizan transacciones de productores, consumidores representando a usuarios regulados, clientes no regulados y comercializadores. Las transacciones pueden realizarse en el mercado de corto, o largo plazo, en el cual se acuerdan precios para la entrega futura del *commodity*. Los mercados de electricidad y gas hacen uso de las subastas como un medio para lograr eficiencia en el mercado, sean estas en el corto, mediano o largo plazo. En algunos casos, debido a la imposibilidad de los consumidores de elegir su comercializador de energía, se regulan las tarifas a los clientes finales, para limitar el poder de mercado, o hacerlas menos sensibles al mercado spot.

En los sectores con características de monopolio natural, la regulación se justifica para garantizar que los usuarios de estas instalaciones no sean discriminados, ni paguen precios excesivos por el uso de dichas instalaciones. La regulación también es importante para asegurar niveles adecuados de inversión en dichos sectores.

El diseño de las reglas de mercado debe considerar las características particulares de estas industrias. En el caso de la electricidad se debe considerar la variabilidad temporal y aleatoria de la oferta y demanda, la incapacidad de almacenamiento de la energía, la existencia de múltiples tecnologías con diferentes estructuras de costo, y la dependencia de la confiabilidad en los diversos puntos de la red, entre otras (Chao y Wilson, 1987). En el caso del gas, la competencia *gas-to-gas*¹¹ se facilita con el desarrollo de *hubs*¹² donde se realizan las transacciones de dicho recurso. Uno de los aspectos importantes a considerar en la liberalización de los mercados de gas es la coordinación entre las transacciones comerciales por el *commodity* y las operaciones de los flujos físicos de la red. En el caso de Estados Unidos, la operación del sistema de transmisión ha estado principalmente determinada por contratos privados, mientras que en Europa, se ha necesitado la introducción de un operador de la red de transmisión que se encargue del balance del sistema.

¹¹ La competencia *gas-to-gas* se da en una situación donde el mercado cuenta con suficiente liquidez como para que el precio sea determinado por la oferta y demanda del recurso, y que éste, no se encuentre por ejemplo, indexado al precio de otros *commodities*, como el petróleo.

¹² Un *hub* es un punto físico o virtual en una red que sirve como lugar de referencia para realizar las transacciones comerciales de determinados productos.

De esta forma, el diseño de mercado está conformado por una serie de mecanismos que determinan cómo los agentes participantes ofertan, intercambian y consumen el *commodity*. Asimismo, establece las reglas de utilización y remuneración de la infraestructura física. Estas reglas rigen el establecimiento de la operación del sistema, las contrataciones y licitaciones entre las partes. El reto para las autoridades regulatorias es diseñar las reglas de tal forma que apoyen un mercado competitivo y aseguren la suficiencia y adecuación en el suministro. En las siguientes líneas se describirá en primer lugar la organización de los mercados liberalizados de electricidad y gas. Luego, se presentará la regulación tarifaria y los aspectos relacionados con la calidad del servicio en aquellos sectores con característica de monopolio natural.

a) Efectos de red y coordinación

La desintegración vertical impone desafíos relacionados con el diseño de mercado y un marco regulatorio que permita desarrollar de forma integrada las industrias de redes. El funcionamiento de los mercados eléctricos y de gas cuentan con una serie de características técnico-económicas particulares, así como la existencia de costos de transacción y coordinación, asimetrías de información y poder de mercado (Joskow y Tirole, 2003).

Las características de industrias de redes propias de los mercados de electricidad y gas generan una fuerte interdependencia entre sus diversas actividades. Debido a la existencia de externalidades de red, un cambio en algún componente de la red, tienen un efecto sobre todo el sistema. En un contexto de integración vertical, estas interdependencias podían ser internalizadas por un solo agente, generando menores costos de transacción (Coase, 1960). Así, la liberalización de estos sectores genera desafíos en el diseño de mercado óptimo que permitan tomar en cuenta dichas interdependencias, las cuales pueden ser de corto plazo relacionado con la operación de la red, o de largo plazo influyendo sobre la decisión de inversiones.

En el caso del gas natural, los derechos por el uso de la red de transporte interactúan con la negociación e implementación de contratos de corto y largo plazo del recurso. El diseño de mercado debe, por lo tanto, tener elementos que permitan la coordinación entre los contratos por el uso de la capacidad con los contratos por las transacciones del *commodity*. En el corto plazo, donde los mecanismos para administrar la congestión y los desequilibrios entre oferta y demanda tienen lugar, el diseño de mercado debe tomar en consideración la forma como se van a redefinir los balances dada la discrepancia entre la capacidad reservada y la utilizada (Vásquez, Hallack y Glachant, 2012). Así, en mercados dominados por contratos privados, los reguladores pueden establecer requisitos que faciliten la eficiencia de los mercados, evitando los efectos anticompetitivos de los contratos de largo plazo (i.e. reglas *use-*

it-or-lose-it, capacity release programs),¹³ facilitando la estandarización de los contratos de corto plazo, y dando un mayor acceso a la información de los mercados a los agentes. En el caso de mercados con mayor grado de operación centralizada, se desarrollan mecanismos que permitan una asignación y tarificación eficiente de los servicios de la red.

En el sector electricidad, la coordinación en tiempo real de las instalaciones de generación y transmisión es una necesidad en un mercado verticalmente desintegrado. En el esquema tradicional de empresas verticalmente integradas, dicha coordinación era establecida internamente. De esta forma, la apertura a la competencia debe establecer arreglos que garanticen la coordinación en tiempo real del sistema y evitar interrupciones en el suministro. Así, las interrelaciones propias de las redes eléctricas hacen necesaria la creación de un ente intermediario que se encargue de la coordinación del sistema para facilitar las transacciones entre los distintos generadores eléctricos y los consumidores (Hogan, 1998). El establecimiento de un coordinador del sistema es un problema central en el desarrollo de los mercados eléctricos competitivos, dada las complejas interacciones de corto plazo en la red y la necesidad de mantener la confiabilidad del sistema. El eficiente funcionamiento del sistema eléctrico necesita la coordinación en el corto y largo plazo. En el corto plazo, la operación coordinada permite el uso eficiente de las instalaciones de generación y transmisión, además de asegurar las operaciones de balance, seguridad y confiabilidad del sistema. Asimismo, en el largo plazo se necesitan señales que permitan el desarrollo eficiente e integrado de las redes eléctricas, tomando en cuenta la interdependencia existente entre los diversos sectores desintegrados.

En los sistemas eléctricos, el operador del sistema debe mantener un equilibrio permanente entre la oferta y demanda, dada la imposibilidad de almacenar electricidad a costos razonables. Asimismo, dado que la demanda presenta una alta variabilidad a lo largo del día se presenta la necesidad de utilizar diferentes tecnologías de generación (Gráfico N° 7) y capacidad de reserva para atender la máxima demanda. El precio competitivo se obtiene de la igualdad de la demanda y la oferta en cada momento en el tiempo (Gráfico N° 8), donde esta última está determinada por el costo marginal. Debido a la existencia de diferentes tecnologías, con costos marginales distintos, el precio de la electricidad refleja una alta variabilidad a lo largo del día. Asimismo, las distintas tecnologías tienen distintas características para ajustarse a cambios en

¹³ La regla "use-it-or-lose-it" requiere que la capacidad de transporte reservada pero no utilizada por las empresas pueda ser puesta a disposición de otros usuarios de la red. En el caso de los mercados de gas, una opción consiste en que el operador de la red venda una capacidad por encima de la capacidad técnica del gaseoducto. Los *capacity release programs* permiten a los transportadores de gas tener acceso a aquella capacidad que otros agentes han reservado en exceso.

la demanda. Así, las centrales de carbón, por ejemplo, poseen mayor facilidad para ajustar su producción ante cambios inesperados en la demanda.

Gráfico N° 6. Costos de generación eléctrica y capacidad de generación¹⁴

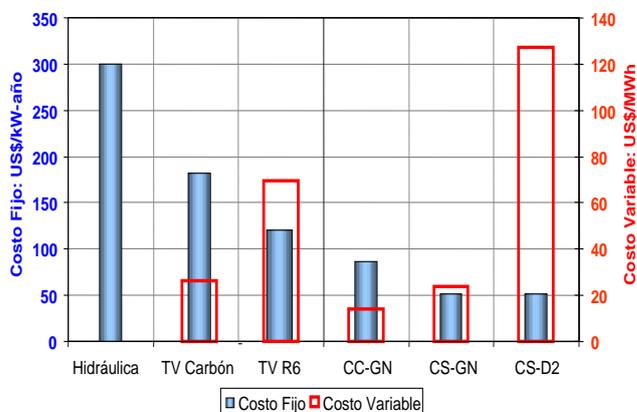
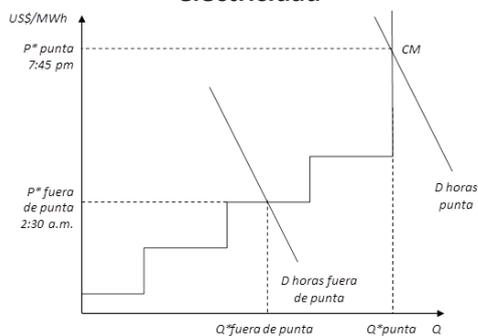
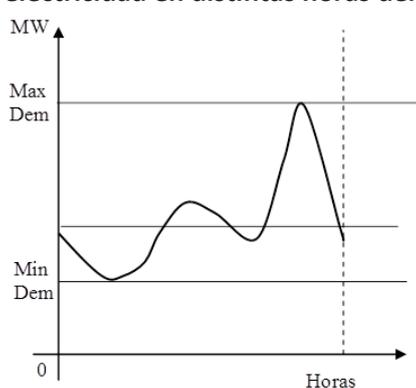


Gráfico N° 7: Determinación del precio de la electricidad



Fuente: GRT-Osinermin

Gráfico N° 8: Demanda de electricidad en distintas horas del día



En el caso del diseño de mercado de gas liberalizado, se han desarrollado principalmente dos modelos. De una parte, la liberalización en Estados Unidos, el cual está organizado por empresas privadas, que se encuentran a cargo de decidir sobre la producción, transporte, almacenamiento y entrega de gas en el segmento *downstream* (la distribución a los consumidores puede encontrarse regulada o ser realizada a través de una empresa pública). En este contexto, las inversiones en redes de transporte son decididas principalmente por las empresas privadas. Así, el mercado mayorista de gas está basado principalmente en contratos bilaterales, sin la necesidad de una entidad que organice las transacciones del mercado. Estos contratos por lo general son de largo plazo, lo cual está relacionado a la significativa aversión de las partes a los riesgos de no inyectar o retirar gas de acuerdo a su plan de negocios inicial e inversión en capacidad.

¹⁴ TV: Térmica a vapor, R6: diésel residual 6, CC-GN: Ciclo combinado gas natural, CS-GN: Ciclo simple a gas natural, CS-D2: Ciclo simple diésel 2.

Asimismo, los derechos de capacidad de transporte son comprados con anticipación. En este tipo de transacción, los contratos otorgan el derecho de usar los gasoductos para transportar gas de un punto a otro. Bajo este tipo de organización la inversión en gasoductos es guiada por los contratos de largo plazo y, por lo tanto, las decisiones en planificación de redes son directamente tomadas a través de la interacción entre inversionistas privados de un lado, y los consumidores de otro lado.

Los mercados mayoristas están típicamente asociados con la definición de un lugar en el cual la entrega física del gas se lleva a cabo: un *hub* físico. Un *hub* es un lugar donde el comercio mayorista es facilitado por la conjunción de una gran cantidad de redes de transporte y donde un monto significativo de gas es vendido y comprado, así como donde los compradores y vendedores pueden obtener servicios de almacenamiento.

El segundo modelo es el practicado en Europa, el cual tuvo un proceso de liberalización posterior al de Estados Unidos. El diseño de mercado es de mayor coordinación centralizada, principalmente con respecto al acceso a la infraestructura. En tal situación, las actividades relacionadas a la producción y suministro son consideradas como abiertas a la competencia, mientras que las actividades de redes tienen que mantenerse sujetas a regulación. Asimismo, la opción eficiente es diseñar una operación centralizada por medio de un operador central (*Transmission System Operator*), que coordina las interacciones del sistema.

Los mercados de gas de la Unión Europea favorecen la organización de las transacciones alrededor de un *hub* virtual, el cual es un conjunto regulado de puntos de entrega con una muy simplificada representación de los ductos reales que se emplean para realizar las transacciones de la molécula de gas. De esta forma, la tarifa por el uso de la infraestructura se definen para un punto de entrega (independientemente del punto de salida) y los puntos de salida (independientemente del punto de entrega). La tarificación refleja los costos de transporte desde dichos puntos hasta un “punto de equilibrio” (*balancing point*) del sistema de transporte.

Un aspecto muy importante en las industrias liberalizadas de redes es la interacción entre los sectores desintegrados verticalmente. En las industrias de redes liberalizadas, las decisiones de inversión en generación y transmisión se realizan de manera independiente, aunque sean interdependientes. Esto a diferencia de la industria integrada verticalmente, donde la inversión en activos de inversión de generación y transmisión se realiza de manera integrada y se busca la minimización de los costos para todo el sistema, de acuerdo a un nivel de calidad del servicio preestablecido (Holburn y Spiller, 2002). En un contexto de una industria eléctrica liberalizada, los problemas de coordinación pueden resultar en un nivel no óptimo de inversión.

Al respecto, dos aspectos son importantes: i) los problemas (intrínsecos) de coordinación entre las inversiones en generación y transmisión, y ii) el comportamiento estratégico de los generadores (Crampes y Léautier, 2014). El problema de coordinación entre las actividades de generación y transmisión está relacionado con el carácter complementario o sustituto de ambos tipos de inversiones. El carácter substitutivo entre ambos tipos de inversiones puede resultar en el comportamiento estratégico de los agentes, los cuales puede ocasionar un efecto sobre la competencia.

Esto es descrito de la siguiente manera. Un nuevo generador necesita algún tipo de inversión en infraestructura de transmisión para poder ser conectado a la red. Asimismo, nueva inversión en generación puede ser ineficiente para el sistema si la energía suministrada aumenta la congestión en determinada línea que impida el suministro de centrales más eficientes en determinadas localidades o disminuya la confiabilidad del sistema (Joskow y Tirole, 2003). En un mercado de energía liberalizado, puede resultar beneficiosa para determinado generador la existencia de congestión en un área, al convertirse en un monopolio regional ante cualquier demanda residual que queda desatendida de las importaciones procedentes de otras regiones (Borenstein, Bushnell y Stoft, 1997). Además, una nueva instalación de transmisión que incremente la capacidad de interconexión entre dos zonas geográficas puede reducir el valor de un generador que se ha instalado en aquella localidad con un precio zonal más elevado, mientras que la infraestructura de transmisión adicional puede servir como sustituto a nueva capacidad de generación (Crampes y Leautier, 2014). De esta forma, la regulación de las inversiones en generación y transmisión en un mercado eléctrico competitivo ha sido un tema de debate intenso durante la última década. En lo referente a la actividad de transmisión, existen principalmente dos modelos: el modelo de transmisión regulado y el modelo de mercado (*merchant investments*).¹⁵ En la actualidad, la mayor parte de la inversión en nueva infraestructura de transmisión se realiza mediante el método de transmisión regulado. En estos casos, la nueva infraestructura es considerada de acuerdo a un plan de expansión tomando en cuenta un análisis costo-beneficio (ACB). El análisis ACB considera aspectos económicos de confiabilidad y otros aspectos de política pública. La remuneración puede establecerse por el regulador a través de un método de incentivos y performance (*yardstick, price cap*), a través del “costo de servicio”, o a través de licitaciones.

En el modelo de mercado, se incentiva la inversión de nueva infraestructura de transmisión a partir del establecimiento de derechos de transmisión para el inversionista. Estos derechos pueden ser físicos o financieros (Joskow y Tirole, 2000). De esta forma, el valor de la

¹⁵ Market-based transmission network infrastructure investments.

infraestructura está dado por la capacidad de transferir energía desde los puntos de inyección hacia los de consumo. La capacidad de los derechos de transmisión son luego evaluados de acuerdo a los cargos por congestión evitados (derechos físicos) o reembolsados por el operador del sistema sobre la vida del activo.

En relación con la entrada de nuevas inversiones en los mercados liberalizados, otro punto importante de análisis es la capacidad de los mercados de solo energía (*energy only markets*) para asegurar la inversión en generación. Este punto ha sido evaluado anteriormente cuando se discutió las características de la suficiencia energética. En el caso del gas, como se ha mencionado anteriormente, la infraestructura puede proveer acuerdos entre privados, o a través de una gestión centralizada en planes de expansión. El caso del gas es ligeramente distinto al caso de la electricidad, dado la mayor predictibilidad de los flujos físicos.¹⁶

En la siguiente sección se analizará la regulación de las industrias de redes físicas en lo referente a los segmentos con características de monopolio natural.

b) Regulación de monopolios naturales

Los sectores de transmisión y distribución de electricidad y de gas natural constituyen industrias con características de monopolio natural, donde las consideraciones tecnológicas y económicas limitan a las empresas participantes en el mercado. De esta manera, la duplicidad de estas infraestructuras, las cuales son indispensables para la provisión de estos servicios, es ineficiente, por lo cual las mismas son operadas por una sola empresa.

Sin las estructuras del segmento de transmisión y distribución sería imposible que se realice el suministro del servicio eléctrico y de gas. Estos segmentos presentan una serie de características, particularmente requieren de una inversión inicial elevada y presentan economías de escala y de densidad. Las economías de escala se deben a que el costo medio de producción es menor conforme exista una mayor capacidad. Asimismo, las economías de densidad se presentan cuando existen menores costos al incrementar la utilización de la red (manteniendo el tamaño de la misma constante). Las economías de escala son la fuente principal de la existencia de monopolios naturales en la actividad de transmisión y las economías de densidad en la actividad de distribución.¹⁷

¹⁶ En la siguiente sección se hará clara esta característica dada la definición del concepto de *loop flow*.

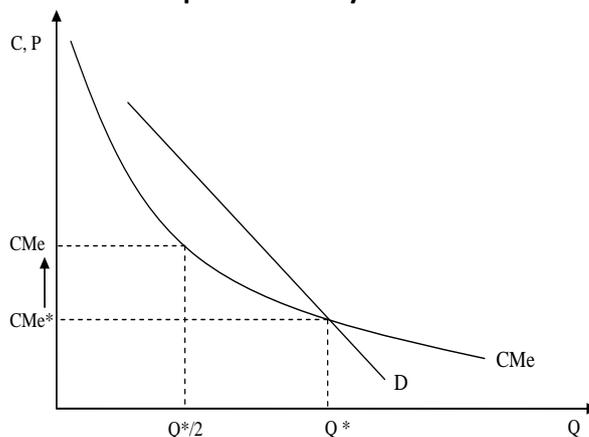
¹⁷ Las economías de escala se refieren al costo medio por capacidad y las economías de densidad al costo por usuario.

La transmisión de electricidad y de gas permite transportar dichos recursos desde el centro de producción hacia los centros de consumo. Asimismo, la actividad de distribución permite la utilización de dicho recurso por parte de los consumidores finales.¹⁸

En particular, la regulación de monopolios naturales del sector energético se enfrenta a objetivos relacionados con la recuperación de los costos de las empresas, el uso eficiente de la red, la provisión de señales destinadas a incentivar las inversiones y la provisión de servicios de calidad. La regulación económica en estas industrias busca principalmente establecer mecanismos para superar la naturaleza monopolística de estas redes y facilitar la competencia en los segmentos *upstream* y *downstream*. En la literatura económica, así como en la experiencia internacional, los diferentes esquemas regulatorios son evaluados de acuerdo a su capacidad para garantizar la eficiencia de las empresas monopolísticas y para facilitar el acceso no discriminatorio a la red.

Los monopolios naturales se definen como aquella situación donde resulta más eficiente la provisión de un mercado a través de una sola empresa (Panzar, 1989). Esto puede ocurrir debido a la existencia de subaditividad de costos, es decir, es más conveniente el suministro de un bien a partir de una sola infraestructura (Gráfico N° 9).

Gráfico N° 9: Monopolio natural y costos medios decrecientes



Fuente: Osinergmin. Nota: CMe representa el costo medio; P, el precio; Q, cantidad de un bien; D, es la demanda.

Las construcciones de líneas de transmisión exhiben economías de escala, es decir, el costo de una línea con una capacidad de 1000 MW es menor a la de dos líneas de 500 MW.¹⁹ La

¹⁸ La transmisión de la electricidad se realiza a mayor voltaje que la distribución para disminuir las pérdidas de energía. Asimismo, la transmisión de gas se realiza en una mayor presión que la distribución de dicho recurso.

¹⁹ La potencia eléctrica (la capacidad de realizar un trabajo, medido en Watts) es el producto de la intensidad de la corriente (cantidad de electrones, medido en amperios) y el voltaje (fuerza de movimiento de la corriente, voltios). La potencia puede estar medida en Mega-Watts (MW), también llamada potencia real, o Mega-Vatio amperio (MVA) llamado potencia aparente.

existencia de economías de escala, así como el carácter complejo de la planificación y la operación de la actividad de transmisión, son los principales aspectos que definen su característica de monopolio natural. Así, la capacidad de una red se incrementa a una tasa menor que el incremento en su costo medio además de permitir menores pérdidas de transmisión.

Así, las pérdidas de energía son menores en líneas de mayor voltaje, dado la menor resistencia en dichas líneas y debido a que el flujo de corriente es menor por MW transportado (Gráfico N° 10).²⁰ Asimismo, las pérdidas de energía son mayores en líneas más cargadas ante igual incremento de corriente (Gráfico N° 11)

Gráfico N° 10: Relación entre potencia y pérdidas

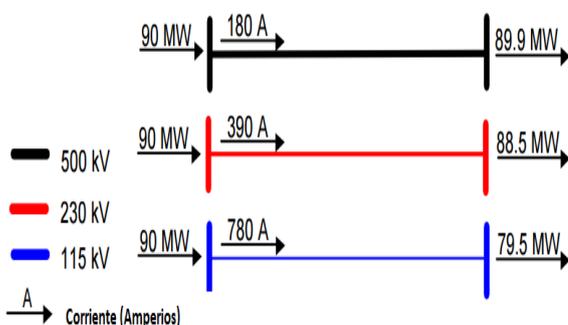
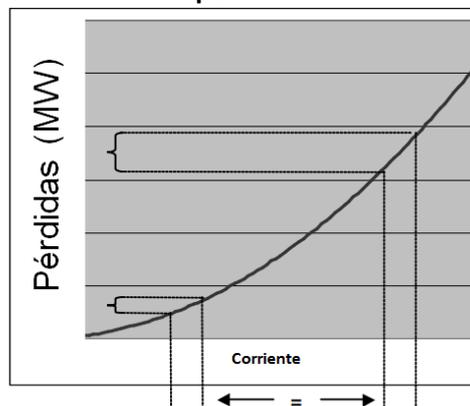


Gráfico N° 11: Relación entre corriente y pérdidas



Fuente: Drew (2004).

Las redes de transmisión de gas natural tienen las mismas características de monopolio natural. Es decir, existen economías de escala al utilizar tuberías de mayor volumen. De esta forma, entre un origen y destino, la red de gas consiste generalmente en un solo conducto. En caso se necesite una expansión en la capacidad, estas infraestructuras son duplicadas (*looped*). Esto significa que un nuevo conducto es agregado en una parte de la ruta.

El gas se traslada en una red de acuerdo a las diferencias de presión en la misma, siendo siempre desde las zonas de mayor presión hacia las de menos presión. El cambio de presión en una red se realiza a través de compresores. Las economías de escala se explican por la existencia de un *trade-off*. De una parte, las tuberías de mayor volumen representan un mayor costo, sin embargo, éstas reducen el costo de compresión asociado con el mayor diámetro de las mismas (la presión disminuye a través de una red en una menor proporción en tuberías de mayor

²⁰ Las pérdidas son proporcionales a la corriente (I) y la resistencia : $I^2 \times R$

diámetro). Así, para un determinado nivel de presión, la capacidad de una tubería se incrementa a una tasa mayor que el cuadrado del diámetro (mientras el costo de la primera se incrementa a una tasa menor que el segundo).²¹ Asimismo, el costo de las estaciones de compresión se incrementa a una menor tasa que el incremento en la presión que logran alcanzar (Cremer et al., 2003). En el caso de las industrias de gas natural, a diferencia de las redes eléctricas, es posible el almacenamiento del *commodity*. Esta se puede lograr, almacenando en las mismas tuberías (*linepack*), a través de instalaciones de licuefacción, yacimientos agotados, entre otros.

En un sistema eléctrico operado por un organismo centralizado, la operación del sistema debe considerar las leyes físicas de la electricidad. En primer lugar, las líneas de transmisión en muchos casos convergen desde varios nodos de origen a nodos de destino. Entre un nodo de origen y destino pueden existir diversas posibilidades de tránsito. La magnitud de la electricidad que fluye por los diferentes caminos posibles está determinada por la ubicación y magnitud de la generación y la demanda así como la impedancia de las líneas. La impedancia es una característica de las redes eléctricas, que significa oposición al flujo de energía. Ésta está determinada por la longitud de las líneas, el número de líneas paralelas, el nivel de voltaje y elementos en las líneas (i.e. transformadores).²²

Gráfico N° 12: Tránsito entre dos puntos

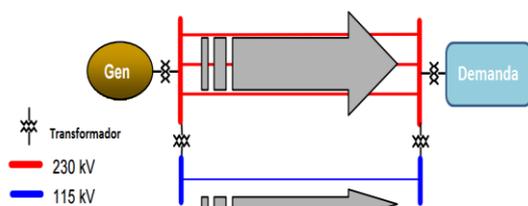
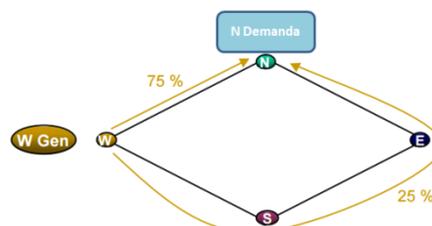


Gráfico N° 13: Tránsito entre dos puntos



Fuente: Drew (2004). Nota: w es el nodo de generación, S y E son nodos de transmisión y N es un nodo de consumo.

En el Gráfico N° 12 habrá mayor flujo de electricidad por la línea de 230 kV debido a que en dicha línea se cuenta con un mayor voltaje, menor número de transformadores y mayor número de líneas paralelas. En el Gráfico N° 13, asumimos igual impedancia en todas las líneas, y la generación se inyecta desde el nodo W de la red hasta el punto de consumo N. En este caso, el trayecto W-S-E-N tendrá tres veces más impedancia que el camino W-N. De esta forma, el

²¹ En Cremer y Laffont (2001), esto es denominado efecto “volumen-superficie”.

²² Así, existirá menor impedancia y por ende mayor flujo de electricidad entre dos puntos en: líneas de transmisión de menor extensión, cuando exista mayor número de líneas paralelas, ante un mayor voltaje, y cuando existan menor número de transformadores.

75% de la energía inyectada se transportará por el camino W-N y el 25% por el trayecto W-S-E-N. Esta característica recibe el nombre de *loop flow*.

El *loop flow* trae una serie de desafíos en el mercado eléctrico. Uno de los principales es el pago de la infraestructura de la transmisión, debido a la imposibilidad de conocer el camino exacto en el cual transita la cantidad de energía desde un punto de origen y destino (*contract path*).²³ Esto se hace más evidente en una red más enmallada, con varios puntos de inyección y retiro, y cuando existe superposición entre los flujos (*counterflows*).

Asimismo, las redes eléctricas pueden experimentar congestión. La congestión limita la cantidad de energía que puede transportarse en una línea de transmisión. Desde el punto de vista físico, la máxima transferencia de energía se denomina límite térmico. Asimismo, existen otras restricciones que en muchos casos no permiten la operación de las líneas eléctricas con flujos de potencia cercanos a su límite térmico, como un reducido voltaje y frecuencia (Castellanos, 2014). Dada la congestión en las líneas de transmisión, algunos nodos de la red eléctrica no pueden acceder a la generación de menor costo, por lo cual se presentan diferencias en los precios entre distintos nodos del sistema.

De igual forma, en las redes eléctricas, parte de la energía que transita por las líneas se pierde al calentar los transformadores y conductores (pérdidas de transmisión). De esta forma, alrededor del 98% de la energía inyectada es transportada hacia los nodos de consumo. Así, el despacho óptimo requiere la producción de una cantidad mayor a la demanda. De tal forma, debido a los límites en la capacidad de transporte de electricidad y las pérdidas de energía, en los diferentes nodos de un sistema eléctrico existen diferentes precios de la electricidad.

La tarificación en base a los precios nodales es una forma de tarificación al costo marginal, donde la diferencia en cada nodo representa los costos incurridos en una red eléctrica, la congestión y las pérdidas de energía. Los precios nodales se definen como los costos marginales para satisfacer un incremento de demanda en un nodo determinado. En el caso de la actividad de transporte de electricidad, la tarificación al costo marginal solo permite recuperar un tercio de los costos de los infraestructura (dado los altos costos fijos), por lo cual, la diferencia debe ser recuperada a través de una tarifa adicional (Crampes y Laffont, 2001).

En el caso de las redes de gas natural, al igual que en el caso de la electricidad, introducir una tarificación en base al costo marginal en la actividad de transporte no permite recuperar los

²³ Esto representa una diferencia con otras industrias de redes, por ejemplo, con la industria ferroviaria, donde siempre es posible establecer un camino de contrato entre un punto de origen y destino.

costos medios de la actividad. El costo marginal de corto plazo (esencialmente bombeo) representa solo el 5% del costo medio, mientras el costo marginal de largo plazo (incluida la inversión en capacidad) representa 50% del costo medio (Cremer y Laffont, 2002). Esto hace que la tarificación en una serie de países, distinga el reparte de los costos variables y fijos entre usuarios entre la cantidad efectivamente transportada (*commodity*) y la capacidad reservada (*capacity*).

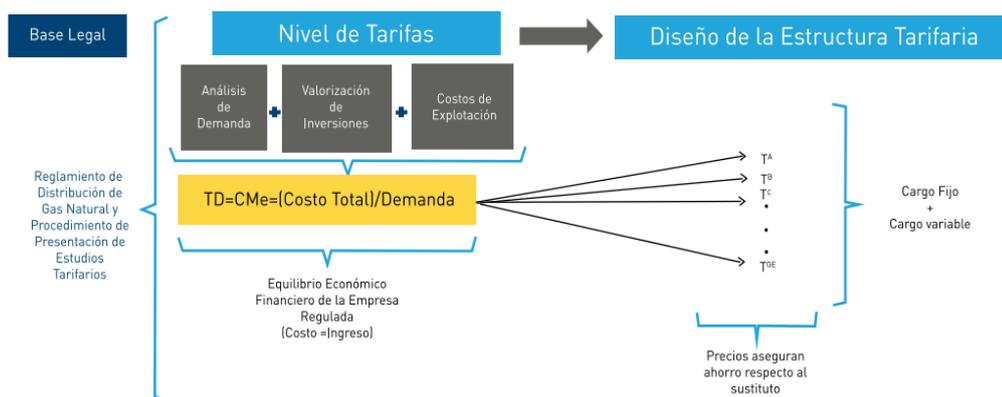
En el caso de la actividad de distribución de electricidad y gas existen limitadas economías de escala. Las economías de escala en estas actividades hacen referencia al aumento proporcional en los costos dado el aumento proporcional al tamaño de la red y usuarios.²⁴ Debido a esta característica, la actividad está constituida principalmente por empresas regionales operando un área geográfica determinada. Sin embargo, existen economías de densidad, que se generan dado el incremento en la mayor utilización de la red (número de usuarios/energía distribuida).

Las metodologías de tarificación de las actividades de distribución eléctrica y de gas natural establecen diferentes esquemas de pago para permitir a las empresas monopolísticas recuperar los costos de la actividad. En la siguiente sección se analiza el cálculo de las tarifas para estas empresas.

A. Determinación del costo y tarificación de acceso entre usuarios

En los aspectos relativos a la regulación tarifaria, dos aspectos centrales de la misma es el establecimiento del nivel de tarifas (el nivel de costos que será reconocido al monopolista) y la distribución del cargo de acceso entre los usuarios (David y Percebois, 2002). Véase el Gráfico N° 14.

²⁴ Para un análisis de la diferencia entre economías de escala y densidad, véase Caves, Christensen y Trethaway (1984).

Gráfico N° 14: Determinación del nivel de tarifas

Fuente: Tamayo, J., Salvador, J., Vásquez, A. y García, R. (2014)

La remuneración de la actividad de monopolios naturales (en las actividades de electricidad y gas) se asigna ex ante, al inicio del período regulatorio en base al cálculo de los costos eficientes de proveer el servicio de distribución eléctrica. En la determinación de los costos reconocidos a las empresas, una de las características más importantes es la existencia de problemas de agencia entre la empresa regulada y el regulador. Los problemas de agencia hacen referencia a las asimetrías de información existente entre estos dos agentes, las cuales generan rentas para la empresa regulada dada la imposibilidad del regulador de conocer el costo eficiente de proveer el servicio para la empresa [Laffont y Tirole (1993), Armstrong, Cowan y Vickers (1994), Armstrong y Sappington (2003)].

El cálculo de la tarifa al monopolista regulado debe permitirle recuperar los costos de inversión y los costos de operación y mantenimiento necesarios para realizar la actividad (Gráfico N° 13). Sin embargo, dada la asimetría de información, el regulador no conoce los costos eficientes de dicho servicio. Por este motivo, la regulación por incentivos ha ganado importancia frente a la regulación basada en la tasa de retorno (*Rate of Return*) o *Cost-Plus*. Este último hace referencia al cálculo de tarifas de acuerdo a los costos unitarios de proveer el servicio más una tasa de retorno preestablecida.²⁵

De esta forma, el regulador debe estimar los costos de capital y de operación y mantenimiento de realizar el servicio. El cálculo tiene como fin calcular el activo necesario para realizar el servicio (denominado *Regulatory Asset Base*, RAB). El valor del activo puede proveerse a través de los diversos métodos, en algunos casos dependiendo de la información

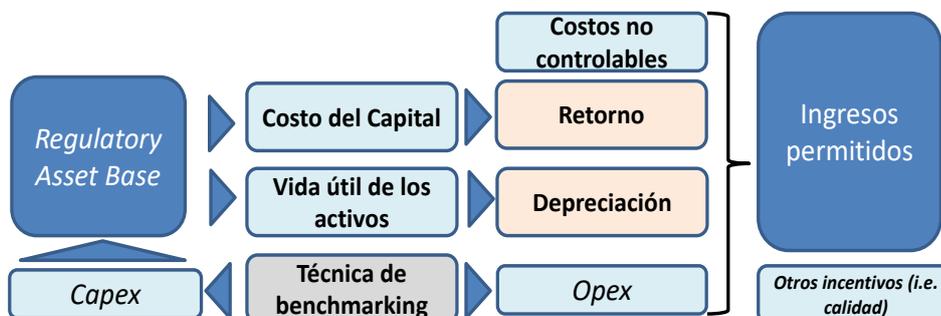
²⁵ Este método daba lugar a una sobre capitalización de las empresas reguladas conocido como efecto Averch-Johnson (1962). Asimismo, este método no presenta incentivos a las empresas para reducir costos, por lo que no actúa sobre la eficiencia.

proporcionada por la empresa²⁶ o a través de la construcción de una empresa modelo eficiente.

27

La información que proviene de las empresas (información contable) es comparada entre las empresas, método conocido como *benchmarking*. Así, se mide la eficiencia de cada empresa a través de modelos matemáticos que relacionan una medida de insumos de la empresa con sus productos, o estimando una función de costos. Dado que la comparación de costos entre empresas para estudiar eficiencia solo es útil si la magnitud de sus tareas se puede comparar, se agregan variables que tomen en cuenta las diferencias económicas, técnicas y geográficas de las redes de distribución de las empresas. Así, se calcula una “frontera de eficiencia” para el sector de distribución eléctrica, y se mide la distancia de cada empresa con respecto a dicha frontera.

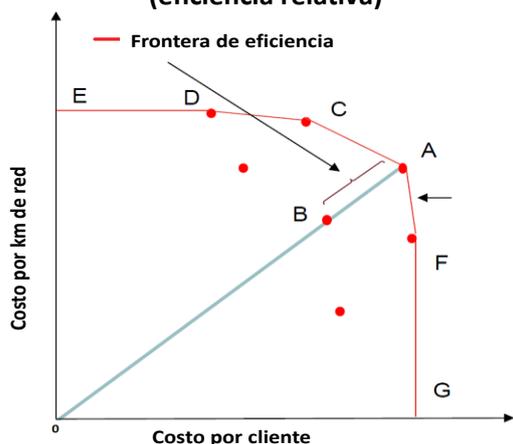
Gráfico N° 15: Determinación ingresos de las empresas



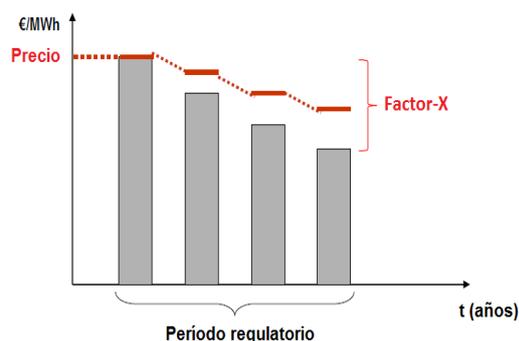
Fuente: Frontier Economics, (2012).

²⁶ Por ejemplo, en la valorización contable de las empresas, a partir de los libros contables de los activos (*historic book values*), el valor presente de los *cash-flows* futuros (net present value) o el cash generado por vender el activos (Net realizable value).

²⁷ A través de una empresa de referencia, es decir, el valor de una empresa ficticia que realice el servicio a un mínimo costo según ciertos criterios.

Gráfico N° 16: Medición del Factor-X (eficiencia relativa)

Fuente: Frontier Economics (2012)

Gráfico N° 17: Esquema Price-Cap

De esta forma, una vez calculada la eficiencia de cada empresa individual, el costo reportado por la empresa es corregido con respecto a su nivel relativo de eficiencia con respecto a las otras empresas operando en el mercado, conocido como Factor-X.²⁸ De esta forma, si una empresa se encuentra presenta el 80% de eficiencia con respecto a la empresa más eficiente en la industria, solo puede recuperar dicho porcentaje de sus costos totales.

El cálculo de los costos de las empresas operando en un mercado puede realizarse a través del *benchmarking* con una empresa ficticia eficiente, siendo ésta la comparación con la empresa real. De esta forma, dada las características de los clientes (densidad, dispersión geográfica) y de capacidad de una empresa de distribución, se determinan los activos físicos necesarios para su servicio. El objetivo de la empresa modelo eficiente no es diseñar la red real de la empresa, sino más bien construir una red de referencia, cuyo costo es indicativo del coste eficiente requerido para la construcción de una red.

Adicionalmente, también existe, como alternativa a la regulación administrativa de precios realizada por una agencia de regulación gubernamental, la posibilidad de realizar competencia por el mercado, es decir, que las empresas compitan por el derecho de tener el monopolio de atender el mercado (Demsetz, 1968). De esta manera las tarifas se determinarían a través de la oferta de las empresas en el proceso de licitación y la labor del regulador se encontraría enfocada a supervisar el cumplimiento de los compromisos de la empresa que ganó la licitación. Este método es utilizado principalmente para regular nuevas infraestructuras.

²⁸ Los esquemas regulatorios usualmente consideran dos componentes de eficiencia. Por un lado, el factor de eficiencia de la industria, medido como la productividad total de los factores y un factor de eficiencia relativa para cada empresa.

Una vez determinado el costo del servicio, se debe determinar cuál es el cargo de acceso, para los agentes que hacen uso de la infraestructura. En general, la recuperación de los costos de la red, se realizan sobre aquellos costos que no pueden recuperarse a través de la tarificación marginal. Existen diversos métodos para repartir los costos de las redes de transporte y distribución de energía sobre los usuarios. Los métodos utilizados en la práctica son:

- **Método de beneficiarios:** Se evalúa el beneficio económico que cada usuario obtiene por el uso de la infraestructura de red.
- **Responsabilidad de la inversión:** Se evalúa la inversión extra que cada agente en la red produce en la red, por la utilización incremental.
- **Uso de la red:** El peaje o tarifa de acceso es proporcional a la energía que genera cada agente o a la distancia entre los puntos de inyección y retiro (i.e. puede ser expresada en unidades monetarias por unidad de volumen por unidad de distancia).
- **Sello de correo (*postage stamp*):** Consiste en definir una tarifa por zona, independientemente de la distancia, generalmente a la entrada de la red, es decir, se define una misma tarifa de manera independiente al punto de inyección o retiro.

B. Regulación de la calidad del servicio

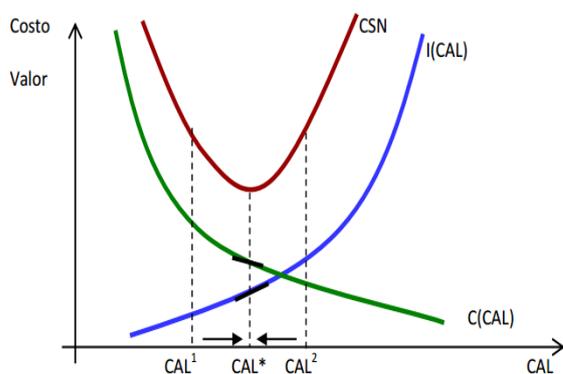
La regulación de la calidad resulta ser más compleja que la regulación de precios, dado su carácter multidimensional (Crew y Kleindorfer, 2009). El nivel de calidad del producto que maximiza el bienestar social está dado por el punto donde se iguala el costo marginal para la empresa asociado a una mejora en calidad con el incremento en la disposición a pagar (WTP, por sus siglas en inglés) del consumidor por dicha mejora.²⁹

Un monopolio no regulado no brindará necesariamente un nivel de calidad sub-óptimo con respecto al nivel que maximiza el bienestar, pudiendo ser mayor, igual o menor a éste. Esto dependerá de cómo se relaciona la valuación marginal del bien para el consumidor a medida que varía la cantidad del bien consumido. Si la valoración marginal de calidad disminuye a medida que el número de unidades consumidas aumenta, entonces el nivel óptimo de calidad del monopolista es inferior al valor que maximiza el bienestar social. Este parece ser el caso más probable, aunque no debe adoptarse como una norma general (Sappington, 2005).

²⁹ Otra definición de calidad óptima es aquella que minimice la suma del coste total de la provisión de calidad por la red y el coste asociados a la calidad para los usuarios.

En el Gráfico N° 18 se observa el Costo Social Neto (CSN) de la provisión de calidad, el cual es la suma del costo de la empresa I (CAL) de proveer calidad, y los costos generados a los usuarios de acuerdo a los diferentes niveles de calidad. El nivel de calidad óptimo (CAL*) se obtiene cuando el CSN es mínimo, y esto ocurre cuando la inversión marginal en la que incurren las empresas, por ejemplo las distribuidoras eléctricas, para mejorar la calidad es igual (en valor absoluto) a la reducción en los costos marginales de los usuarios por la mejora en la calidad. En el Gráfico N° 19, se observa que el nivel óptimo es aquel donde la disposición a pagar marginal de los usuarios por el incremento de la calidad, es igual al costo de proveer dicho nivel.

Gráfico N° 18: Costo social de la Calidad

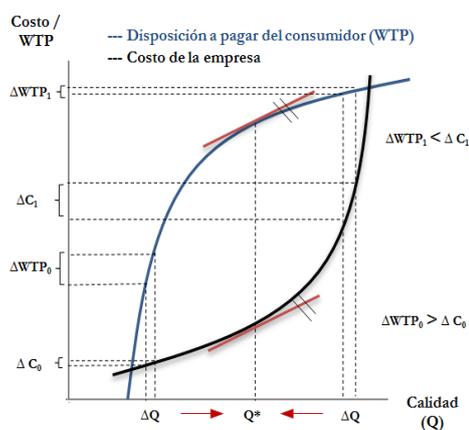


Fuente: Tamayo, Vásquez y García (2012)

Es importante mencionar que el Estado debe ser cuidadoso al establecer estándares pues, tal como indica la literatura económica desde Sheshinski (1976), de no fijarse de forma adecuada, ello puede dar lugar a pérdidas de bienestar importantes y a problemas en el funcionamiento de los mercados. Por ello, siempre se debe usar la mejor información disponible, analizar su consistencia con la evolución del sector y la economía y revisarlos continuamente.

De tal forma, para la implementación de un mecanismo de incentivos basado en la calidad, el organismo regulador debe determinar la curva de demanda de calidad por parte de los consumidores y el costo marginal de incrementar la calidad por parte de las empresas distribuidoras de electricidad. Desde el punto de vista de la demanda, la evaluación de la demanda por calidad del servicio puede estimarse a través de los costos directos incurridos por los consumidores por la interrupción del servicio o la estimación del WTP por evitar interrupciones (Jamasp, Orea y Pollitt, 2010). Asimismo, estudios de ingeniería pueden estimarse con el fin de medir el costo de proveer calidad por parte de las empresas

Gráfico N° 19: Disposición a pagar y costo de la calidad



distribuidoras. (Sappington, 2005). De tal forma, al incorporar dentro de los costos de las empresas, los costos de los consumidores con respecto a la calidad, se llegará a un nivel eficiente de calidad desde el punto de vista social.

Un aspecto importante que debe analizarse al momento de introducir mayores exigencias de calidad y seguridad a las empresas de redes operando monopolios naturales es la coherencia con el sistema tarifario vigente. Ello se debe a que los requerimientos de seguridad y calidad que se exigen a las empresas deben estar adecuadamente remunerados por el esquema de tarifas, a fin de no crear obligaciones que las empresas puedan cuestionar y, en un caso extremo, provocar un desbalance financiero que ponga en riesgo de quiebra a las empresas. La calidad de servicio de las empresas de transmisión y distribución de electricidad y gas incluyen un conjunto de características, técnicas y comerciales, inherentes al suministro de estos productos.³⁰ Existen diversos métodos regulatorios para asegurar la calidad de los servicios regulados, éstos son:

- **Publicación de la performance de las empresas:** Consiste en la exposición pública del desempeño de la empresa respecto a los indicadores de calidad determinados por el regulador. Este esquema es exclusivamente reputacional y no implica una multa monetaria.
- **Estándares mínimos de calidad:** Consiste en que el regulador determine los estándares mínimos de calidad que la empresa regulada debe cumplir a condición de ser sancionada si llegase a sobre pasar dichos límites. En este caso se establecen multas en caso no se cumpla con el valor mínimo.
- **Contratos premium de calidad:** Este instrumento consiste en establecer contratos particulares entre el proveedor y el usuario final en donde se especifica la tarifa, los estándares de performance del suministro eléctrico y los pagos por compensación.
- **Esquemas de compensación y penalidad:** Al igual que en el segundo instrumento, el organismo regulador establece los estándares mínimos de calidad, asimismo, establece un mecanismo de compensación sobre las tarifas, si la empresa registra una mejor performance respecto al parámetro de referencia, o de penalidad con respecto a las tarifas, si la empresa sobrepasa los límites establecidos.

³⁰ Algunos aspectos regulados son aspectos relacionados con la calidad en la provisión del servicio (continuidad y seguridad), como aspectos comerciales: atención a los usuarios, facturación, entre otros.

Luego de analizar los principales aspectos con respecto a la regulación energética. En la siguiente sección se analizará la importancia de la independencia del regulador, analizando la experiencia de Osinerghmin.

3. Importancia de un Organismo Regulador Independiente: El Rol de Osinerghmin

La regulación independiente en los mercados energéticos ha sido una parte fundamental de la política energética en nuestro país desde la liberalización del sector energía en los años noventa. La misma ha estado enfocada en promover la competencia y eficiencia en aquellos sectores abiertos a la competencia, y en crear mecanismos similares a los de mercado, en aquellos segmentos con características de monopolio natural.

La liberalización del sector energético crea una serie de desafíos para el desarrollo institucional que debe ser reconocido y abordado por los sistemas liberalizados para alcanzar los objetivos propuestos de la política energética. Una de las características de la liberalización del sector energético en el mundo fue la aparición de reguladores independientes (Joskow, 2008). El objetivo principal del regulador energético en este contexto es el de proponer un ambiente eficiente y sostenible para el desarrollo del sector energético.

En la mayor parte de países, el marco general para la regulación energética se establece como una relación jerárquica, donde el gobierno fija los objetivos generales de la política energética y establece un marco adecuado para conseguirlos. La concreción de estos objetivos son delegados a un organismo regulador independiente, el cual diseña los términos precisos para alcanzarlos. La regulación de la industria energética presenta tres problemas interrelacionados que fundamentan la regulación independiente (Armstrong, Cowan y Vickers, 1994): falta de compromiso³¹ (inconsistencia temporal), riesgo de captura, e información asimétrica. Una autoridad técnica e independiente podría aliviar estos inconvenientes en forma simultánea.

Así, en primer lugar, la independencia genera un compromiso creíble sobre la estabilidad de las políticas, frente a los intereses de los gobiernos de corto plazo [Kydland y Prescott (1977), Barro y Gordon (1983)]. El oportunismo gubernamental puede concretarse al cambiar las reglas de juego de la empresa regulada con el fin de conseguir respaldo público. De esta forma, las decisiones referidas a las condiciones de acceso, las tarifas y la calidad del servicio pueden encontrarse frente a presiones políticas de corto plazo, razón por la cual podrían mostrar

³¹ *Lack of commitment.*

conductas temporalmente inconsistentes que afectasen las inversiones de largo plazo y, por tanto, afecten el bienestar de los consumidores.

Los problemas de inconsistencia temporal influyen significativamente sobre la inversión y son de naturaleza estructural.³² Ante la existencia de este tipo de incentivos, un gobierno que busca incentivar la inversión privada diseñará mecanismos institucionales que limitará su propia capacidad de comportarse de manera oportunista. Estos arreglos institucionales comprenden el diseño de un marco regulatorio, que estipule entre otras cosas, los procedimientos de fijación de precios, los procedimientos de resolución de conflictos (arbitraje o judicial) entre las partes, las políticas de inversión, entre otros.

Asimismo, la independencia brinda legitimidad a las decisiones de los reguladores frente a la influencia de los intereses privados. La captura del regulador por las empresas privadas o la *teoría de los grupos de interés* subraya la importancia de los agentes privados en la formación de la política pública (Stigler, 1971). La intromisión de los intereses privados en las decisiones regulatorias afecta la corrección de fallas de mercado, evitando la aplicación de reformas orientadas a promover mecanismos de mercado. Del mismo modo, los votantes y legisladores tendrían dificultad en distinguir aquellas decisiones que favorecen a un determinado grupo de interés, sobre aquellas en el interés del bien común (Laffont y Tirole, 1991).

La delegación de la regulación a autoridades independientes podría ser más eficientes en superar los problemas relacionados con la información asimétrica. En contraste con el Congreso y otras entidades ministeriales, la agencia reguladora cuenta con tiempo, recursos y conocimientos para obtener información por parte de la firma regulada (Laffont y Tirole, 1991). Asimismo, la delegación generaría resultados más rápidos y eficientes, basados en la experiencia (Maggetti, Ingold y Varone, 2013) y, además, permitiría la adquisición de experiencia para resolver asuntos regulatorios técnicos (Rosenbloom, 2000).

El concepto de un organismo regulador independiente, el cual opera con procedimientos transparentes, obligado a tomar decisiones técnicas y sujetas a responsabilidades estatutarias y a la revisión judicial, es un aspecto imprescindible de la correcta regulación energética. En las siguientes líneas se revisará el marco del regulador energético en el Perú.

³² Aunque una empresa regulada podría invertir, lo hará exclusivamente en las zonas donde la rentabilidad del mercado es muy alta y donde el periodo de recuperación es relativamente corto. En segundo lugar, los gastos de mantenimiento se pueden mantener a la calidad mínima con el consecuente impacto adverso en el bienestar de los consumidores.

3.1. El arreglo institucional para la regulación del sector energético peruano: Osinergmin

En el caso del sector energético, se creó el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (Osinerg) mediante la Ley N° 26734, el 31 de diciembre de 1996. Las funciones asignadas al Organismo eran las de supervisar y fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones sobre calidad, seguridad y medio ambiente en las actividades que desarrollan las empresas en los subsectores de electricidad e hidrocarburos.

Las funciones fueron redefinidas y ampliadas el 29 de julio del 2000 mediante la Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, en la cual se establecen las siguientes funciones: supervisión, regulación, fiscalización, sanción, dación de normas, así como de solución de controversias y reclamos. Asimismo, en lo referente a regulación, el Osinergmin asumió las funciones de la Comisión de Tarifas en Energía.

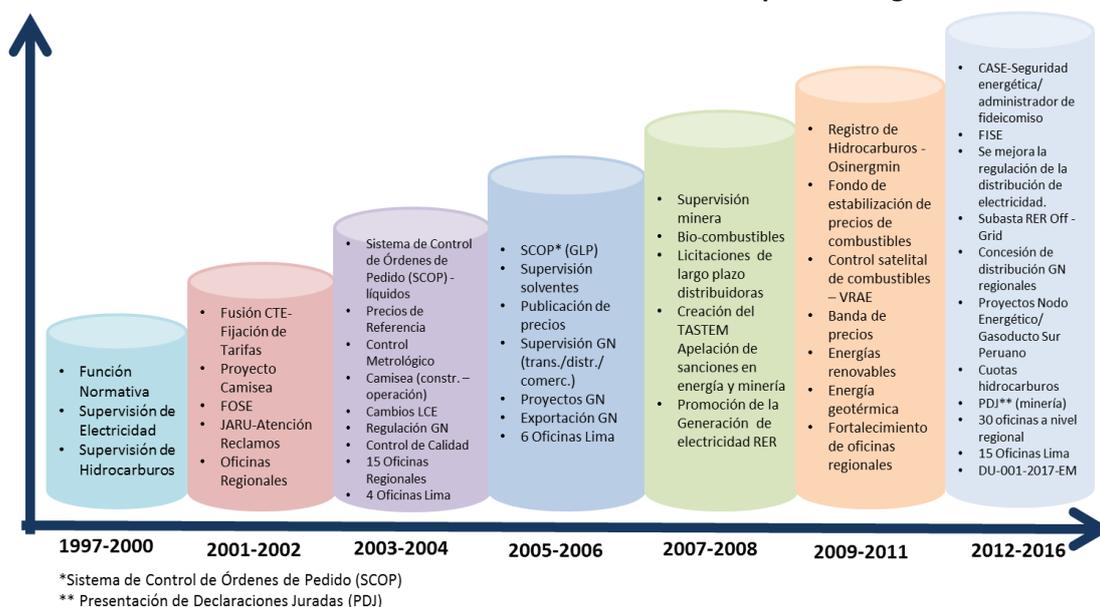
El 16 de abril del 2002 las funciones fueron ampliadas mediante la Ley N° 27699, Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional del Osinerg, adicionando las funciones sobre control de calidad y control de cantidades de hidrocarburos, así como una ampliación de las prerrogativas en lo referente a la capacidad sancionadora. Por último, Osinerg se transformó en Osinergmin debido a la adición de funciones de supervisión del sector minero en virtud de la Ley N° 28964 del 24 de enero de 2007.

En el año 2010 mediante la Ley N° 29325, Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental, y el Decreto Supremo N° 001-2010-MINAM, las funciones de supervisión, fiscalización y sanción en asuntos ambientales fueron transferidas a la OEFA (Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental). La última modificación de las funciones establecidas para el Osinergmin se debe a las transferencias de competencias de fiscalización de seguridad y salud ocupacional al Ministerio de Trabajo, determinada mediante la Ley N° 29783, en el año 2011.

De esta forma, se observa que las funciones realizadas por Osinergmin han experimentado una evolución durante los años (Gráfico N° 20). En el inicio estas se restringían a la supervisión de calidad y seguridad en los sectores de electricidad e hidrocarburos, pero que luego se han ido ampliando principalmente por el importante desarrollo de la industria del gas natural. A su vez, cambios en el marco regulatorio han implicado modificaciones en las funciones como la administración de los procesos de licitaciones de suministro y promoción de energías renovables en el sector eléctrico y actividades vinculadas al manejo del fondo de estabilización

de combustibles. También se aprecia el crecimiento de áreas como las oficinas regionales y atención de reclamos. La creación de las oficinas regionales obedece a la necesidad de mejorar el desempeño del organismo mediante una mejor adecuación a las necesidades y características de las distintas regiones del país.

Gráfico N° 20: Evolución de las funciones asumidas por Osinergmin



Fuente: Osinergmin

Osinergmin realiza algunos encargos de administración de fondos y promoción del acceso a la energía adicionales a sus funciones propias de la regulación y supervisión. Destaca el Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE) que consiste en administrar un esquema de subsidios cruzados entre consumidores de electricidad. De igual forma, un encargo reciente es la administración del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE), el cual se ha iniciado con el sistema de vales de descuento para reducir el costo de acceso al GLP de los hogares más pobres. Asimismo, el Osinergmin ha participado activamente en el diseño de políticas y tarifas que buscan promover el mayor acceso al gas natural en el país en base al desarrollo del proyecto de Camisea.

En cuanto a la discreción reguladora de Osinergmin, el gobierno establece las metas estratégicas para el sector energético y asegura un marco apropiado para alcanzarlas. El Osinergmin como parte de su proceso de planeamiento estratégico desarrolla un Plan Estratégico que constituye el principal marco referencial para la gestión de sus actividades internas. En tal sentido, si bien el gobierno dicta las metas estratégicas, el marco institucional

para las agencias regulatorias promueve la independencia técnica en las decisiones regulatorias.

Las funciones del Osinergmin se resumen en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 2: Funciones de Osinergmin

	Hidrocarburos Líquidos	Gas Natural	Electricidad	Minería
Fijación tarifas				
Normativa				
Fiscalización - Supervisión				
Reclamos de Usuarios				
Solución de Controversias				
Post-Privatización				

Fuente: Osinergmin

Osinergmin fomenta la legitimidad e independencia de sus decisiones regulatorias a través del desarrollo de instrumentos regulatorios técnicos. Su desempeño está estrictamente sujeto a normas legales y está basado en estudios técnicos. Sin embargo, el gobierno, cuando la Ley lo permite, puede establecer reglas generales en algunos casos - por ejemplo la fijación de tarifas- que deben ser acatadas por los reguladores económicos.

La Ley Marco N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos estableció una serie de condiciones para garantizar la independencia de los reguladores. La autonomía es un instrumento para alcanzar una mejor regulación, con las consiguientes mejoras en la eficiencia del mercado, en beneficio de los consumidores. Los organismos reguladores autónomos desempeñan un papel importante en el establecimiento y desarrollo de mercados competitivos, mediante la ejecución de su función de regulación con transparencia, rendición de cuentas e independencia [Johannsen (2003), Duso (2002)].

En tal sentido, el marco de autonomía institucional faculta a Osinergmin a establecer políticas y realizar acciones en los sectores que supervisa, fiscaliza y regula, buscando el equilibrio entre los intereses de los agentes económicos involucrados y el derecho del ciudadano de disponer servicios y productos en las mejores condiciones de calidad, seguridad, oportunidad y precio.

Un objetivo primordial para una buena regulación es la de generar confianza en los agentes participantes en el mercado. Un aspecto importante para este fin, es el de contar con información relevante que permita contar con la opinión de los grupos de interés sobre el funcionamiento de los mercados, y evaluar el desempeño del regulador. Así, con la finalidad de evaluar la percepción de los grupos de interés, Osinergmin lleva a cabo encuestas como, por ejemplo, las Encuestas de Percepción de las Empresas Reguladas y Supervisadas – EPERS y las Encuestas Residenciales de Uso y Consumo de Energía – ERCUE. Estas encuestas son desarrolladas anualmente y contienen algunas preguntas sobre la percepción general respecto al rol de Osinergmin, incluyendo independencia en el desempeño de sus deberes. Los resultados de estas encuestas muestran que tanto los consumidores como las empresas reguladas perciben a Osinergmin como un organismo independiente.

Osinergmin ha establecido una serie de acciones que tienen como objetivo alcanzar las mejores prácticas dentro de los estándares de la OCDE, es decir, cumplir con los “Principios de Gobernanza de los Organismos Reguladores”. Este objetivo se encuentra dentro del Decreto Supremo N° 10-2016-PCM, el cual estipula alcanzar una mayor confianza en las decisiones regulatorias, a través de la claridad de roles, la prevención de influencia indebida, la estructura del gobierno, la rendición de cuentas y la transparencia.

Esto involucrará una mejora en la institucionalidad del sector, lo cual involucra incrementar la independencia del regulador. En este caso, es trascendental mejorar los medios de intervención del regulador para la promoción de la eficiencia, a través de mecanismos regulatorios y de mercado. En Osinergmin se está promoviendo una serie de políticas que permitan mejorar nuestra comunicación con los diferentes agentes y promover mejores medios de intervención regulatoria, de acuerdo a lo establecido en su Plan Estratégico Institucional 2015-2021.

Uno de los aspectos principales para fortalecer la independencia dentro de la organización ha sido el establecimiento de buenas prácticas de gestión. Así, para apoyar la eficiencia, oportunidad y calidad de las decisiones políticas se está promoviendo la mejora permanente de las capacidades, por ejemplo, a través de la formación técnica de su personal. Por otra parte, Osinergmin está desarrollando además una cultura estratégica de aprendizaje a través de la creación de una Universidad Corporativa para fomentar las habilidades generales de nuestro personal, fomentando el desarrollo de aspectos técnicos, así como relacionados con la atención de nuestros grupos de interés.

Asimismo, es de vital importancia, promover las mejores prácticas regulatorias en el sector, a través del Análisis de Impacto Regulatorio (RIA por sus siglas en inglés). Esta herramienta permite transparentar los objetivos de política de una regulación y hace más efectiva la comunicación con los grupos de interés. El RIA permite identificar claramente el propósito y los objetivos de las regulaciones y determinar las acciones necesarias para alcanzar dichos objetivos y funciones. Por ello, Osinergmin se ha comprometido a fomentar la transparencia en las decisiones regulatorias mediante la introducción del RIA y a su vez, ha impulsado la legitimidad y transparencia de los procedimientos de regulación tarifaria mediante la certificación internacional de estos procedimientos (ISO 9001).

Finalmente, para asegurar eficiencia, oportunidad y calidad en las decisiones de política, Osinergmin promueve una mejora permanente de las capacidades de su personal, por ejemplo, mediante capacitaciones técnicas. Es importante precisar que la independencia del Osinergmin ha permitido alcanzar beneficios significativos tales como la mejora en los resultados de mercado concernientes a la calidad de los servicios regulados y al cumplimiento de las condiciones de seguridad en los sectores regulados, lo que se traduce en beneficios para la población.

4. Diseño de la regulación en el sector energía

La regulación del sector energético está justificada debido a la existencia de fallas de mercado. En la presente sección se analizan los diferentes instrumentos regulatorios para hacer frente de dichas fallas. En concreto, se va a realizar una diferenciación sobre el diseño regulatorio para solucionar los problemas de bienes públicos y externalidades, aquellos enfocados en asimetrías de información, el acceso universal a los servicios energéticos y los mecanismos de regulación tarifara para regular los monopolios naturales.

4.1. Bienes públicos y externalidades: políticas de comando-control y mecanismos de mercado

El problema de la elección del instrumento regulatorio se puede clasificar en aquellas regulaciones basadas en el mercado y aquellas basadas en regulaciones de comando y control. [Breyer (1982), Viscusi (1983)].

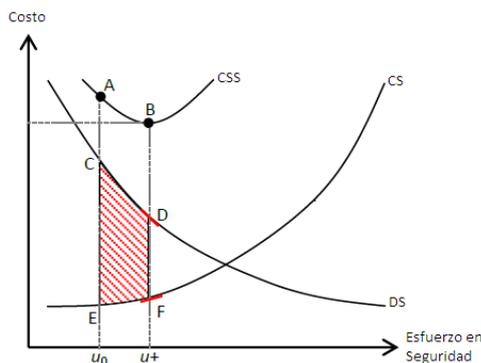
Las regulaciones basadas en el mercado operan a través de cambios en los precios relativos, o mediante la creación de mercados para facilitar las transacciones entre agentes y hacer frente a las externalidades. Se implementan a través de impuestos pigouvianos, subsidios, o la creación de mercado (e.g., asignación de derechos de propiedad). El regulador tiene el rol

de establecer las condiciones para el funcionamiento de dichos mercados. A modo de ejemplo, uno de los aspectos más ampliamente analizados es el referido a la creación de derechos de emisiones de gas de efecto invernadero (GEI) para hacer frente a las externalidades negativas. En este caso, el regulador crea un mercado de derechos de contaminación que puedan ser libremente comercializados entre las empresas reguladas.

En las regulaciones basadas en comando y control (C&C), el regulador establece una serie de obligaciones con respecto a un estándar tecnológico o de procesos que deben ser aplicados por las empresas operando en el mercado. Asimismo, las políticas de C&C pueden establecer resultados de performance, estableciendo requisitos sobre los resultados en determinadas circunstancias donde éstos puedan monitorearse de forma adecuada por el regulador. En este caso, las empresas reguladas tienen discrecionalidad en llevar a cabo las acciones para alcanzar dichos resultados (Stavins, 1998). Uno de los aspectos principales con estas políticas, es la forma cómo dichos estándares de cumplimiento se establecen por el regulador.

La regulación de las externalidades referidas a la seguridad pública se realiza generalmente a través de regulaciones de C&C. Estos instrumentos tienen el beneficio de su simplicidad. El regulador debe identificar una serie de aspectos relevantes que influyen en el resultado esperado, codificando una serie de normas para su cumplimiento. Según Baumol y Oates (1988), los mecanismos de comando y control son lo suficientemente flexibles para ajustarse rápidamente para el control de accidentes impredecibles, debido a que se pueden modificar sin pasar por un proceso legislativo complejo. Asimismo, Becker (1968) y Polinsky y Shavell (2007) mencionan que los mecanismos de C&C bien definidos, bajo principios económicos que consideren la racionalidad del comportamiento infractor, permiten brindar adecuados incentivos a las empresas para el cumplimiento de la normativa de seguridad.

En la regulación por C&C, el regulador debe establecer las condiciones que deben cumplir las empresas operando en el mercado. Sin embargo, la inversión por parte de las empresas en medidas de seguridad es una actividad costosa. De esta forma, es necesario realizar un análisis que permita conocer el nivel óptimo de seguridad teniendo en cuenta los costos y beneficios de adoptar políticas de seguridad. El análisis costo-beneficio es posible conociendo el costo social esperado por seguridad (CSS), que es la diferencia entre el daño social esperado (DS) y el costo esperado por seguridad (CS).

Gráfico N° 21: Nivel óptimo de Seguridad

Fuente y elaboración: Osinergmin

En este modelo, el Estado tiene por objeto establecer un estándar de seguridad $u +$, que minimiza el costo social esperado por seguridad. En el Gráfico N° 21 se muestra que el objetivo se logra cuando el costo marginal por seguridad (Punto D, donde la derivada del costo social, representado por una tangente, es el costo marginal) es igual a la reducción marginal del daño social esperado (Punto F). Si el esfuerzo de la empresa fuera menor a $u +$, el costo marginal esperado por seguridad sería menor al daño social marginal esperado.

En este caso, las disposiciones vigentes establecen los requerimientos que deben cumplir las empresas con respecto a la seguridad de las actividades energéticas y normas técnicas que regulan los aspectos relacionados con la seguridad.³³ Así, por ejemplo, el sector hidrocarburos cuenta con diversos reglamentos sobre la seguridad en las diversas actividades, como el reglamento para la seguridad en el transporte, exploración y explotación de hidrocarburos, entre otros. El objeto de estas normas es el de preservar la integridad y la salud del personal, así como mantener las instalaciones, equipos y otros bienes relacionados con las actividades de hidrocarburos.

Asimismo, como parte de su función supervisora, Osinergmin supervisa el cumplimiento de las obligaciones técnicas y legales derivadas de los Contratos de Concesión por parte de las empresas o actividades supervisadas.

En este contexto, existen problemas de asimetría de la información, en lo que refiere al esfuerzo por seguridad, entre el regulador y la empresa. El regulador tiene un costo en verificar el nivel de seguridad adoptado por la empresa que garantice el cumplimiento de las normas

³³ En el caso de las actividades de hidrocarburos, el Texto Único Ordenado de la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos, aprobado por el Decreto Supremo N° 042-2005-EM, establece que el Ministerio de Energía y Minas es el encargado de elaborar, aprobar, proponer y aplicar la política del Sector, así como de dictar las demás normas pertinentes; siendo el Ministerio de Energía y Minas y el OSINERGMIN los encargados de velar por el cumplimiento de la referida Ley.

sobre seguridad, pues las propias empresas cuentan con mejor información sobre sus actividades de riesgo y el esfuerzo por evitar accidentes, por lo que las empresas pueden tener incentivos a reducir su esfuerzo en seguridad de manera que evitan el aumento de sus costos.

El rol del regulador para asegurar el cumplimiento de la normativa se realiza a través de medidas de supervisión, las cuales pueden representar una proporción importante del presupuesto del mismo. De esta forma, se desarrollan técnicas que permitan una mejor focalización de supervisión a través de un análisis de probabilidad de riesgos e impactos, favoreciendo aquellas instalaciones de mayor probabilidad de ocurrencia y con un alto impacto. En Osinergmin se supervisa la cadena de producción energética en las actividades de electricidad, gas natural e hidrocarburos con el fin de asegurar el cumplimiento de las normas técnicas de calidad y seguridad de las actividades (Gráfico N° 22).

Gráfico N° 22: Procesos en la cadena productiva supervisados por Osinergmin

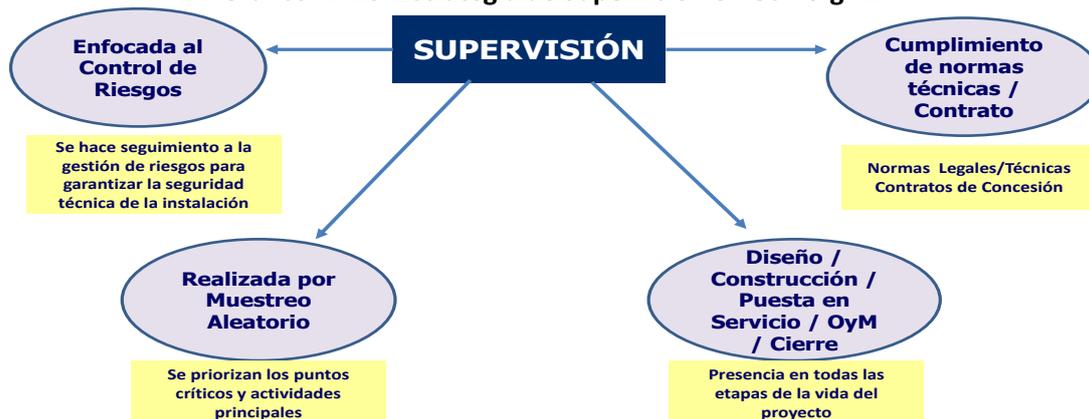


Fuente: Osinergmin

El Osinergmin ha desarrollado un modelo de supervisión para reducir el riesgo de accidentes, con la intervención de diferentes agentes y delegando responsabilidades de manera que existan incentivos para cumplir las normas de seguridad. La estrategia de supervisión se realiza a través de la supervisión por resultados, mediante indicadores de desempeño. Asimismo, se establecen reportes en base a la información proporcionada por las concesionarias, de acuerdo a los procedimientos establecidos.

Las actividades de supervisión a las empresas se realizan a través de un muestreo estadístico, verificando que las concesionarias implementen y operen sus instalaciones cumpliendo con las normas técnicas. Finalmente, se realizan encuestas de percepción a los usuarios con el objetivo de identificar aquellos aspectos de calidad que afectan en mayor grado a los usuarios energéticos.

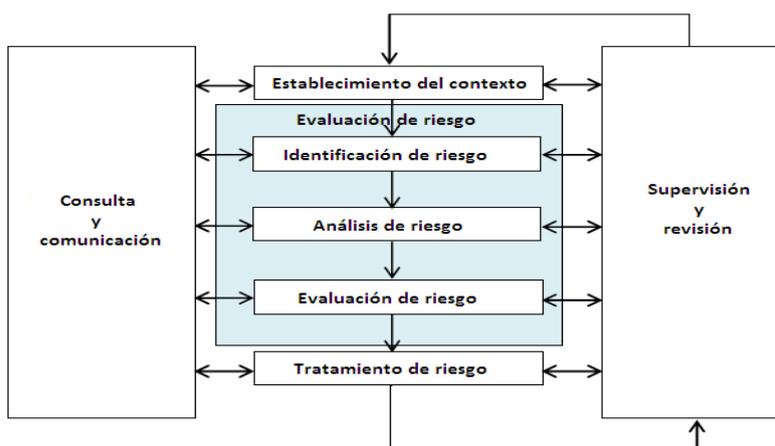
Gráfico N° 23: Estrategia de Supervisión en Osinergmin



Fuente: Osinergmin

Si en algún momento los riesgos de seguridad superan los límites establecidos por el regulador, éste lleva a cabo acciones de emergencia, como por ejemplo la suspensión de actividades por parte de la empresa (Gráfico N° 24).

Gráfico N° 24: Proceso de Gestión de Riesgos



Fuente: Osinergmin

La realización del proceso de gestión de riesgo es una herramienta que permite evaluar el riesgo, identificar las acciones a tomar y clasificar los riesgos. Este modelo considera que las actividades de alto riesgo deben ser controladas con más frecuencia (ya que pueden generar daños sociales más grandes), mientras que las actividades con riesgo moderado o bajo deben ser monitoreadas con menos frecuencia con el fin de minimizar los costos asociados al monitoreo del esfuerzo por el regulador (Mondello, 2011).

En forma tradicional, los organismos reguladores tienen cierta discreción para poner en práctica los objetivos delegados mediante la legislación. De esta forma, los agentes participantes en el mercado son obligados a cumplir con ciertas disposiciones reglamentarias establecidas

por el regulador. En estas circunstancias, las relaciones de principal - agente tienden a ser incompletas, en donde la incertidumbre y la información asimétrica no hacen posible establecer ex ante todos los estados de la naturaleza. Esto puede generar que algunos instrumentos regulatorios sean establecidos de forma general y exista un alto grado de discrecionalidad en su aplicación.

En este caso, las formas de cumplir con dichos vacíos puede ser transferido a la parte administrada, la cual tiene un mayor acceso a la información relevante (Bamberger, Rugh y Mabry, 2006).³⁴ De esta forma, Osinermin en los últimos años ha desarrollado métodos como el procedimiento de declaraciones juradas (PDJ) de cumplimiento de obligaciones técnicas y de seguridad, por ejemplo en el sector hidrocarburos, para incentivar la autosupervisión de las exigencias legales aplicables a la actividad y uniformizar criterios de aplicación.

En algunos casos, la creación de mercados puede aliviar el problema de la internalización de los costos. En el caso de la regulación de la seguridad, los mercados de seguros, donde los consumidores pueden acceder a algún tipo de protección de responsabilidad civil ante la ocurrencia de algún evento que ocasione algún daño sobre su integridad, puede limitar el problema de riesgo moral (*moral hazard*). En este caso, las normas de responsabilidad civil hacen obligatorio contar con pólizas de seguros, por lo cual la intervención del sector seguros atenuaría (aunque no eliminaría) la necesidad de regulación.

En el caso peruano, las actividades de hidrocarburos y gas natural tienen la obligación de contar con un seguro de responsabilidad civil extracontractual. Este mandato se aplica, de manera general, a todas las actividades de hidrocarburos y está estipulado en el artículo 30° del Reglamento de Seguridad de las Actividades de Hidrocarburos (Decreto Supremo N° 043-2007-EM). La obligación del seguro de responsabilidad civil extracontractual se norma a su vez en dispositivos específicos para cada una de las actividades en hidrocarburos y gas natural.

Las preocupaciones ambientales también influyen en la política de regulación del sector energético. Por ejemplo, en lo que se refiere a los instrumentos para regular las externalidades que afectan al medio ambiente, en el Perú se estableció una política de promoción basado en licitaciones de energía renovable para contribuir a la mitigación de gases de efecto invernadero (GEI). A nivel conceptual, este esquema de promoción se basa en principios microeconómicos. El nivel óptimo de generación renovable en un sistema eléctrico está dado por la intersección de la curva del beneficio marginal de estas tecnologías con la curva de costo marginal. Estas

³⁴ La regulación como delegación, *regulation as delegation*.

curvas dependen de diversos determinantes. La curva de costo marginal está determinada, por ejemplo, por el avance tecnológico y la curva de oferta de las fuentes primarias de energía (intermitencia). Los beneficios marginales están dados por los costos privados y sociales de las fuentes alternativas de energía, tales como el costo de inversión, los precios de los combustibles, y las externalidades sobre el medio ambiente y la salud (Hirth, 2015).

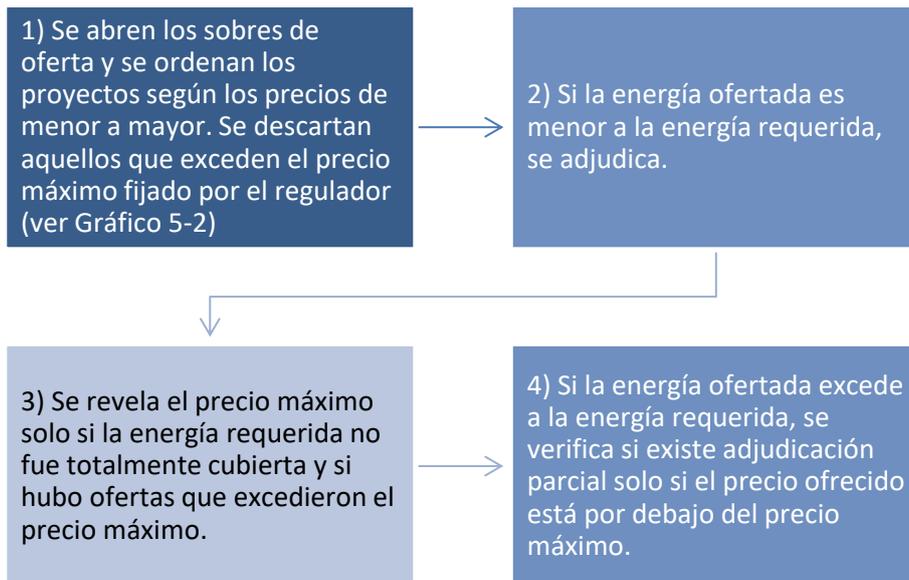
En este contexto, las energías renovables no convencionales (RER) han sido promovidas en el Perú mediante el Decreto Legislativo N° 1002, “Promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables” donde se establece que el Ministerio de Energía y Minas fijará una cuota cada cinco años de participación en el parque generador para este tipo de centrales. Esta cuota ha sido fijada inicialmente en un 5% entre fuente de biomasa, energía eólica y solar, fuentes geotérmicas y mareomotriz, así como fuentes hidráulicas pequeñas.

El mecanismo usado para alcanzar esta cuota consiste en un sistema de remuneración basado en un ingreso garantizado (producto de una subasta de energía), el cuál es recuperado mediante el cobro del precio *spot* de electricidad, donde se le asegura el despacho a estas centrales. Si esta remuneración no alcanza para recuperar sus ofertas, Osinergmin calculará una *prima* destinadas a asegurar que se recuperen los costos ofertados.

La subasta es un mecanismo de competencia por el mercado, en el cual se busca la eficiencia en la provisión de la electricidad en base a fuentes renovables, a través de la competencia entre participantes. Este mecanismo sirve para reducir la información asimétrica ligada a la existencia de información privada de parte de los desarrolladores del proyecto. El MEM fija la cantidad de energía requerida y el tipo de tecnología a subastar. El proceso de adjudicación es dependiente del tipo de tecnología, realizándose una subasta para cada una. Las ofertas se ordenan de mayor a menor y se descartan aquellas ofertas que exceden el precio máximo de adjudicación fijado por Osinergmin³⁵. Luego, se adjudican las ofertas de menor precio hasta cubrir la energía requerida. En el Gráfico N°25 se indican los cuatro principales pasos del procedimiento de adjudicación de la subasta.

³⁵ La tarifa es fijada teniendo en cuenta el nivel óptimo de producción de equilibrio de energía renovable, donde el costo marginal es igual al precio de la electricidad.

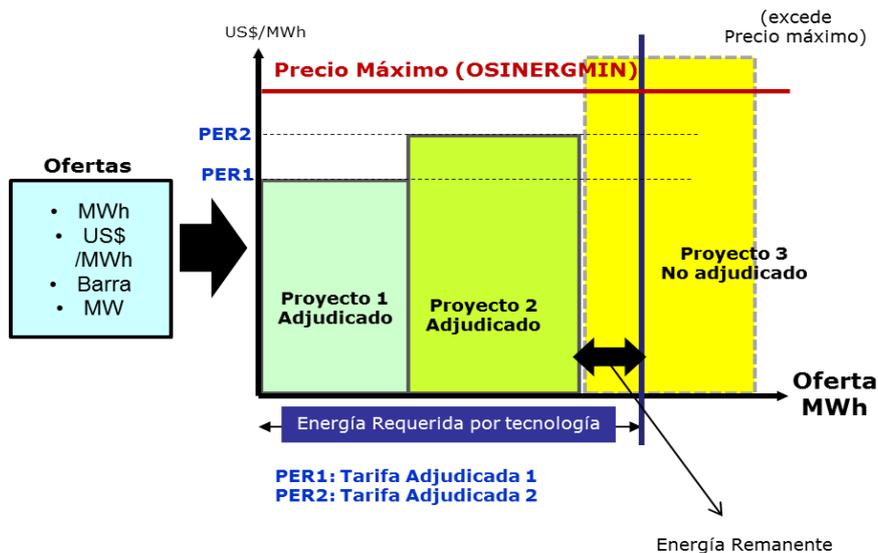
Gráfico N° 25: Procedimiento de adjudicación de la Subasta RER On-Grid



Fuentes: MEM y Osinergmin. Elaboración: Osinergmin

Los participantes que se adjudican la subasta son remunerados de acuerdo al precio ofertado. El Gráfico N° 26 muestra un ejemplo de adjudicación de subasta, en el cual se presentan tres proyectos. La adjudicación se efectúa en orden de mérito de las ofertas que no superan la tarifa máxima y hasta que se complete la energía requerida. En ese sentido, los proyectos se ordenan según sus tarifas de menor a mayor. Dado que los Proyectos 1 y 2 ofertan precios por debajo del precio máximo fijado por Osinergmin y, considerando que su energía ofertada es menor a la requerida, se adjudican. En este caso, se revela el precio máximo dado que la energía requerida no ha sido totalmente cubierta. No se considera una adjudicación parcial del Proyecto 3 porque su precio supera el precio máximo fijado.

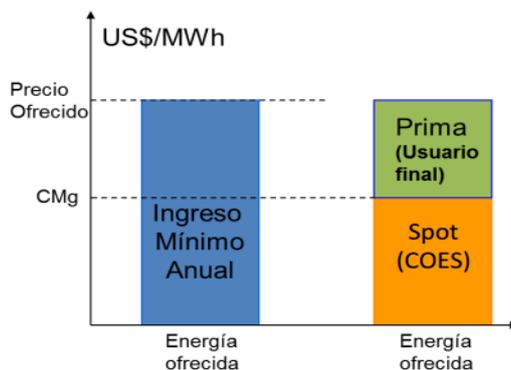
Gráfico N° 26: Criterio de adjudicación RER



Fuentes: MEM y Osinerghmin. Elaboración: Osinerghmin

Una vez que los proyectos RER adjudicados estén operando, sus ingresos provendrán de la venta de la energía producida a los costos marginales del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). En caso resulten menores que la tarifa adjudicada, recibirán una compensación o prima (Prima RER) mediante un proceso de liquidación de ingresos efectuado por Osinerghmin (ver gráfico N° 27). Esta prima es financiada por todos los usuarios eléctricos a través de un cargo en el peaje de conexión a la red de transmisión. El plazo de vigencia de la tarifa de adjudicación es de 20 años y queda establecido en las bases de la subasta.

Gráfico N° 27: Liquidación de ingresos



Fuentes: MEM y Osinerghmin. Elaboración: Osinerghmin

4.2. Seguridad energética

Una serie de países establecen la seguridad energética como una de las principales prioridades en sus políticas energéticas. La Política Energética Nacional 2010-2040 establece como uno de sus pilares la seguridad energética.

Desde una perspectiva económica, Bohi y Toman (1996) definen la inseguridad energética como la pérdida de bienestar resultante de un cambio en el precio o la disponibilidad física de la energía. Por ejemplo, Hamilton (1983), Burbidge y Harrison (1984) y Gisser y Goodwin (1986), encontraron una relación negativa entre el precio del petróleo y la actividad económica. Sin embargo, la seguridad energética no sólo se relaciona con los *shocks* de precios, sino también en la disponibilidad física de la energía. Los precios no siempre son capaces de igualar la oferta y la demanda de energía, por lo cual, se pueden producir interrupciones de suministro energético.

En la literatura académica varios estudios han analizado el costo de las interrupciones del suministro energético. Así, Targosz y Manson (2007) estimaron el costo de la inadecuada calidad en la provisión de la energía en los países de la UE-25 y determinaron que este monto sería más de 150.000 millones de euros (90% en el sector industrial). Asimismo, LaCommare y Eto (2006) desarrollaron un enfoque *bottom-up* para estimar el costo para los consumidores estadounidenses relacionados con los problemas de calidad de energía (interrupciones y otros eventos de calidad), descubriendo que los costos anuales ascendieron US\$ 79.000 millones, de los cuales 70 % se focalizaban en el sector comercial. Para el caso peruano, Chisari, Mastronardi, Vásquez y Romero (2015) evaluaron el impacto sobre la economía peruana de distintas alternativas de interrupciones del servicio de transporte de gas. Para ello, utilizaron un modelo de equilibrio general computable de la economía peruana con marco de referencia en el 2010, con una detallada representación del sector energético. Los resultados de dicho estudio señalan que los desastres pueden afectar la infraestructura energética de un país y generar interrupciones prolongadas de los servicios, en particular cuando se trata de líneas de alta tensión o gasoductos troncales.

Las políticas enfocadas en alcanzar la seguridad energética se originaron como consecuencias de la crisis de la década de 1970, donde el crecimiento económico dependía de la disponibilidad de petróleo. En ese contexto, nacieron instituciones como la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés), la cual se ocupa de analizar la disponibilidad del suministro de petróleo a nivel mundial. Por otro lado, la Unión Europea (UE) también mostró preocupación en el tema. Así, los estados miembros adoptaron una regulación

específica sobre seguridad de suministro de productos petrolíferos, que es similar a las políticas establecidas por la IEA (Miras, 2008). La metodología aprobada por la IEA establece, como lineamiento principal, fijar una cantidad mínima de reservas de petróleo en cada país miembro, denominado existencias mínimas, tomando como base de cálculo una cantidad equivalente a 90 días de las importaciones netas del año precedente.

En el sector peruano de hidrocarburos líquidos, la regulación establece que los productores y distribuidores mayoristas que realicen ventas a partir de una planta de abastecimiento y cuenten con capacidad de almacenamiento propia o contratada en la referida planta, están obligados a mantener existencias medias y mínimas. Las medidas solo obligan a que el agente haya contado, como promedio, con el volumen equivalente a 15 días de despacho de los últimos seis meses (resultado del mes objeto de medición). Por otro lado, las existencias mínimas obligan a que el agente mantenga un volumen permanente de combustible almacenado como *stock*, equivalente a cinco días de despacho promedio de los últimos seis meses (artículo N° 43 del Decreto Supremo N° 045-2001-EM para combustibles líquidos y el art. 8° del Decreto Supremo N° 01-94-EM, modificado recientemente por el Decreto Supremo N° 015-2015-EM para gas licuado de petróleo (GLP)).

Asimismo, en nuestro país existe un Fondo para la Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC), el cual es un esquema de estabilización de los precios al usuario final, que tiene como objetivo reducir la alta volatilidad de los precios internos relacionada a la variación de los precios internacionales, lo que incrementaría el bienestar social. El FEPC se creó mediante el Decreto de Urgencia N° 010-2004. Tiene vigencia permanente a partir del 1° de enero del 2013.

La seguridad de suministro ha tenido un importante desarrollo normativo en los últimos años en el Perú. En el 2012 se promulgó la Ley N° 29852, que crea el Sistema de Seguridad Energética (SISE) en hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE); y la Ley N° 29970, que afianza la seguridad energética. Estas normas conforman los dos instrumentos normativos primordiales para la seguridad de suministro (el énfasis del SISE está en el desarrollo de infraestructura de almacenamiento y redes de ductos estratégicos).

En lo referente a la seguridad de suministro en el mercado eléctrico, esto se discutirá cuando se analice el diseño del mercado eléctrico peruano, el pago por potencia y las reservas estratégicas.

4.3. Información asimétrica y regulación en mercados competitivos

En la industria de hidrocarburos, la Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH) dispone que los precios sean determinados por la oferta y la demanda. No existe regulación tarifaria respecto de los derivados del petróleo, exceptuando el caso del transporte de hidrocarburos por ductos.

Sin embargo, la estructura oligopólica de varios segmentos del mercado, características de monopolio natural, monopolio regional, la existencia de información asimétrica entre los vendedores de combustibles y los consumidores más la volatilidad de los precios internacionales genera efectos en la economía tanto a nivel macroeconómico como microeconómico.

Gallardo, Vásquez y Bendezú (2005) observaron que la volatilidad de los precios tiene una relación con la estructura de los mercados de abastecimiento y almacenamiento de combustibles. Asimismo, indican que la literatura describe que la sensibilidad de la demanda a estas variaciones es alta si el ingreso aumenta y el presupuesto es gastado en alta proporción en combustibles; mientras que es baja ante aumentos en el precio y hay una mayor aversión al riesgo. Esto estaría relacionado a que la demanda de combustibles es una demanda derivada, es decir, se consume a partir de la tenencia de un bien (durable) que funciona con combustible. Por ello, en el corto plazo, no es posible cambiar el patrón de consumo ya que es costoso cambiar el bien durable cada vez que el precio cambia (Schmalensee, 2012).

Es importante señalar que en el caso de los precios de los combustibles, así como en muchos otros bienes de consumo e industriales se ha identificado la ocurrencia del fenómeno *rockets and feathers*. Este hace referencia a que los precios varían asimétricamente, suben rápidamente si el precio internacional del insumo sube pero bajan muy lentamente si ocurre lo contrario (Peltzman, 2000). Según Vásquez (2005), existen cuatro razones teóricas para explicar este fenómeno: la colusión tácita asociada al acuerdo entre las empresas dominantes alrededor de un precio focal, el manejo de inventarios, los costos de ajuste de la producción de las refinerías y los costos de búsqueda de los consumidores asociado al aprovechamiento del monopolio u oligopolio espacial.

Por las razones antes expuestas se justifica la intervención del Estado para reducir el riesgo que significa la poca predictibilidad de los precios y proteger a los consumidores y empresas. En el caso peruano, el Estado creó los precios de referencia y el mecanismo del Fondo de Estabilización de los Precios de los Combustibles (FEPC).

En el caso de los precios de referencia, el instrumento ha servido para que las organizaciones de consumidores y gremios tomen conocimiento de la tendencia que deberían

seguir los precios. Esto ha permitido que ellas puedan manifestar su opinión cuando se observa una respuesta asimétrica que consideran injustificada. Sin embargo, la Ley Orgánica de Hidrocarburos dispone que los precios se formen de acuerdo a la oferta y la demanda. En ese sentido, sería útil el estudio del grado en que el fenómeno *rockets and feathers* de los combustibles se debe a las razones teóricas mencionadas anteriormente y en qué grado el mecanismo de los precios de referencia ha tenido un impacto positivo o negativo en el comportamiento de los precios.

En el caso de la relación calidad-cantidad, la regulación se justifica a partir de que los agentes económicos acceden a diferentes conjuntos de información, los cuales, en el sector hidrocarburos son más ventajosos para las empresas proveedoras de combustibles. En otras palabras, existe el problema de la información asimétrica. La consecuencia negativa es que, por ejemplo, una estación de servicio puede no brindar la cantidad de combustibles comprada al precio de lista debido a que sus mangueras de expendio están mal calibradas en perjuicio del consumidor y este último no puede saber si eso está ocurriendo hasta después de realizada la compra (control metrológico o de cantidad). Por otro lado, el combustible expendido puede no cumplir con los parámetros de calidad requeridos por las Normas Técnicas Peruanas (contenido de azufre, octanaje, entre otros). La externalidad que provoca un combustible de mala calidad está asociada al perjuicio en el funcionamiento del motor del vehículo y a la emisión de partículas contaminantes que provocan enfermedades respiratorias. De manera similar al caso de cantidad, el consumidor no se dará cuenta de ello hasta después de un tiempo de haber estado consumiendo ese combustible.

4.4. Acceso universal

4.4.1. Servicios públicos

En los últimos años, la reducción del número de hogares en situación de pobreza energética se ha convertido en uno de los retos más importantes de energía para nuestro país. En ese sentido, el Estado ha puesto en marcha una serie de políticas para hacer frente a la pobreza energética.

El rol de los Estados es identificar los instrumentos más adecuados para lograr el acceso a la energía a toda la población, el cual se puede resumir en la implementación de esquemas de subsidios, considerando aspectos como:

- La adecuada identificación de beneficiarios y nivel de focalización.
- Fuentes de financiamiento sin una elevada carga al fisco.

- Bajo costo administrativo.
- Generación de incentivos adecuados para el uso y conservación de la energía.

Bhattacharyya (2012) enfatiza que los subsidios deben ser acompañados de programas de eficiencia energética.

En el Perú, la problemática del acceso a energía ha empezado a discutirse con mayor fuerza debido al bajo grado de electrificación en áreas rurales (75.2% en el 2014), la percepción del alto costo de los combustibles líquidos (puesto 79 de 162)³⁶, y el aún acceso limitado del gas natural a nivel residencial (6.1% - 2014). Estos aspectos han generado una serie de políticas de Estado para fomentar el acceso a la energía, que requieren ser analizadas de manera integral. En el Gráfico N° 28 se describen algunas formas de implementar esquemas de subsidios.



Fuente: Osinergmin.

4.4.2. Alternativas tecnológicas para el acceso a energía

Electricidad

Existen diferencias entre el costo de ampliar las redes de distribución y la generación a través de sistemas aislados. La identificación de las mejores opciones depende de una serie de variables como, por ejemplo, la distancia de la red a los centros poblados a las redes y el nivel de consumo promedio de los consumidores.

³⁶ GlobalPetrolPrices.com Recuperado de http://www.globalpetrolprices.com/gasoline_prices/

- **Electrificación Rural**

En nuestro país, en el 2006 se introdujo la Ley N° 28749 (Ley General de Electrificación rural) que tiene por objeto establecer el marco normativo para la promoción y el desarrollo eficiente y sostenible de la electrificación de zonas rurales. Financiado mediante un cargo a las tarifas eléctricas y fondos públicos para cubrir los costos de inversión en electrificación rural. Se caracteriza como un mecanismo de subsidio “intrasectorial”. El Plan de Electrificación Rural establece como objetivo, incrementar en los próximos 10 años el acceso a la energía eléctrica a 3.8 millones de habitantes. Actualmente, se vienen desarrollando seis contratos de ejecución de obra mediante la instalación de Sistemas Fotovoltaicos Domiciliarios (SFD) que comprende veinte proyectos de electrificación. El número estimado de beneficiarios es de 500 mil viviendas.

- **Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE)**

El 2001, mediante Ley N° 27510, se creó el Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE) dirigido a favorecer el acceso y permanencia del servicio eléctrico a todos los usuarios residenciales del servicio público de electricidad comprendidos dentro de la opción tarifaria BT5B residencial con consumos mensuales de hasta 100 kW.h (kilovatios-hora).

Mediante Ley N° 30319,³⁷ se adecuaron los parámetros de aplicación del FOSE y se incrementaron los descuentos establecidos en la Ley N° 27510 para los usuarios de los sistemas eléctricos Urbano-Rural y Rural de los Sectores Típicos 4, 5 y 6 con la finalidad de atenuar el impacto tarifario en las regiones con mayor índice de pobreza.

El FOSE consiste en un esquema de subsidio cruzado. Se financia con un recargo (de 2,5% a 3% aproximadamente³⁸) en la facturación de los usuarios a nivel nacional del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) cuyos consumos mensuales son mayores a 100 kW.h. Este recargo permite financiar el FOSE sin afectar los recursos que requieren las empresas de electricidad para la prestación del servicio eléctrico, ni los recursos del Tesoro Público, lo que ha hecho de este subsidio cruzado, un mecanismo viable y sostenible desde su creación en el año 2001.

A continuación, se explica la Ley N° 30468, la cual modificó en el 2016 los parámetros de aplicación del FOSE.

³⁷ Publicada en el diario Oficial El Peruano el 22/04/2015.

³⁸ Informe Técnico N° 595-2015-GART.

- **Mecanismo de Compensación de la Tarifa Eléctrica Residencial (MCTER)**

El 2016, mediante Ley N° 30468, se creó el Mecanismo de Compensación de la Tarifa Eléctrica Residencial con la finalidad de asegurar la competitividad de las tarifas eléctricas de los usuarios residenciales independientemente de su ubicación geográfica y el sistema eléctrico al que pertenezcan (SEIN o sistemas aislados). Sin embargo, la Ley exceptúa de su aplicación los suministros atendidos mediante Sistemas Fotovoltaicos y otros sistemas similares.

El MCTER se aplica sobre la facturación de los usuarios residenciales de los sistemas eléctricos que tengan un cargo por energía mayor al Cargo Ponderado Referencial Único de Energía, logrando una misma tarifa para todos los usuarios residenciales a nivel nacional antes de la aplicación de los descuentos y recargos del FOSE. Se financia con los saldos disponibles del FISE, hasta un máximo de S/ 180 millones anuales sin afectarse los recursos del Tesoro Público.

La fijación de la metodología de aplicación tanto del FOSE como del MCTER se encuentra dentro de las facultades otorgadas a Osinergmin. En el caso del FOSE, Osinergmin está encargado de su administración mediante el cálculo de las transferencias entre las empresas aportantes y receptoras del fondo. Para el MCTER, Osinergmin aprobó mediante Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 175-216-OS/CD el procedimiento para la aplicación del MCTER.

Gas Natural

Dentro de las concesiones de distribución (como Lima y El Callao), el problema consiste en financiar la ampliación de la red de distribución. Para los potenciales usuarios en otras zonas del país, se deben evaluar alternativas como: el uso de gas natural comprimido (GNC), construir plantas de regasificación en determinadas regiones del país para llevar el gas natural desde el sur de Lima, emplear la tecnología *Gas to Liquids* (GTL), y construir infraestructura de transporte por ductos y nuevos puntos de interconexión.

A fin de promover la masificación del uso del gas natural a nivel nacional, el Estado peruano creó, mediante Ley N° 29852, el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE). A continuación, se explica en mayor detalle este mecanismo.

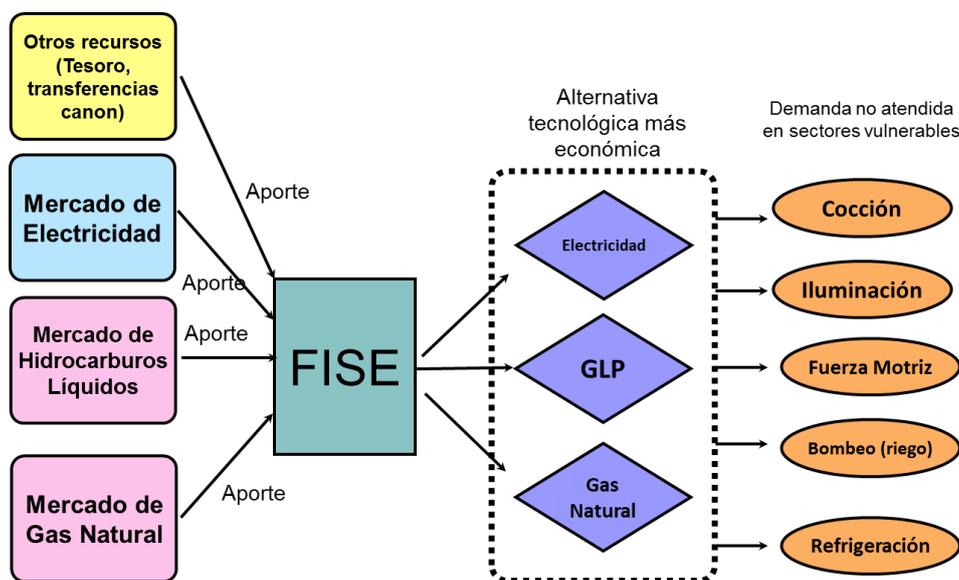
- **Fondo de Inclusión Social Energético (FISE)**

El Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) es un mecanismo de política de inclusión social del Estado, cuyo propósito es el de llevar energía menos contaminante a poblaciones más vulnerables en todo el país, a través de tres fines:

- La masificación del gas natural para viviendas y vehículos.
- La ampliación de la frontera energética utilizando energías renovables.
- La promoción para el acceso al GLP en los sectores vulnerables urbanos y rurales.
- Compensación a las empresas de distribución de electricidad para la aplicación del MCTER.
- Implementación del Mecanismo de Promoción contenido en el D.S. N° 040-2008-EM, dirigido a los pobladores de menores recursos.

Uno de los programas del tercer fin es el “Programa de promoción para el acceso al GLP”, el cual consiste en otorgar vales de descuento de S/.16 en la compra de un balón de 10 Kg de GLP y la distribución del kit de cocina a los hogares de las poblaciones vulnerables. Los beneficiarios de este programa son los hogares de las poblaciones vulnerables del país, identificados a partir de los criterios de focalización. El financiamiento del FISE se da con cargos en el transporte de hidrocarburos y electricidad.

Gráfico N° 29: Diseño del Fondo Unificado de Acceso Universal a la Energía



Fuente: Vásquez, García, Quintanilla, Salvador y Orosco (2012).

En abril del 2012, el Estado Peruano promulgó la Ley de Creación del FISE, con el propósito de alcanzar el acceso universal a la energía para todos los peruanos a través de la masificación del gas natural, la ampliación de la frontera energética y la promoción y compensación del uso del gas doméstico GLP en las poblaciones vulnerables. El MEM mediante D.S N° 021-2012-EM designa a Osinergmin como administrador del FISE por dos años, cuyo plazo se prorrogó por tres años más (Ley N° 30114).

Mediante Decreto Legislativo N° 1331, se modificó e introdujo disposiciones a la Ley del FISE a fin de promover la masificación del gas natural a nivel nacional.

- **BonoGas**

El BonoGas busca promover el uso de gas natural en las viviendas a través de un financiamiento para la construcción de la instalación de gas natural con un punto para la cocina. El financiamiento que brinda el BonoGas es del 100% para la construcción de la instalación interna y dependiendo del estrato socioeconómico en el que se ubique la vivienda, el usuario deberá realizar la devolución de un porcentaje, a través de su recibo de consumo de gas natural. Este programa es financiado por el FISE. A la fecha, se encuentra disponible para Lima, Callao e Ica.

4.5. Industrias de redes

Los esquemas regulatorios de la industria de redes de electricidad y gas se diseñan para superar las ineficiencias debido a la naturaleza monopolística de la infraestructura de redes, facilitar la competencia en el mercado *upstream* y *downstream* y establecer incentivos adecuados para su funcionamiento eficiente.

Las diferencias en el diseño del mercado pueden abarcar diferentes aspectos del mismo, como la organización del mercado mayorista (centralizado o bilateral), la forma de remunerar los servicios auxiliares, el establecimiento de los efectos de la transmisión en la red, entre otras. En la presente sección se presentará el diseño de mercado de la industria de electricidad y gas natural. Asimismo, se presentará los principales mecanismos utilizados en la regulación de monopolios naturales.

4.5.1. Diseño del mercado

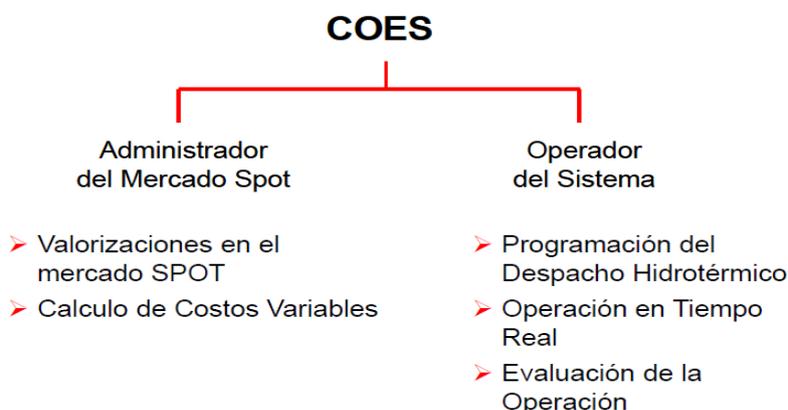
a) Electricidad

En el Perú la industria eléctrica comprende las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización.³⁹ A través de la reforma del año 1992, se adoptó por una desintegración vertical de la industria, con el establecimiento de competencia en el mercado mayorista a través de un pool obligatorio. La desintegración del mercado eléctrico necesitó la creación de un operador central que gestione el funcionamiento del mercado eléctrico. Este

³⁹ Si bien la distribución y comercialización se consideran como dos actividades diferentes en la Ley de Concesiones Eléctricas, en la práctica ambas actividades son desarrolladas por las empresas concesionarias de distribución eléctrica.

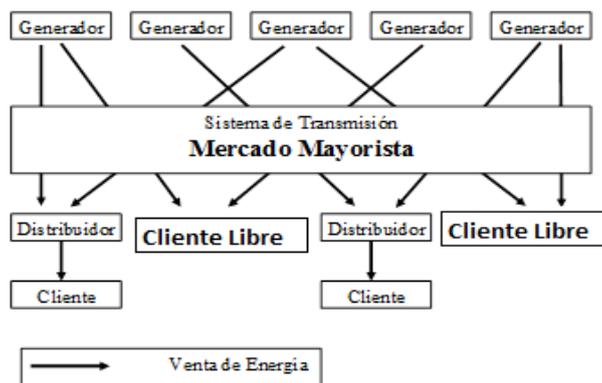
agente es denominado Comité de Operación Económica del Sistema (COES). El COES está integrado por los agentes participantes en el mercado eléctrico, y tiene como finalidad coordinar la operación del sistema basado en el criterio del mínimo costo.

Gráfico N° 30: Funciones y competencias del COES



Fuente: COES

Un *pool* obligatorio consiste en un mercado mayorista de electricidad organizado centralmente, donde existe un operador del sistema encargado de realizar el balance entre la oferta y la demanda de electricidad en todo momento en el tiempo. En este esquema, todos los generadores venden energía por intermedio del *pool* a través de un sistema de subastas horarias de energía llevadas a cabo por el operador del mercado. En estas subastas cada operador ofrece diferentes precios para diferentes cantidades. El operador del mercado realiza el balance entre la demanda estimada y la oferta ordenando las subastas de acuerdo a los precios. El precio ofertado por el último generador con una subasta válida se convierte en el precio del sistema, al cual todos los compradores y vendedores realizan sus transacciones. El operador del sistema puede modificar el despacho a fin de evitar posibles problemas de congestión. En el mercado mayorista, el precio marginal del sistema se calcula cada 15 minutos. En el esquema original establecido en la LCE solo los generadores tenían acceso al mercado mayorista, para ajustar sus desbalances entre los contratos y la energía despachada.

Gráfico N° 311: Diseño del mercado eléctrico

Fuente: Dammert, García y Molinelli (2008)

Desde la reforma de 1992 hasta 2006, las actividades de generación y transmisión se regularon fundamentalmente con la LCE (y su Reglamento). En el año 2006, ocurre un cambio significativo en ambas actividades con la promulgación de la Ley N° 28832 (Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, LDEG). La LDEG introdujo cambios importantes como las licitaciones en el suministro de energía para los usuarios regulados. Asimismo, incorporó un sistema de planificación de la actividad de transmisión. La reforma incorporó cambios en el COES, donde éste queda conformado por generadores, transmisores, distribuidores y grandes usuarios libres, con un directorio independiente. Asimismo, se le encargan nuevas funciones como la de elaborar el Plan de Transmisión.

Los usuarios del sistema eléctrico peruano están divididos en usuarios libres y regulados. Los usuarios cuya máxima demanda anual sea superior a 2 500 kW son Usuarios Libres. De 200 kW a 2 500 kW tienen la libertad de elegir entre libres y regulados. Hasta el año 2006 las ventas de energía eléctrica por parte de las empresas de generación al mercado regulado se encontraban sujetas a regulación de precios por parte de Osinergmin (tarifas en barra). Sin embargo, con la promulgación de la LDGE se introdujo un mecanismo de licitaciones por medio del cual las empresas de distribución realizan subastas de energía para contratar el suministro del mercado regulado. Bajo este nuevo esquema se establece en una *competencia por el mercado* del tipo enunciado por Demsetz (1968). Mientras que en el mercado libre los generadores o distribuidores pueden negociar libremente los precios de generación con los clientes finales.

En el mercado regulado, los distribuidores pueden adquirir energía para sus consumidores principalmente a través de 2 métodos: i) contratos bilaterales (cuyos precios no pueden exceder la tarifa en barra) y ii) licitaciones. La LCE establece que las empresas de

distribución deberán tener contratos vigentes con empresas generadoras que le garanticen su requerimiento total de potencia y energía como mínimo por los siguientes veinticuatro meses.

Los procesos de licitación tienen el propósito de establecer los precios del suministro eléctrico (potencia y energía asociada) en condiciones de competencia, mediante concursos públicos que finalizan con la suscripción de contratos entre generadores y distribuidores, que garantizan la atención de los consumidores del sistema eléctrico en el corto y largo plazo. Es obligación del distribuidor iniciar un proceso de licitación con una anticipación mínima de tres años, a fin de evitar que la demanda de sus usuarios regulados quede sin cobertura de contratos. Los contratos tienen horizontes de entre 5 a 20 años, existiendo limitaciones para la contratación según plazos. Así, los contratos con plazos inferiores a cinco (5) años no podrán cubrir requerimientos mayores al veinticinco por ciento (25%) de la demanda total de los usuarios regulados del distribuidor.

Gráfico N° 32: Plazos de licitaciones

Tipo	Plazo Contractual	Cantidad a Contratar	Convocatoria	Objetivo
Largo Plazo	Entre 5 y 20 años	Hasta 100%	Anticipada de al menos 3 años	Servir de herramienta de promoción de inversiones
	Hasta 5 años	Hasta 25%		

Gráfico N° 333: Formación de precios a nivel generación

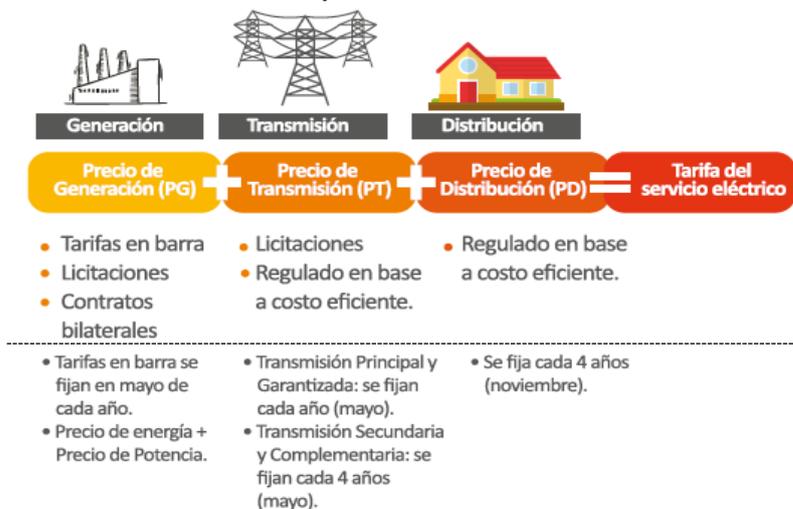


Fuente: Osinergmin

La finalidad de las licitaciones es brindar a las empresas de generación una señal de largo plazo para determinar sus decisiones de inversión, así como brindar seguridad al suministro eléctrico de los usuarios regulados. Osinergmin participa en el proceso de licitación a través de la aprobación de las bases del concurso (que incluyen los modelos de contrato),⁴⁰ la supervisión de la libre competencia en el proceso de licitación, y también en la determinación de un precio tope para la energía a contratarse. Los precios que se transfieren a los usuarios regulados son una ponderación entre las tarifas en barra y los precios firmes de las licitaciones. Este precio promedio se denomina Precios a Nivel Generación (ver Gráfico N° 33). Las tarifas eléctricas al consumidor final están determinadas por la suma de los precios a nivel generación, transmisión y distribución (véase Gráfico N° 34).

⁴⁰ Artículo 6º de la Ley Nº 28832.

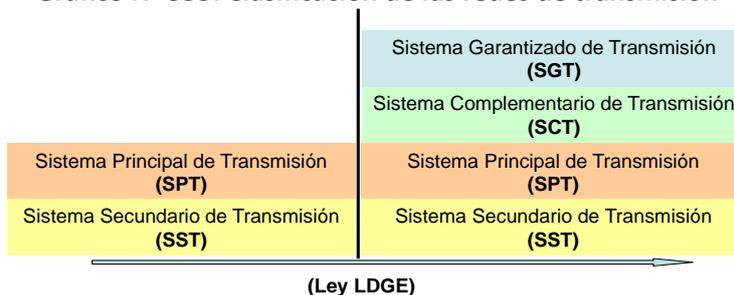
Gráfico N° 344: Formación de precios consumidores residenciales



Fuente: Osinergmin

En el caso de la coordinación de las inversiones en generación y transmisión, la LDGE introdujo un esquema planificado de expansión de las redes de transmisión eléctrica a través de la aprobación de un Plan de Transmisión propuesto por el COES y aprobado por parte del Ministerio de Energía y Minas.⁴¹ La LDGE buscaba revertir uno de los principales problemas con respecto al sector transmisión, el cual era la falta de incentivos para la expansión de la infraestructura. Así, se establecieron entre otras medidas: la planificación de la red troncal; el cambio en la clasificación de los sistemas: la introducción de dos nuevos tipos de sistemas, el Sistema Garantizado (SGT) y Complementario de Transmisión (SCT); y una mayor garantía para la recuperación de la inversión; y la estabilidad de pago por el uso de las redes.

Gráfico N° 355: Clasificación de las redes de transmisión



Fuente: Osinergmin

Es preciso indicar que la transmisión de electricidad se divide en redes principales y secundarias. La transmisión principal, representa las redes troncales que sirven para unir

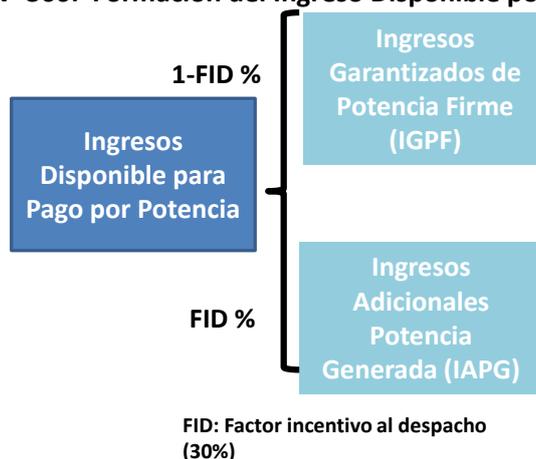
⁴¹ De acuerdo con la Ley N° 28832 el Plan de Transmisión es propuesto por el COES, revisado por Osinergmin y aprobado por el Ministerio de Energía y Minas cada 2 años.

grandes centros de producción y consumo, y su remuneración es asumida por todos los usuarios del servicio eléctrico. La transmisión secundaria, se remunera a través de peajes secundarios de transmisión, este costo es asumido por aquellos usuarios que utilizan dicho sistema. De la planificación surgen los proyectos de líneas de transmisión que deben construirse en el sistema (SGT) y aquellos que son de iniciativa por agentes interesados (SCT). Esta infraestructura se adiciona al Sistema Principal de Transmisión (SPT) y Sistema Secundario de Transmisión (SST) que se crean en la LCE y el RLCE.

Las redes de transmisión y distribución del sector eléctrico son consideradas como “facilidades esenciales” pues son infraestructuras necesarias para llegar a los clientes finales para la competencia en la comercialización de electricidad. La LCE consagra el Principio de Libre Acceso a las Redes al establecer la obligación de los concesionarios de transmisión a permitir la utilización de sus sistemas por terceros, quienes deberán asumir los costos y las compensaciones por el uso. Asimismo, Osinergmin ha establecido el “Procedimiento para fijar las Condiciones de Uso y Acceso Libre a los Sistemas de Transmisión y Distribución Eléctrica”. En caso exista alguna discrepancia entre entes privados por el acceso a las redes, el Osinergmin puede establecer un mandato de conexión.

Asimismo, con respecto a la seguridad en el aprovisionamiento eléctrico, es importante señalar que dado el problema del *missing money* descrito anteriormente de las centrales de punta, los generadores eléctricos perciben dos fuentes de ingresos: ingresos por venta de energía e ingresos por potencia. La Ley N° 28832 introdujo mecanismos de competencia para la determinación de los precios de la energía; sin embargo, mantuvo el *status quo* de la remuneración de la potencia, siendo los precios de potencia determinados de manera administrativa por Osinergmin.

En Perú, la capacidad se remunera mediante el mecanismo de pago en base al costo de expansión, que consiste en fijar un pago por capacidad igual al costo de expansión del sistema o costo fijo de la central de punta. La distribución de dicho pago se realiza a través de los ingresos recaudados en la tarifa de barra de potencia, lo que se conoce como “bolsa de potencia” lo cual representan los Ingresos Disponibles para Pago por Potencia (véase el Gráfico N° 36).

Gráfico N° 366: Formación del Ingreso Disponible por Potencia

Fuente: Osinergmin

Los Ingresos Garantizados de Potencia Firme (IGPF) se reparten realizando un despacho de potencia para la hora del pico mensual y el margen de reserva, en el que se ordenan las centrales por costo variable, de menor a mayor y donde cada central participa con su potencia efectiva (la potencia máxima generable en condiciones normales). Si la sumatoria de potencias efectivas es menor que la máxima demanda de pico más la reserva, se paga a todos los generadores por la totalidad de su potencia firme. En cambio, si la sumatoria de potencias efectivas es mayor que la demanda máxima más la reserva, se despachan las centrales en un flujo de potencia óptimo.

Los ingresos adicionales por Potencia Generada (IAPG) resultan de multiplicar la generación real horaria por un precio horario de la potencia. El precio horario de la potencia depende en forma directa de la probabilidad de no suministro en cada hora, cuyos valores son establecidos por el Ministerio de Energía y Minas conocido como Factores de Distribución Horaria del Precio de la Potencia (FDHPP). El Factor de incentivo al despacho tiene como fin repartir el monto de dinero disponible entre las centrales que suelen entrar a despachar en el sistema.

En el sistema eléctrico peruano se utiliza otro mecanismo de capacidad conocido como reservas estratégicas. A través de los mismos, se determina una cantidad de capacidad de reserva, con ciertas características tecnológicas para poder actuar en situaciones de estrés del sistema. Por ejemplo, este mecanismo en nuestro país es conocido como Reserva Fría de Generación (RFG), el cual es utilizado para dotar de eficacia a la provisión de confiabilidad en el suministro eléctrico, manteniendo un margen de reserva prudente para la operación del sistema

eléctrico. El COES es quien determina las necesidades de RFG para un periodo de cuatro años, indicando además su ubicación geográfica más conveniente dentro del sistema.

b) Gas natural

De manera general la industria de gas natural comprende las actividades de producción, transporte y distribución. De acuerdo a la Ley Orgánica de Hidrocarburos la actividad de producción no se encuentra sujeta a regulación de precios, mientras que las tarifas de transporte y distribución a través de ductos son reguladas por parte de Osinergmin.

Como se ha señalado previamente, la actividad de producción de gas natural se encuentra sujeta a libertad de precios, es decir, que las empresas con contratos de licencia para explotación de hidrocarburos y gas natural son libres de establecer el precio de venta de su producción. Esta situación se aprecia en la producción de gas natural del lote 31-C y los lotes ubicados en la costa norte (I, V, VI, X, XIII-B y Z2-B), así como en los lotes 56, 57 y 58 de la selva sur, en los cuales las empresas operadoras deciden libremente el precio de venta del gas natural que le cobrarán a sus clientes.

Sin embargo, en el caso del lote 88, el contrato de licencia incluyó unos precios máximos a los cuales la empresa operadora podría vender el gas natural (US\$ 1 por millón de BTU para los generadores eléctricos y de US\$ 1.8 por millón de BTU para los demás usuarios) y solo se permite su actualización de acuerdo a la evolución de ciertos índices de precios.

La comercialización del gas natural está sujeta al volumen de demanda y capacidad de diseño del ducto. En ese sentido, las empresas operadoras suelen realizar contratos de suministro de gas natural con sus clientes a fin de imponer niveles mínimos de utilización de la capacidad. Estos contratos tienen como principal objetivo trasladar riesgos del productor al comprador de gas. Asimismo, son la espina dorsal de la industria de gas natural ya que hacen viable el desarrollo de un nuevo yacimiento.

En el Perú se utiliza un modelo de contrato de compra y venta denominado *Take or Pay* (TOP), el cual es un contrato mensual donde existe un pago fijo por el consumo de un volumen promedio mensual de gas natural. El comprador está obligado a pagar el precio por el porcentaje fijo comprometido del gas natural, lo consuma o no. De esta manera se genera un flujo de caja constante desde el consumidor hacia el productor y sus financistas, siendo esta la fuente principal de repago de las deudas contraídas para financiar la construcción de la infraestructura requerida para explotar un yacimiento de gas natural.

Este flujo de caja puede ser modificado por cláusulas *Carry Forward* y *Make Up*. Las cláusulas *Carry Forward* (transferir al periodo siguiente) permiten que cualquier consumo en exceso sobre la cantidad del TOP pueda ser compensando con el pago de los periodos futuros cuando su demanda sea menor que el TOP y de esta forma no ser penalizado por consumos no realizados (Laub, 2011). Asimismo, las cláusulas *Make Up* permiten recuperar el pago efectuado por el gas natural que en efecto no se ha consumido, es decir, si se consumen 60 unidades de volumen y se paga por 80 porque existe un TOP de 80, se paga 20 de más que no se consumen efectivamente. Por lo tanto, en virtud de la cláusula *Make Up*, se crea una cuenta pendiente a recuperar por 20 unidades.

Por otra parte, la actividad del transporte de gas natural por red de ductos, dado que es un sector monopólico y regulado, se rige básicamente por el principio de acceso abierto al sistema de transporte. Esto consiste en que el transportista está obligado a permitir el acceso no discriminatorio de solicitantes a la capacidad disponible de su sistema de transporte, siempre que lo solicitado sea técnica y económicamente viable y que el solicitante califique para contratar el servicio de transporte.⁴²

Para contratar el servicio de transporte es necesario previamente participar en un proceso de licitación de asignación de capacidad disponible llevado a cabo por el transportista y fiscalizado por el Osinergmin. Es decir, la empresa con Contrato de Concesión de Transporte convoca a una Oferta Pública para la contratación de una capacidad en la red de transporte y de cantidades interrumpibles a fin de permitir el acceso no discriminatorio al ducto disponible. Este proceso está regulado por el Decreto Supremo N° 016-2004-EM, mediante el cual se aprobó “Las Condiciones Generales para la Asignación de Capacidad de Transporte de Gas Natural por Ductos”.

En el proceso de asignación de capacidad pueden participar todos los interesados en contar con la prestación del servicio de transporte de gas, debiendo cumplir con los requisitos que se establezcan en el pliego de bases y condiciones elaborado por el transportista y aprobado por el Osinergmin.

Los principales agentes involucrados en el Proyecto Camisea son Pluspetrol, en la actividad de explotación; TGP (Transportadora de Gas del Perú) en la actividad del transporte y Cálidda y Contugas en las actividades de distribución.

⁴² Artículo 72° del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM.

Al año 2015, el número de clientes de gas natural en el Perú fue de 345,136 entre usuarios residenciales, comerciales, industriales, generadores eléctricos y gasocentros mientras que en el 2004 había solo 12 clientes. Asimismo, el volumen distribuido en el 2015 fue de 523 MMPCD en comparación a los 45 MMPCD distribuidos en el 2004. Por otra parte, el número de vehículos convertidos a gas natural alcanzó los 172 mil.

**Cuadro N° 3: Número de Clientes de Gas Natural, Perú
2004 vs 2015**

Clientes/Años	2004	2015
Residenciales	0	339,632
Comerciales	1	4,880
Industriales	9	377
Gasocentros (GNV)	1	232
Generadores eléctricos	1	15
Total	12	345,136

Fuentes: MEM y Osinergmin

Gráfico N° 377: Síntesis del Marco Regulatorio en el Perú

<p>EXPLORACIÓN Regulación por Precios Máximos</p> <p>(debido a la ausencia de competencia inicial)</p> <p><i>Precios Actualizables en base a índices del sector energético cada año.</i></p>	<p>TRANSPORTE Y DISTRIBUCION ALTA PRESION</p> <p>Precios basados en los costos ofertados en las subastas por el contrato (Competencia por el Mercado)</p> <p><i>Período Regulatorio: 2 años</i></p>	<p>DISTRIBUCION DE BAJA PRESION (Otras Redes)</p> <p>Reconocimiento de costos eficientes (<i>Yardstick Competition</i> en base a Benchmark)</p> <p><i>Período Regulatorio: 4 años</i></p>
--	--	--

Fuente: GRT-Osinergmin

4.5.2. Mecanismos de regulación tarifaria en monopolios naturales

En el marco regulatorio peruano se utiliza dos esquemas principales para la remuneración de las infraestructuras. Estos son el mecanismo de “empresa modelo eficiente” (producción de una cantidad demandada al mínimo costo técnicamente alcanzable) y el costo de servicio resultante de las licitaciones (*competition for the market*). A continuación, se explicará de manera general la manera en la que se determinan las tarifas en las diferentes actividades de la industria eléctrica y de gas natural.

a. Distribución de electricidad y gas

El modelo de la remuneración de las actividades monopólicas de distribución de electricidad y gas natural utiliza un modelo de regulación denominado *empresa modelo eficiente*,⁴³ para determinar los costos eficientes⁴⁴ de proveer el servicio. Este método requiere una menor disponibilidad de datos con respecto a aquellos métodos que calculan el costo eficiente a través de la contabilidad regulatoria.

El esquema basado en la empresa modelo eficiente, desde el punto de vista metodológico, es un enfoque de ingeniería en el cual se tiene como fin simular los costos de una empresa de distribución eléctrica ficticia en base a características técnicas, económicas y geográficas, los cuales sirven para determinar sus costos.

De tal forma, dada las características de los clientes (densidad, dispersión geográfica) y de capacidad de una empresa de distribución, se determinan los activos físicos necesarios (tipo de cables, capacidad de transformación) para su servicio. El objetivo de la empresa modelo eficiente no es diseñar la red real de la empresa, sino más bien construir una red de referencia, cuyo costo es indicativo del costo eficiente requerido para la construcción de una red.

Este tipo de esquema incorpora en un solo modelo los gastos de operación y mantenimiento, los gastos de capital, la calidad de servicio y las pérdidas de la red. Es un modelo *bottom-up* (modelo de ingeniería) en la medida que los costos de cada componente individual de la red son integrados dentro de la red de referencia como la suma de sus partes, el cual representa el costo de la operación de la red. Se considera la cantidad demandada (nivel de consumo y ubicación geográfica) que se requiere abastecer, a un nivel de calidad del servicio. Se puede considerar como referencia geográfica de inversión, la inversión realizada o la inversión óptima de la empresa regulada.

En forma práctica, se pueden determinar distintas áreas de demanda que influyen sobre los costos de distribución eléctrica. El costo de capital se calcula sobre una red ficticia utilizando una medida estándar de costos en equipos, expresándose como un costo anual, suponiendo una tasa apropiada de rendimiento y período de depreciación. Asimismo, los costos de operación y

⁴³ En el caso de la distribución de gas natural el esquema de regulación por empresa modelo eficiente se emplea para determinar los costos de operación y mantenimiento, mientras que los costos de inversión se determinan a partir de un plan de inversiones que contiene los proyectos y gastos que efectuará en la construcción de infraestructura para un periodo de 5 años.

⁴⁴ El costo eficiente es el menor costo de atender a la demanda con la tecnología vigente.

mantenimiento incluyen un valor como porcentaje de los activos, y operaciones relacionadas con el costo por cliente de la medición y facturación eléctrica.

En el sistema de distribución eléctrico peruano, en concordancia con la LCE, las empresas de distribución perciben por la prestación de sus servicios el Valor Agregado de Distribución (VAD), la cual se divide en VAD en Media Tensión y VAD en Baja Tensión. La LCE establece que, debido a las diferencias técnicas, geográficas y de costos que el servicio de red eléctrica puede tener en distintos sistemas eléctricos, el VAD se calcula para cada empresa concesionaria tomando en consideración Sectores de Distribución Típicos (Sector Típico) definidos por el Ministerio de Energía y Minas a propuesta de Osinergmin. Una empresa de distribución podía estar conformada por uno o más sectores de distribución típicos en su área de concesión. En cada revisión tarifaria⁴⁵ se elige una empresa de cada sector típico de distribución, la cual es responsable de contratar un estudio de costos, que correspondería a la empresa modelo eficiente. En el esquema de la LCE se aplica una forma de regulación conocida como *yardstick competition*, se aplica cuando se utiliza los costos de dicha empresa modelo para remunerar a todas las empresas que componen el respectivo sector típico de distribución eléctrica.

Asimismo, la LCE establece que el VAD se basa en una empresa modelo con un nivel de calidad preestablecido en las normas técnicas de calidad y está compuesto por los siguientes componentes: i) costos asociados al usuario, independientes de su demanda de potencia y energía, ii) pérdidas estándares de distribución en potencia y energía y, iii) costos estándares de inversión, operación y mantenimiento asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada.

El costo de la inversión es calculado como el costo estándar de inversión de un “sistema económicamente adaptado” a través del concepto de Valor Nuevo de Reemplazo (VNR). Así, se incentivan las inversiones eficientes. El costo de inversión de nuevas instalaciones es anualizado tomando en cuenta una tasa de descuento del 12% y un periodo de vida útil de las instalaciones de 30 años.

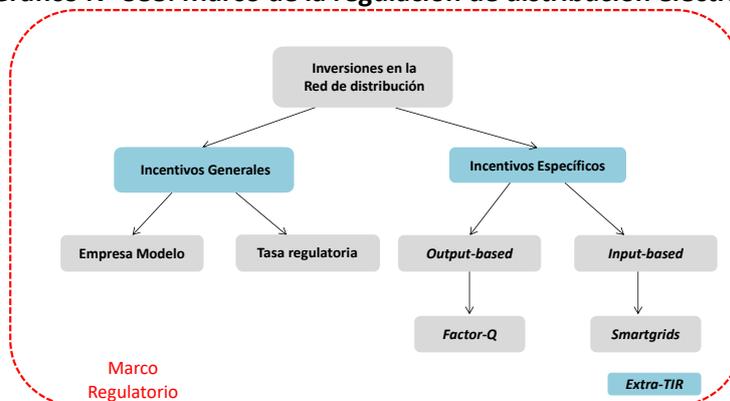
En forma reciente se ha dado un cambio significativo en la regulación de la distribución eléctrica a través del Decreto Legislativo N° 1221 en el 2015. Los cambios más importantes son la fijación del VAD por empresa (reemplazando el *yardstick* por sector típico) en aquellas

⁴⁵ Las tarifas y sus fórmulas de reajuste tienen una vigencia de cuatro años conforme lo establece el Artículo 73º de la Ley de Concesiones Eléctricas.

empresas que brinden el servicio a más de 50 000 suministros. Asimismo, el VAD incorpora un cargo asociado al desarrollo de proyectos de innovación tecnológica y/o eficiencia energética en los sistemas de distribución equivalente a un porcentaje máximo de los ingresos anuales. Dichos proyectos son propuestos y sustentados por las empresas y aprobados por Osinergmin para garantizar la rentabilidad de los mismos durante su vida útil. De igual forma, se adiciona un componente tarifario denominado Factor-Q, el cual actuará como un incentivo para la mejora en la calidad de la distribución eléctrica. Si la empresa ofrece una mayor calidad a la establecida por el regulador, la empresa recibirá un incentivo monetario, mientras que si provee una menor calidad recibirá cierto tipo de penalidades.

Finalmente, con el objetivo de ampliar la cobertura del servicio eléctrico se creó las Zonas de Responsabilidad Técnica (ZRT).⁴⁶ En las ZRT, las empresas distribuidoras tendrán la preferencia para realizar las inversiones de ampliación de la red. Asimismo, los gobiernos subnacionales (Regionales y Locales) deberán pedir los permisos correspondientes para realizar inversiones en las zonas donde las empresas distribuidoras actualmente no tienen un área concesionada pero que estarán bajo el ámbito de su ZRT. En el **Gráfico N° 38** se resume el marco general de la regulación de la distribución de electricidad en el país.

Gráfico N° 388: Marco de la regulación de distribución eléctrica



Elaboración: Osinergmin

Respecto a la actividad de distribución en la industria de gas natural, Osinergmin determina las tarifas calculando los costos eficientes en que incurrirá la empresa concesionaria en sus actividades de inversión, operación y mantenimiento. Los costos de inversión se determinan a partir de la valorización de la inversión realizada, para lo cual se considera el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de la infraestructura existente, y también de la inversión proyectada

⁴⁶ La ZRT comprende áreas definidas geográficamente para lograr el acceso al servicio eléctrico de todos los habitantes del país, las cuales preferentemente consideran el límite del ámbito de las Regiones donde opera el concesionario respectivo.

que se encuentra consignada en el Plan Quinquenal de inversiones, que contiene la planificación de las obras de inversión que ejecutará la empresa durante un periodo de 5 años. Por otra parte, los costos de operación y mantenimiento se determinan a partir de una empresa modelo.

A través del marco legal se ha establecido que las tarifas que se aplican a cada categoría tarifaria tienen que garantizar la competitividad del gas natural frente al combustible sustituto, por lo que el diseño tarifario empleado no considera criterios de costos incrementales (enfoque marginalista) en la asignación de los costos de distribución a cada categoría tarifaria, sino que por el contrario se emplea un criterio *roll-in* en el cual los costos totales son asignadas a todos los clientes con la finalidad de garantizar la competitividad de las tarifas, por lo que existen subsidios cruzados entre las categorías tarifarias, principalmente entre aquellas de elevado volumen de consumo sobre las de bajo consumo.

Asimismo, es conveniente señalar que el marco normativo prevé que en los contratos de concesión de distribución se incluyan las tarifas iniciales que el concesionario tendrá que aplicar a partir del inicio de operaciones comerciales de la empresa hasta un periodo máximo de 8 años. Luego de este periodo Osinergmin tiene que iniciar un proceso regulatorio para determinar las nuevas tarifas que remunerarán a la empresa.

Como se aprecia al inicio de la operación comercial de las concesiones existe una regulación contractual de las tarifas durante un periodo de máximo 8 años, mientras que luego de dicho periodo se ha optado por una regulación administrativa.

b. Transmisión de electricidad y transporte de gas

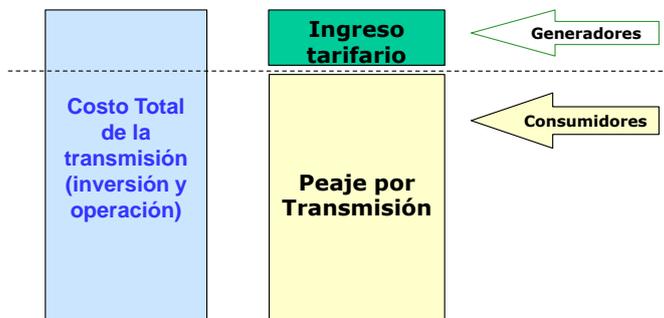
En el caso de la electricidad, los cambios formulados por la Ley N° 28832 introdujeron ligeras modificaciones en la remuneración de la actividad de transmisión eléctrica. En la LCE las redes o líneas de transmisión del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) solo se dividían en un Sistema Principal de Transmisión (SPT) y un Sistema Secundario de Transmisión (SST).

El mecanismo de remuneración de las líneas de transmisión dependía de su pertenencia a estos sistemas. En el caso del SPT las líneas eran remuneradas entre generadores y consumidores sobre la base del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)⁴⁷ y los costos eficientes de operación y mantenimiento. La remuneración en base a diferencias entre precios nodales es

⁴⁷ Este concepto es similar al VNR revisado en la regulación de la distribución. El VNR es el costo actual de adquisición de nuevas instalaciones y equipos que permitan ofrecer un servicio idéntico al proporcionado por las instalaciones existentes pero utilizando la última tecnología y buscando el mínimo costo.

asumida por la generación, mientras que el componente restante se realiza por la repartición de los cargos entre la demanda. (Gráfico N° 39).

Gráfico N° 399: Repartición del costo de las líneas principales de transmisión



Fuente: Osinergmin

La retribución de las líneas del SST son asumidas por los agentes que las utilizan (generadores o demanda). Se pueden identificar tres casos:

- Las instalaciones del SST destinadas a transportar electricidad proveniente de centrales de generación hasta el SPT, son remuneradas íntegramente por los correspondientes generadores, los cuales pagan una compensación equivalente al 100% del costo medio anual de las instalaciones.
- Las instalaciones destinadas a transportar electricidad desde el SPT hacia una concesionaria de distribución o consumidor final, son remuneradas íntegramente por la demanda correspondiente, la cual paga el 100% del costo medio anual de las instalaciones.
- Sistema de Generación/Demanda: El Osinergmin define la asignación de compensaciones a la generación o la demanda o en forma compartida entre la demanda y generación, para lo cual toma en consideración el uso o beneficio económico que cada instalación proporcione a los generadores y usuarios.

En el caso de los pagos del SST atribuibles total o parcialmente a la generación, el monto que pagan los generadores se determina mediante un criterio de uso⁴⁸ que se basa en parámetros objetivos (energía generada e impedancia). Por otra parte, en el caso de los SST atribuibles total o parcialmente a la demanda, se realiza una clasificación de Áreas de demanda

⁴⁸ Los métodos de repartición del cargo de acceso por el uso determinan el cargo de cada agente en función a criterios que estiman el nivel de uso de cada agente de la infraestructura.

(15 en todo el país) en base a criterios geográficos. Para cada área de demanda y nivel de tensión se establece un único peaje, tanto para usuarios libres como regulados (“*Postage Stamp rate*”).

Por último, en el caso de los pagos del SST atribuibles en forma compartida entre la demanda y generación, la asignación de responsabilidad de pago se hace en proporción a los beneficios económicos por la diferencia en los precios marginales de energía.

Con la promulgación de la Ley N° 28832 se introdujeron dos nuevos sistemas de transmisión: el Sistema Garantizado de Transmisión (SGT) y el Sistema Complementario de Transmisión (SCT). En el **Gráfico N° 40** se pueden apreciar las principales diferencias entre cada sistema.

Gráfico N° 40: Sistemas de transmisión según la Ley N° 28832



Fuente y elaboración: GRT-Osinergmin

La determinación de la remuneración de cada sistema sigue siendo diferenciada. En el caso del SGT se basa en un esquema de ingresos garantizados que remuneran los costos obtenidos en el proceso de licitación, mientras que en el Sistema Complementario la remuneración podría ser acordada entre las partes o se podría asignar según el agente que haga uso de la infraestructura como en el caso del Sistema Secundario de Transmisión.

La compensación para remunerar la Base Tarifaria de las instalaciones del SGT se asigna a la demanda al igual que en el SPT. Por otro lado, la responsabilidad de pago del SCT es igual al del SST, es decir, dependiendo de quién lo usa se asigna entre la generación y/o demanda.

Cuadro N° 4: Resumen del esquema remunerativo de transmisión

Sistema de Transmisión		Método para determinar la remuneración	Cálculo del cargo de acceso
SPT		VNR y los costos eficientes de operación y mantenimiento.	100% la demanda. Son remunerados por todos los usuarios y los cargos fijos son fijados por Osinergmin.
SGT		Licitaciones	
SST - SCT	De Generación	Criterio de Uso	Generación relevante
	De Demanda	Costos eficientes	<i>Postage Stamp rate:</i> Demanda

Fuente: GPAE-Osinergmin

Respecto a la actividad de transporte de gas natural a través de ductos, ésta se caracteriza por poseer elevados costos de inversión que tienen la característica de ser costos irre recuperables o hundidos. Por ello, esta actividad es considerada un monopolio natural y las tarifas del servicio de transporte son reguladas por Osinergmin. Las tarifas determinadas por Osinergmin intentan garantizar que los ingresos totales sean iguales a los costos (de inversión, operación y mantenimiento) incurridos por el concesionario de transporte y representan el costo medio de la prestación del servicio por parte del concesionario.

La determinación de los costos de la empresa puede realizarse de dos formas: si la concesión fue entregada a través de una licitación o concurso público, los costos son obtenidos a partir de la oferta presentada por el postor ganador, mientras que si la concesión es entregada a solicitud de parte los costos son determinados por Osinergmin.

En general, existen 3 métodos para establecer las tarifas o peajes de transporte de gas natural por ductos: i) tarifas *postage stamp* que consiste en establecer una tarifa independiente de la distancia que exista entre los centros de producción y consumo, ii) tarifas *distance based point-to point*, donde se calcula el costo unitario por distancia y se multiplica por la distancia entre cada punto de inyección y retiro de gas y, por último están las, iii) tarifas *input-output*, mediante este método se calcula la tarifa para cada punto de inyección o retiro de red. Esta tarifa refleja el costo de transporte desde dicho punto a uno de equilibrio de todo el sistema de transporte.

Las tarifas de transporte determinadas por Osinergmin son de tipo *postage stamp*, puesto que las mismas son independientes de la distancia que exista entre los centros de producción y consumo. Las tarifas se calculan para recuperar el costo medio de uso de la infraestructura de transporte y se expresa en unidades monetarias por unidad de volumen.

4.6. Calidad del servicio, protección de los consumidores y resolución de controversias

En la elaboración de los procedimientos implementados por el Osinergmin para la supervisión de la calidad y seguridad en el sector eléctrico y de gas natural se consideran el uso de ciertos indicadores de performance, los cuales han dado lugar a tolerancias que, de ser superadas, dan inicio al proceso sancionador. Los niveles de calidad y seguridad están establecidos en las Normas Técnicas. Los estándares se identifican primero a nivel conceptual, estableciendo cuáles son los atributos que los consumidores valoran del servicio eléctrico y de gas y luego se determinan los indicadores de calidad a supervisar así como sus respectivas tolerancias de tal manera que, en la medida de lo posible, se logre un balance adecuado entre los costos y beneficios de proveer calidad.

En la sección relativa a la supervisión del presente documento, se explicó en mayor detalle la función de supervisión de Osinergmin, así como el modelo y estrategia de supervisión. En general, la actividad de supervisión en Osinergmin verifica el cumplimiento de las normas establecidas del sector eléctrico y de gas, así como las condiciones establecidas en los Contratos de Concesión, por parte de las empresas concesionarias.

A modo de ejemplo, los principales procedimientos que supervisa Osinergmin a fin de garantizar la calidad y seguridad del servicio eléctrico se resumen en el **Cuadro N° 5**. Cada uno de estos procedimientos cuenta con una metodología clara y bien definida. De forma general, la metodología comprende la recopilación de información del COES y las Concesionarias para su posterior comparación con las tolerancias establecidas por cada procedimiento. Previamente, se verifica la información proporcionada mediante supervisiones de campo. Finalmente, se generan escalas de multas bajo el criterio económico del beneficio percibido y el daño ocasionado.

Cuadro N° 5: Procedimientos para la supervisión de las actividades del sector eléctrico

PROCEDIMIENTOS ESPECIFICOS	
GENERACIÓN	
1. Disponibilidad y estado operativo de las unidades de generación del SEIN.	2. Mantenimiento aprobados por el COES.
TRANSMISION	
3. Deficiencias en seguridad en líneas de transmisión y en zonas de servidumbre.	4. Performance de los Sistemas de Transmisión
DISTRIBUCION	
5. Operatividad del Servicio de Alumbrado Público.	12. Seguridad en Establecimientos Públicos.
6. Contrastación y/o verificación de medidores.	13. Seguridad pública en baja tensión y conexiones eléctricas domiciliarias.
7. Operación de los Sistemas Eléctricos.	14. Contribuciones reembolsables en el servicio público de electricidad.
8. Facturación, cobranza y atención al usuario.	15. Supervisión de los reintegros y recuperos de energía eléctrica en el servicio público de electricidad.
9. Seguridad pública en media tensión.	16. Procedimiento para la solicitud de paralización de actividades por riesgo eléctrico grave.
10. Generación en sistemas eléctricos aislados.	17. Procedimiento para la Supervisión de la Calidad de Atención Telefónica de las Empresas de Distribución Eléctrica.
11. Corte y reconexión del servicio público.	
PROCEDIMIENTOS TRANSVERSALES	
18. Condiciones de uso y acceso libre a los Sistemas de Transmisión y Distribución Eléctrica.	
19. Solicitudes de calificación de fuerza mayor para instalaciones de transmisión y distribución.	
20. Supervisión ambiental de las empresas eléctricas.	
21. Procedimiento para supervisar la implementación y actuación de los esquemas de rechazo automático de carga y generación.	
22. Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y su Base Metodológica.	

Fuente: Osinergmin

Adicionalmente, se incluyeron en el proceso de supervisión el uso de herramientas estadísticas, como el muestreo aleatorio para reducir los costos de supervisión a un nivel acorde con las restricciones presupuestarias del Osinergmin y la aplicación de un esquema de incentivos basado en la aplicación de sanciones que privilegia la disuasión.

El principal objetivo de las normas establecidas para el desarrollo de las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica es garantizar a los usuarios un suministro eléctrico continuo, adecuado, confiable y oportuno.

Por otra parte, se ha mencionado que una de las principales funciones de Osinergmin es la resolución de reclamos de los usuarios de los servicios públicos dentro del ámbito de su competencia. Esta función se realiza a través de un órgano especializado con autonomía denominado Junta de Apelaciones de Reclamos de Usuarios (JARU). Así, este órgano es el encargado de resolver en segunda y última instancia administrativa los reclamos de los usuarios de los servicios públicos de electricidad y gas natural, así como las quejas y medidas cautelares relacionadas a los mismos.

Asimismo, la JARU tiene el rol de primera instancia administrativa resolutoria en materia de procedimiento administrativo sancionador respecto de infracciones cometidas por las empresas concesionarias de los servicios públicos de electricidad y distribución de gas natural por ductos en el ámbito de trámites de reclamo.

Por otra parte, el Tribunal de Apelaciones de Sanciones en Temas de Energía y Minería (TASTEM) es el órgano de segunda y última instancia que resuelve los recursos de apelación interpuestos por los administrados en el marco de procedimientos administrativos sancionadores seguidos en el ámbito de Osinergmin.

5. Desafíos de la regulación en el sector energía

Osinergmin tiene un papel fundamental en el desarrollo del sector energético, asegurando el acceso y la calidad de los servicios públicos, facilitando la inversión en infraestructura y la protección de la neutralidad de mercado. La responsabilidad del Estado es la de establecer objetivos estratégicos claros de largo plazo, asegurando un marco adecuado para su consecución a través de la regulación económica. En este contexto, los retos y oportunidades del sector energía se pueden clasificar, en concordancia con los objetivos del Plan Energético Nacional, en tres grandes ejes en los cuales se ubican retos particulares del sector. Estos tres ejes son: la seguridad del suministro, la competitividad y la sostenibilidad.

El primer gran eje es el de seguridad de suministro. La seguridad de suministro está estrechamente relacionada con el desarrollo de infraestructura energética segura y confiable. Al respecto, en un contexto de sostenido crecimiento, las inversiones en infraestructura energética son esenciales para garantizar el dinamismo económico. En el caso del sector eléctrico, las medidas de expansión pueden establecer mecanismos puramente de mercado (i.e. rentas de congestión, derechos financieros de transmisión) y medidas basadas en la planificación de acuerdo a un costo eficiente de expansión. En el caso de la generación eléctrica, los mercados de solo energía mostraron la dificultad de asegurar la seguridad del suministro de energía eléctrica. Asimismo, los mecanismos de pago de capacidad y las reservas estratégicas en nuestro país, no han logrado brindar la predictibilidad que permita un crecimiento basado en reglas de mercado. Así, el desarrollo de un mercado de capacidad permitiría brindar previsibilidad y coherencia en la expansión de la generación eléctrica. Asimismo, el precio resultante de su establecimiento sería el resultado del equilibrio entre la oferta y la demanda a través del tiempo, estableciéndose reglas precisas sobre la remuneración en base a la provisión de capacidad en situaciones de estrés del mercado.

En el caso de la infraestructura de transmisión eléctrica, a pesar de los avances en la planificación establecidos a partir de la Ley de generación eficiente, son necesarias nuevas reformas que permitan superar las fallas regulatorias existentes y sostener el crecimiento del sector. De una parte, a la fecha existe una abundante y compleja regulación normativa que debiera revisarse tanto en beneficio de las actividades del regulador como de las empresas reguladas. Esto es particularmente importante en los sistemas de transmisión secundarios, donde no ha sido posible establecer medidas que permitan un desarrollo eficiente y coordinado, entre empresas de transmisión y distribución eléctrica.

Asimismo, es necesario establecer desde la parte del ente rector de la política energética ciertos criterios para la provisión de infraestructura energética, especialmente empleando los esquemas de Asociaciones Público Privadas, mediante la planificación a través de métodos de análisis costo-beneficio, y buscando las alternativas más eficientes.

El segundo gran eje es el de competitividad, dentro del cual se encuentra específicamente los retos de dar las señales para el funcionamiento eficiente del sector. Sobre este aspecto, en las industrias de redes, es preciso dar señales claras para garantizar un uso eficiente de la infraestructura energética. Así, se necesita un marco normativo que fomente las operaciones y uso más eficiente de la red, por ejemplo, distribuyendo adecuadamente los costos de la utilización entre los agentes participantes. Así, en el caso de la actividad de transmisión eléctrica, se aprecia la necesidad de uniformizar criterios y metodologías de asignación de responsabilidad de pago (en proporción al beneficio económico que las instalaciones proporcionan a los usuarios y generadores).

Otro punto importante es agregar a la regulación por incentivos basado en insumos (*input-based*) la regulación basada en performance (*output-based*). A través de la regulación por performance, la empresa es remunerada de acuerdo a la provisión de niveles adecuados de calidad de servicio. De esta forma, la tarifa del usuario refleja de manera correcta el nivel del servicio realmente brindado por la empresa. Asimismo, establecer penalidades de acuerdo a la base tarifaria en el caso de la transmisión eléctrica, puede generar incentivos más directos para las empresas, en relación con la aplicación de multas. En el caso de la distribución eléctrica, este mecanismo ha sido adoptado recientemente a través del Decreto Legislativo N° 1221, el cual insta la regulación por performance. Sin embargo, en el caso de contratos de infraestructura a través de licitaciones, se debería establecer de una forma explícita la calidad dentro de la fórmula tarifaria.

Un aspecto importante en el fomento de la competitividad, es promover la eficiencia energética. Esto puede ser desarrollado a través de la innovación (*smart grids*), las cuales en un primer momento podrían incluir la generación distribuida⁴⁹ y la gestión de demanda.⁵⁰ La eficiencia energética es una política de Estado (Ley 27345, Ley de Promoción del Uso Eficiente de la Energía), la cual debe estar enfocada a lograr una mayor eficiencia en el consumo eléctrico de los hogares e industrias. En forma reciente, vemos que como parte de los planes de diversificación productiva se han dado iniciativas para promover la productividad de las empresas a través de la difusión tecnológica en eficiencia energética a través de los centros de innovación tecnológica.

Asimismo, lograr el acceso universal a los servicios energéticos es uno de los desafíos del sector energético. En algunos casos, puede existir cierta falta de claridad en cuanto a la política social en el sector de la energía, debido a que no forma parte del rol preciso del Ministerio de Energía y Minas y el regulador. En los últimos años, reducir el número de hogares que se encuentran en la pobreza energética se ha convertido en uno de los retos más importantes de energía para nuestro país. En ese sentido, el Gobierno ha puesto en marcha una serie de políticas para hacer frente a la pobreza energética. En los próximos años, los desafíos estarán centralizados a mejorar el acceso universal energético a través de la regulación que promueva la expansión de la red eléctrica, mejorar los criterios de focalización de los programas de acceso energético (FISE, FOSE) y expandir las redes de transporte y distribución de gas natural. Asimismo, es imprescindible mejorar los procedimientos para facilitar las conexiones de gas natural y evitar que las conexiones establecidas no se encuentren habilitadas para el uso de gas natural.

Sobre el aspecto de la sostenibilidad, el contexto actual promueve la transición energética hacia un sistema productivo bajo en combustibles fósiles, por lo cual la electricidad será uno de los ejes principales. Sin embargo, existen grandes diferencias de opinión en cuanto a las cualidades de los métodos de producción de electricidad, ya sea nuclear, eólica, fotovoltaica, hidráulica o la combustión de combustibles fósiles. Sobre este punto, la definición de un objetivo de matriz energética sostenible y confiable será necesaria para asegurar el abastecimiento energético en las próximas generaciones.

⁴⁹ Consiste en la generación de energía eléctrica mediante muchas pequeñas fuentes de generación, instaladas cerca del consumo.

⁵⁰ Por ejemplo, reduciendo la demanda energética durante períodos de punta, o a los grandes consumidores dándoles una contribución por reducir su demanda.

Finalmente, la regulación en el sector energético tiene desafíos en el futuro, consecuencia de los cambios tecnológicos y los cambios en las preferencias de los usuarios. Las tecnologías de la información y el empoderamiento del consumidor serán tendencias del sector en el futuro inmediato. Ante estas circunstancias el regulador deberá evolucionar rápidamente y adaptarse, ante el cambio de circunstancias. La independencia será uno de las principales condiciones para cumplir con ese encargo desafiante.

6. Referencias

Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) (2014). *Assessment of Policy Options*.

Armstrong, M., Cowan, S. y Vickers, J. (1994). *Regulatory Reform: Economic Analysis and British Experience*. Cambridge, MA: MIT Press.

Armstrong, M. y Sappington, D. (2003). "Recent Developments in the Theory of Regulation". En M. Armstrong & R. Porter (Eds.), *Handbook of Industrial Organization* (3, 3-59). Amsterdam: North Holland.

Asch, P. (1998). *Consumer Safety Regulation*. Londres: Oxford University Press.

Averch, H. y Johnson, L. (1962). "Behaviour of the firm under a regulatory constraint". *American Economic Review*, 52(1): 1052–69.

Bamberger, M., Rugh, J, y L. Mabry (2006). *Real World Evaluation: Working under Budget, Time, Data and Political Constraints*. Sage Publications.

Barro, R. y D. Gordon (1983). *Rules, Discretion and Reputation in a Model of Monetary Policy*. National Bureau of Economic Research. Working Paper N° 1079. Cambridge

Baumol, W. y W. Oates, (1988). *The Theory of Environmental Policy*. Cambridge: Cambridge University Press.

Beker, G. (1968). "Crime and Punishment: An Economic Approach". *Journal of Political Economy*, 76(2), 169-217.

Bhattacharyya, S. (2012). "Energy access programmes and sustainable development: A critical review and analysis". *Energy for Sustainable Development*, 16(3): 260-271.

Bohi, D. y M. Toman (1996). *The Economics of Energy Security*. Boston: Kluwer Academic Publishers.

Borenstein, S., Bushnell, J. y S. Stoft (1997). *The Competitive Effects of Transmission Capacity in a Deregulated Electricity Industry*. NBER Working Papers 6293, National Bureau of Economic Research.

Breyer, S. (1982). *Regulation and Its Reforms*. Cambridge, MA: Harvard University Press.

Brown, A., Stern, C. y B.Tenenbaum (2006). *Handbook for evaluating infrastructure regulatory systems*. Washington DC: The World Bank Group.

Burbidge, J. y A. Harrison (1984). "Testing for the effects of oil-price rises using vector autoregressions". *International Economic Review*, 25: 459-484.

Bustos, A. y A. Galetovic (2001). *Regulación por empresa eficiente: ¿Quién es realmente usted?*, Documentos de Trabajo N° 106. Centro de Economía Aplicada, Universidad de Chile.

Castellanos-Bustamante, R. (2014). “Determinación de límites de transmisión en sistemas eléctricos de potencia”. *Ingeniería, investigación y tecnología*: 271-286.

Caves, D., Christensen, L. y M. Trethaway (1984). “Economies of density versus Economies of scale: Why trunk and local airline costs differ”. *The RAND Journal of Economics*, 15(4): 471-489.

Chao, H. y R. Wilson (1987). “Priority Service: Pricing, Investment and Market Organization”. *American Economic Review*, 77(5): 899-916.

Coase, R. (1937). “The nature of the firm”. *Economica*, 4(16): 386-405.

Crampes, C. y J.J. Laffont, (2001). “Transport pricing in the electricity industry”. *Oxford Review of Economic Policy*, 17(3): 313-328. Recuperado de <http://www.jstor.org/stable/2360687>

Crampes, C. y T. Léautier, (2014). *Propositions pour la gouvernance des réseaux électriques. La gestion des infrastructures de réseaux*. Toulouse School of Economics Working Paper.

Cremer, H. y J. Laffont (2002). “Competition in gas markets”. *European Economic Review*, 46(1): 92–935.

Cremer, H., Gasmi, F. y J. Laffont (2003). “Access to pipelines in competitive gas markets”. *Journal of Regulatory Economics*, 24(1): 5-33.

Crew, M. y P. Kleindorfer (2009). “Service quality, price caps and the USO under entry”. En M. Crew y P. Kleindorfer (Eds), *Progress in the Competitive Agenda in the Postal and Delivery Sector*. Cheltenham, UK and Northampton, USA, 32-66 .

Coase, R. (1960). “The Problem of Social Cost”. *Journal of Law and Economics*, 3(1): 1–44. Recuperado de <http://www.jstor.org/stable/724810>

Dammert, A., García, R. y F. Molinelli (2008). *Regulación y supervisión del sector eléctrico*. Lima: Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú.

David, L. y J. Percebois (2002). *Third party access pricing to the network, secondary capacity market and economic optimum: the case of natural gas*. CREDEN (Centre de Recherche en Economie et Droit de l’Energie), University of Montpellier.

Demsetz, H. (1968). “Why regulate utilities?” *Journal of Law and Economics*, 11(1): 55-65. Recuperado de <http://www.jstor.org/stable/724970>

Drew, P. (2004). *Nodal Pricing Basics*. Independent Electricity Market Operator.

Duso, T. (2002). *The political economy of the regulatory process: an empirical approach*. PhD Dissertation. Berlín: Humboldt University. Recuperado de: <http://edoc.hu-berlin.de/dissertationen/duso-tomaso-2002-07-17/PDF/Duso.pdf>

Frontier Economics (2012). *Trends in electricity distribution network regulation in North West Europe*. Report prepared for Energy Norway.

Fumagalli, E., Schiavo, L. y F. Delestre (2007). *Service Quality Regulation in Electricity Distribution and Retail*. New York: Springer.

Gallardo, J. y R. Pérez-Reyes (2004). *Diseño Institucional y Desconcentración de los Organismos Reguladores: El caso de OSINERG*. Documento de Trabajo N° 9, Oficina de Estudios Económicos – Osinergmin.

Gallardo, J, Vásquez, A. y L. Bendezú (2005). *La problemática de los precios de los combustibles*. Documento de Trabajo N° 11, Oficina de Estudios Económicos - Osinergmin.

Gisser, M. y T. Goodwin (1986). "Crude oil and the macroeconomy: Tests of some popular notions". *Journal of Money, Credit, and Banking*, 18: 95-103.

Grossman, S. y O. Hart (1983). "An Analysis of the Principal-Agent Problem". *Econometrica*, 51(1): 7-45.

Hamilton, J. (1983). "Oil and the macroeconomy since World War II". *Journal of Political Economy*, 91: 228-248.

Hayek, F. (1945). "The Use of Knowledge in Society". *American Economic Review*, XXXV (4): 519-530.

Hennessy, D. y Roosen, J. y H. Jensen (2003). *Systemic Failure in the Provision of Safe Food*. Staff General Research Papers 2091, Iowa State University, Department of Economics.

Hirth, L. (2015). "The optimal share of variable renewables". *Energy Journal*, 36(1): 149-184. Recuperado de <http://www.iaee.org/en/publications/ejarticle.aspx?id=2602>

Hogan, W. (1998). "Transmission Investment and Competitive Electricity Markets". Center for Business and Government, John F. Kennedy School of Government, Harvard University

Holburn, G. y P. Spiller (2002). "Institutional or Structural: Lessons from International Electricity Sector Reforms". En E. Brousseau y J. Glachant (Eds), *The Economics of Contracts: Theories and Applications*. Cambridge: Cambridge University Press.

International Energy Agency (IEA) (2010). *Energy Poverty: How to make modern energy access universal*. Paris: International Energy Agency

International Energy Agency (IEA) (2011). *Energy for all: Financing access for the poor*. Special early excerpt of the World Energy Outlook 2011. Paris: International Energy Agency.

Jamasb, T., Orea, L. y M. Pollitt (2010). *Estimating Marginal Cost of Quality Improvements: The Case of the UK Electricity Distribution Companies*. Cambridge Working Papers in Economics 1052, Faculty of Economics, University of Cambridge.

Johannsen, K. (2003). *Regulatory independence in theory and practice: a survey of independent energy regulators in eight European countries*. AKF Forlaget.

Joskow, P. (1996). "Introducing Competition into Regulated Network Industries: From Hierarchies to Markets in Electricity". *Industrial and Corporate Changes*: 5(2), 1-42.

Joskow, P. (2008). "Lessons Learned from Electricity Market Liberalization". *The Energy Journal, Special Issue*, 9-42.

Joskow, P. y R. Schmalensee, (1983). *Markets for power*. Cambridge MA: MIT Press.

Joskow, P. y J. Tirole (2000). "Transmission Rights and Market Power on Electric Power Networks". *Rand Journal of Economics*, 31(3): 450-487.

Joskow, P. y J. Tirole (2003). *Merchant Transmission Investment*. National Bureau of Economic Research. Recuperado de <http://www.nber.org/papers/w9534>

Juris, A. (1998). *The emergence of markets in the natural gas industry*. World Bank Group, Policy Research Working Paper. Recuperado de <http://dx.doi.org/10.1596/1813-9450-1895>

Kydland, F. y E. Prescott, (1977). "Rules Rather than Discretion: The Inconsistency of Optimal Plans". *Journal of Political Economy*: 85(3), 473-492.

Labandeira, X. y B. Manzano (2012). "Some Economic Aspects of Energy Security". *European Research Studies*, 15(1): 48-63. Recuperado de http://www.ersj.eu/repec/ers/papers/12_4_p3.pdf

LaCommare, K. y J. Eto (2006). "Cost of power interruptions to electricity consumers in the United States". *Energy*, 31: 1845-1855.

Laffont, J.J. (2008). Externalities. En Steven N. Durlauf y Lawrence E. Blume (Eds.), *The New Palgrave Dictionary of Economics* (2a ed.). London: Palgrave Macmillan. Recuperado de http://www.dictionaryofeconomics.com/article?id=pde2008_E000200

Laffont, J.J. y J. Tirole, (1991). "The Politics of Government Decision-Making: A Theory of Regulatory Capture". *The Quarterly Journal of Economic*, 106(4): 1089 -1127

Laffont, J.J. y J. Tirole (1993). *A Theory of incentives in Procurement and Regulation*. Cambridge MA: MIT Press.

Laub, A. (2011). "Estructura del Negocio del Gas Natural en el Perú". *Derecho y Sociedad*, 36: 65-73. Recuperado de <http://revistas.pucp.edu.pe/index.php/derechoysociedad/article/view/13213/13824>

Levy, B. y P. Spiller (1994). "The institutional foundations of regulatory commitment: a comparative analysis of telecommunications regulation". *Journal of Law, Economics and Organization*, 10 (2): 201-46.

Maggetti, M., Ingold, K. y Varone, F. (2013). "Having Your Cake and Eating It, Too: Can Regulatory Agencies Be Both Independent and Accountable?" *Swiss Political Science Review*, 19: 1–25

Miras, P. (2008). *Security of Supply & Risk of Energy Availability*. Bookstars-Gioggaras.
Recuperado de <http://revistas.pucp.edu.pe/index.php/derechoysociedad/article/view/13213/13824>

Mondello, G. (2011). *Hazardous Activities and Civil Strict Liability: The Regulator's Dilemma*. FEEM Working Paper N° 21.

OECD. (2014). *The Governance of Regulators, OECD Best Practice Principles for Regulatory Policy*. Recuperado en <http://dx.doi.org/10.1787/9789264209015-en>

Olsen, O. (1993). "Regulation of public utilities: Telecommunication, public transport and energy". *Forlag*, Copenhagen.

ONU (2010). *Energy for a sustainable future. Summary report and recommendations*. The Secretary-General's Advisory Group on Energy and Climate Change (AGECC).

Panzar, J. (1989). "Technological determinants of firm and industry structure". En R. Schmalensee and R. Willig (Eds), *Handbook of Industrial Organization*, Vol. 1, pp 3-59. Amsterdam: North Holland.

Peltzman, S. (2000). "Prices rises faster than they fall". *The Journal of Political Economy*, 108 (3): 466-502.

Pérez, I. (2013). *Regulation of the Power Sector*. Instituto de Investigación Tecnológica. Universidad Pontificia Comillas, Madrid.

Pérez-Reyes, R. (2006). *Introducción a la Regulación de Tarifas de los Servicios Públicos*. Documento de Trabajo N° 22, Oficina de Estudios Económicos - Osinergmin.

Pigou, A. (1932). *The Economics of Welfare*. London: Macmillan. Library of Economics and Liberty. Recuperado en <http://www.econlib.org/library/NPDBooks/Pigou/pgEW32.html>

Polinsky, A. y , S. Shavell (2007). The Public Enforcement of Law. En Polinsky, A. y S. Shavell (Eds). *Handbook of Law and Economics*, Elsevier, 1: 403-454.

Pomatailla, F. (2009). "Régimen contractual del gas natural en el mercado peruano". *Revista de Derecho Administrativo*, 221-231.

Regulatory Commission for Electricity and Gas. (2012). *Capacity remuneration mechanisms*. Recuperado de <http://www.creg.info/pdf/Etudes/F1182EN.pdf>

Richard, C. y T. Sandler (1986). *The Theory of Externalities, Public Goods, and Club Goods*. Cambridge: Cambridge University Press

Rosenbloom, D. H. (2000). *Building a Legislative Centered Public Administration: Congress and the Administrative State, 1946-1999*. Tuscaloosa: The University of Alabama Press

Samuelson, P. (1954). "The Pure Theory of Public Expenditure". *Review of Economics and Statistics*, 36(4): 387-389

Sappington, D. (2005). "Regulating Service Quality: A Survey". *Journal of Regulatory Economics*, 27(2): 123-54.

Schmalensee, R. (2012). *Economics of Energy Demand*. Notas de clase del curso Energy Decisions Markets and Policies.

Sheshinski, E. (1976). "Price, Quality and quantity Regulation in Monopoly Situations". *Economica New Series*, 43: 127-137.

Shleifer, A. (1985). "A theory of yardstick competition". *Rand Journal of Economics*, 16(3): 319-327.

Sifontes, D. (2003). *Regulación económica y agencias regulatorias independientes: una revisión de la literatura*. Universidad Complutense de Madrid.

Smith, W. (1997). *Utility regulators - the independence debate*. Public Policy for the Private Sector. Note N° 127.

Soto, G. (2009). "Regulación por Precios Tope". *Economía*, 32(63): 79-102. Recuperado de: revistas.pucp.edu.pe/index.php/economia/article/download/1014/975

Spiegel, M. (2003). "Public Safety as a Public Good: The case of 911". En M. Crew and J. Schuh (Eds), *Markets, Pricing, and Deregulation of Utilities*. pp. 183-200.

Spiller, P. y M. Tommasi (2004). "The institutions of regulation: An Application to Public Utilities". En C. Ménard y M. Shirley (Eds). *Handbook of New Institutional Economics*, pp. 515-543.

Stavins, R. (1998). "What can we learn from the grand policy experiment? Lessons from SO2 allowance trading". *Journal of Economic Perspective*, 12(3): 69-88.

Stern, J. (1997). "What Makes an Independent Regulator Independent?" *Business Strategy Review*, 8(2), 67-74.

Stigler, G. (1971). "The Theory of Economic Regulation". *The Bell Journal of Economics and Management Science*, 2(1): 3-21.

Tamayo, J., Vásquez Cordano, A. y R. García (2013). "La Protección del Consumidor en el Sector Eléctrico Peruano: Una Perspectiva Preventiva". *Revista de la Competencia y de la Propiedad*

Intelectual, pp. 87-116. Recuperado de

<http://revistas.indecopi.gob.pe/index.php/rcpi/article/view/17>

Tamayo, J., Salvador, J., Vásquez, A. y García, R. (Editores) (2014). *La industria del gas natural en el Perú. A diez años del Proyecto Camisea*. Lima: Osinergmin.

Tamayo, J.; Salvador, J.; Vásquez, A. y C. Vilches (Editores) (2016). *La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país*. Lima: Osinergmin.

Targosz, R., Manson, J. (2007). *Pan European LPQI Power Quality Survey*. 19th International Conference on Electricity Distribution.

Vásquez Cordano A. (2012). *The Regulation of Oil Spills and Mineral Pollution: Policy lessons for the U.S.A. and Peru from the Deep Water Horizon blowout and other accidents*. Berlín: Lambert Academic Publishing.

Vásquez Cordano, A. (2005). *La Demanda Agregada de Combustibles Líquidos en el Perú*. Documento de Trabajo N° 12. Oficina de Estudios Económicos – Osinerg.

Vásquez Cordano, A.; García, R.; Quintanilla, E.; Salvador, J. y D. Orosco (2012). *Acceso a la Energía en el Perú: Algunas Opciones de Política*. Documento de Trabajo N° 29. Oficina de Estudios Económicos – Osinergmin.

Vásquez, M., Hallack, M. y J. Glachant (2012). *Building gas markets: US versus EU, market versus market model*. EUI Working Papers RSCAS 2012/10.

Vásquez, A., Salvador, J., García, R. y V. Fernández, (2013). *Assessing risks and regulating safety standards in the oil and gas industry: the Peruvian experience*. Documento de Trabajo N° 31. Oficina de Estudios Económicos – Osinergmin.

Viscusi, W. (1983). *Risk by choice: Regulating health and safety in the workplace*. Cambridge, Mass.: Harvard University Press.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – OSINERGMIN
Gerencia de Políticas y Análisis Económico – GPAE

Alta Dirección

Ing. Jesús Tamayo Pacheco

Presidente del Consejo Directivo

Ing. Julio Salvador Jácome

Gerente General

Equipo de Trabajo de la GPAE

Dr. Arturo Vásquez Cordano

Gerente de Políticas y Análisis Económico

Carlos Javier Aguirre Zurita

Asesor Técnico

Especialistas Sectoriales:

Victor Raúl Zurita Saldaña (Minería), Carlo Magno Vílchez Cevallos (Electricidad y Gas Natural), Ricardo de la Cruz Sandoval (Hidrocarburos), Carlos Renato Salazar Ríos (Econometría), Jorge Rodas Chiarella (Métodos Cuantitativos)

Analistas Económicos:

Francisco Javier Coello Jaramillo, Carlos Alberto Miranda Velásquez, Edison Alex Chávez Huamán, Melissa Isabel Llerena Pratolongo, Donald Barboza Garaundo, Ernesto Yuri Guevara Ccama

Asistentes:

Thais Chávez Porta, Merry Romero Córdova

Asistente Administrativo:

Clelia Bandini Malpartida



Gerencia de Políticas y Análisis Económico
Bernardo Monteagudo 222 - Magdalena del Mar - Lima 17
Teléfono: 219-3400, Anexo: 1057, Fax: 219-3413

www.osinergmin.gob.pe
http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/acerca_osinergmin/estudios_economicos/oficina-estudios-economicos