

SECTOR ELÉCTRICO – A LOS VEINTE AÑOS DE LA REFORMA

Rolando Salvatierra Combina*

Se han cumplido veinte años de la gran transformación que se dio en el Perú en el ámbito económico. A grandes rasgos, el gobierno, decidió adoptar un régimen económico liberal que permitiera el fácil ingreso de capitales privados y extranjeros, que modifique el rol del Estado respecto de la economía y que se privatizaran muchas empresas públicas encargadas de brindar servicios. El presente artículo no es un recuento de estos hechos, sino un análisis, desde una perspectiva jurídica, con mayor énfasis en el sector eléctrico, de este gran cambio que realizó el gobierno.

La reforma que se implementó hace veinte años ha tenido mucho éxito en el sector eléctrico. Así lo afirma el autor, pues considera que se ha avanzado bastante en este sector. Asimismo, la creación de diversos organismos reguladores y operadores ha contribuido a esta reforma. Sin embargo, aún quedan algunos puntos para mejorar y hacer más eficaz tanto la labor de estos organismos en cuanto a la labor de las empresas privadas del sector eléctrico.

I.

* Abogado. Socio del Estudio Muñiz, Ramírez, Pérez-Taiman y Olaya. Profesor de la Facultad de Derecho de la Pontificia Universidad Católica del Perú.

I. INTRODUCCIÓN

En primer lugar, quiero agradecer a los miembros de la Asociación Civil THĒMIS, por la invitación para participar en esta edición especial de la Revista, en la cual se tratarán temas relacionados con la gran transformación económica del Perú de inicios de los años noventa, al cumplirse veinte años de la misma, donde los logros son fáciles de observar y donde el Derecho tuvo un rol protagónico en esta transformación. En este artículo, vamos a tratar algunas ideas de la gran transformación del sector eléctrico, desde una perspectiva jurídica.

La electricidad es una fuente secundaria de energía porque se obtiene de transformar una fuente primaria, entre las que tenemos el agua, el sol, el viento, las olas del mar, los combustibles fósiles, la fuerza de la tierra, entre otras. Es un servicio básico y elemental para la población, para los procesos productivos y para el desarrollo de un país, por lo que su regulación es primordial.

En el Perú, la regulación efectuada en el sector eléctrico se ha convertido, en los últimos 20 años, en una de las más avanzadas en la región, permitiendo que sea uno de los sectores productivos de mayor importancia para el país y que atrae mayor inversión; su desarrollo se puede observar en muchos hogares del país que carecían de este servicio vital y ahora lo tienen, o en otros casos este era brindado con un bajo nivel de calidad; si bien los cambios efectuados se pueden medir con ratios económicos o técnicos, la base de los mismos tiene su sustento en normas legales, que han hecho historia en el sector, específicamente en el Decreto Ley 25844 –Ley de Concesiones Eléctricas–, su Reglamento aprobado por el Decreto Supremo 009-93-EM, la Ley 28832 –Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica–, el Decreto Legislativo 1002 –Ley de Promoción a la Generación Eléctrica con Recursos Energéticos Renovables– y una serie de normas de menor jerarquía que completan esta regulación.

La reforma del sector eléctrico se inició en el año 1990, cuando el sector se encontraba en una crisis total, que se reflejaba en los siguientes indicadores:

- a) El servicio eléctrico sólo lo brindaban empresas públicas con monopolios legales y actividades integradas en una sola empresa.
- b) Estas empresas públicas estaban prácticamente quebradas, lo que se reflejaba en la poca inversión en nuevas centrales eléctricas y en redes de transmisión y distribución.
- c) La tarifa eléctrica se fijaba con criterios políticos lo que acentuó la crisis de las empresas públicas, porque los ingresos muchas veces no cubrían los costos.
- d) La demanda de energía superaba a la oferta lo que se reflejaba en constantes apagones y racionamiento de energía eléctrica.
- e) La cobertura del servicio sólo llegaba al 54% de la población, lo cual nos ponía a la saga de Sudamérica, a niveles de países africanos.
- f) El consumo de energía era uno de los más bajos de la región, llegando a 570 kW/h por año.
- g) No existían concesiones para promocionar inversión.
- h) No existían normas sobre protección al consumidor, calidad de la prestación del servicio y protección al medio ambiente, entre otros aspectos que demostraban que el sector eléctrico peruano requería de inmediato un cambio estructural.

II. REFORMA DEL SECTOR – ETAPAS

Durante estos últimos años el sector eléctrico ha atravesado un gran proceso de transformación, que le ha permitido obtener un importante desarrollo, que ha permitido consolidarlo como un sector en desarrollo y con un gran futuro para atraer inversiones y constituirse como el motor del crecimiento del país. Este proceso ha atravesado por algunas etapas, las cuales comentamos a continuación:

**A. Primera Etapa: Formación –1990-1992–
Concepción de la Reforma**

El ingreso de Alberto Fujimori al gobierno en el año 1990, significó un albur para muchos sectores políticos y económicos del país; sin embargo, él inició la transformación económica, a través de la modificación estructural de los

sectores productivos que estaban en manos exclusivas de las empresas públicas que los habían llevado a la quiebra total.

En el caso del sector eléctrico, esto no fue la excepción, y era necesario un cambio estructural, por lo cual lo primero que hizo fue crear un equipo de técnicos nacionales de primer nivel para que diseñaran el modelo de reforma del sector eléctrico, para lo cual tomaron en cuenta algunos modelos extranjeros, principalmente el chileno, y le dieron la forma para se aplique al sector eléctrico nacional.

A diferencia del modelo chileno¹, en el Perú se tenía que implementar, paralelamente a la reforma, un proceso de privatización, que permitiera que ésta vaya de la mano con el ingreso de nuevos inversionistas interesados en las empresas públicas de generación y distribución que se privatizaron.

Es importante comentar que en esta reforma participaron solamente ingenieros, por lo que muchos aspectos legales no fueron muy bien trabajados, por ejemplo la no temporalidad de los contratos de concesión para la empresas privatizadas, que carece de sustento doctrinario y conceptual, a diferencia de otras realidades de la región, como por ejemplo en los contratos de concesión del caso Argentino. Está reflexión la hago sin el ánimo de desprestigiar el trabajo realizado, que a la luz de los resultados ha sido muy bueno.

Este trabajo concluyó con la emisión del Decreto Ley 25844 –Ley de Concesiones Eléctricas– y su Reglamento aprobado por el Decreto Supremo 009-93-EM, que marcaron el inicio de la reforma.

B. Segunda Etapa: Ejecución de la Reforma – Promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas – 1993-2001

Esta etapa se caracteriza por la implementación de la reforma que se ejecutó con la promulgación del Decreto Ley 25844 –Ley de Concesiones Eléctricas– el 19 de noviembre de 1992, que fue reglamentado

por el Decreto Supremo 009-93-EM que se emitió en febrero de 1993. Las principales características de la reforma son:

- a) Cambio del rol del Estado y liberalización del sector que permite el ingreso de capitales privados.
- b) Desintegración de actividades. Se separan las actividades eléctricas en distintas empresas con la finalidad de fomentar la competencia en el sector.
- c) Se crean dos tipos de mercados: el de clientes libres, cuyos precios y condiciones del servicio se negocian libremente, y clientes regulados, cuyos precios y condiciones del servicio están regulados por un organismo independiente.
- d) Se implementa el principio de libre acceso a las redes (principio del *Open Access*).
- e) Promoción de la inversión privada mediante el otorgamiento de concesiones y autorizaciones.
- f) Regulación de tarifas con criterios técnicos y por actividades. Creación de la Comisión de Tarifas de Energía.
- g) Privatización de empresas públicas y de proyectos, como una forma de promover la inversión privada.
- h) Creación del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES - SINAC), como operadores independientes de los Sistemas Interconectados.
- i) A fines de esta etapa se crea el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), pero como un organismo netamente supervisor, no con las competencias que tiene actualmente.

C. Tercera Etapa: Consolidación de la Reforma – 2001-2006

Esta etapa se caracteriza por el fortalecimiento del organismo regulador

¹ En el modelo chileno nunca se estatizaron las empresas eléctricas a diferencia del Perú, en el que en 1992 se estatizaron todas y pasaron a formar parte de ELECTRO PERU S.A.

como entidad autónoma e independiente del Ministerio de Energía y Minas, mediante la promulgación de la Ley 27332 –Ley Marco de Organismos Reguladores de la Inversión Privada en Servicios Públicos– y el Decreto Supremo 054-2001-PCM (Reglamento General de OSINERGMIN). Con esta norma se le otorgan a OSINERGMIN facultades que hasta la fecha no tenía, como la regulación de tarifas, la emisión de mandatos de conexión, la solución de controversias entre empresas del sector y entre estas y los clientes libres. Para lograr esto OSINERGMIN absorbió a la Comisión de Tarifas Eléctricas, que era el organismo público que hasta esa fecha fijaba las tarifas.

Otro elemento que marca esta etapa es el desarrollo del gas natural de Camisea, que modifica completamente el mercado de generación de electricidad, con la construcción de un gran número de centrales de generación de gas natural, que hasta esta época no se habían construido en el Perú. Estas centrales reemplazaron a las centrales térmicas a petróleo y tienen como característica principal que son muy eficientes y obtienen costos marginales bajos que les permite despachar en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), en lugar preferencial después de las centrales hidráulicas, que tuvieron un gran retroceso para el ingreso de estas centrales².

En esta etapa también se inicia la crisis de falta de generación que se materializa en la falta de contratos para las distribuidoras para el servicio público a tarifa en barra, y en la falta de transmisión eléctrica que se materializa con la congestión de determinadas líneas que impide llevar energía eléctrica a algunos puntos del país. Esto motiva la reforma de segunda generación que se formaliza con la promulgación de la Ley 28832, y los reglamentos que esta prevé.

D. Cuarta Etapa: Reforzamiento de la Reforma – 2006-2012

Esta etapa se caracteriza por la promulgación de la Ley 28832 –Ley de Promoción a la Generación

Eficiente–, que refortalece la reforma buscando solucionar los principales problemas que aquejaban el sector, estos son la falta de generación y de transmisión eléctrica.

En el caso de la generación se crea un mecanismo de subastas para la contratación de suministros a largo plazo, que busca cubrir la demanda de las distribuidoras para el servicio público de electricidad bajo un esquema de licitaciones de suministro a cargo de una o más distribuidoras, por períodos máximos de veinte años. En este sistema el precio que pagarán las distribuidoras por la energía se conocen como renta fija, la cual se obtiene en el proceso de subasta y tiene por característica que se puede trasladar el usuario final.

En el caso de la transmisión se crean dos sistemas adicionales de transmisión, el Garantizado y el Complementario, que tienen por objeto fomentar la inversión en la transmisión.

En el caso del Sistema Garantizado de Transmisión, tiene como característica que las líneas que lo componen son determinadas por el Estado, al incluirlos en el Plan de Transmisión y luego licitadas por la Agencia de Promoción de la Inversión Privada (PROINVERSIÓN). Estos sistemas otorgan al que obtiene la buena pro una rentabilidad asegurada de 12% anual por treinta años, sobre la inversión que se realice en la construcción de la línea y en la operación y mantenimiento de ésta. Obtiene la buena pro el postor que ofrece una menor inversión para la construcción de la línea. Este sistema de Transmisión lo pagan todos los usuarios libres y regulados del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

En el caso del Sistema Complementario de Transmisión, este se caracteriza por que se construyen a iniciativa de los privados y no del Estado. Por ejemplo, un cliente libre o una central eléctrica que se quiere conectar al SEIN. El pago de estos sistemas lo asumen los que lo utilizan. El precio por el servicio de estos sistemas puede ser acordado por las partes, lo que implica que no será regulado por OSINERGMIN. En caso que las partes no se pongan de acuerdo será regulado por OSINERGMIN.

² Mediante la Ley 27239, de fines del año 1999, se prohibió el otorgamiento de nuevas concesiones hidroeléctricas, lo cual en la práctica ha significado un gran retroceso en la construcción de centrales hidroeléctricas, que lo estamos sintiendo estos momentos con algunos racionamiento de electricidad en algunos lugares del país.

Esta etapa también se caracteriza por una reestructuración del Comité de Operación Económico del Sistema Interconectado Nacional (COES), que implica la inclusión de los distribuidores y clientes libres como miembros de este organismo privado de interés público y la nueva forma de nombrar a sus directores, de tal manera de romper con la hegemonía que tenían los generadores en la dirección de este organismo; así como el otorgamiento de nuevas funciones.

Otro aspecto a resaltar en esta etapa es la promulgación del Decreto Legislativo 1002 –Ley de Promoción a la Generación Eléctrica con Energías Renovables–, que tiene por objeto promocionar la construcción de centrales eléctricas con fuentes no renovables, como la eólica, la biomasa, la solar y las hidroeléctricas menores a veinte MW. El sistema de promoción para construir estas centrales se da mediante un mecanismo de subastas de suministro eléctrico con energía renovable, en el cual a los ganadores el Estado les asegura la compra de su energía por el plazo de veinte años, al precio obtenido en la licitación. Los precios que se han manejado en los primeros dos procesos fueron por encima de los precios de mercado; sin embargo en el último proceso llevado a cabo el año 2011, los precios perdieron atractivo por la poca capacidad convocada por el Estado que hizo que los postores por ganar rebajen sus precios al mínimo.

Otro aspecto a destacar en esta etapa es el impulso que el Estado le otorgó a la electrificación rural, con la promulgación de la Ley 28749 –Ley General de Electrificación Rural–, que tiene por objeto llegar a electrificar las zonas donde los privados no llegan, porque no son rentables. Esta ley crea un fondo que permite no sólo la construcción de las obras sino que permite subsidiar su operación y mantenimiento.

III. ALGUNOS COMENTARIOS SOBRE LOS PUNTOS ESCENCIALES DE LA REFORMA

A. Cambio del rol del Estado y liberalización del sector

Este aspecto es importante en la reforma del Estado de inicios de los años noventa, no sólo en el sector eléctrico, sino en todos los

sectores productivos del país, esto permite que el Estado reestructure su rol y dé paso a la inversión privada para el desarrollo empresarial y la inversión en el sector. En ese sentido, el nuevo rol del Estado se centra en: (i) ejecutar la política del sector a través de la emisión de las normas legales que corresponda y de reglas claras para los inversionistas; (ii) regular el sector eléctrico mediante técnicas que corrijan o atenúen los efectos de las fallas existentes en el mercado eléctrico como son principalmente, los monopolios naturales, la asimetría de la información, las externalidades negativas y otros; (iii) supervise, fiscalice y sancione el cumplimiento de las normas legales, técnicas y los contratos de concesión; (iv) también, tenemos el rol de concedente por medio del cual el Estado otorga las concesiones y autorizaciones para desarrollar la actividad eléctrica y (iv) la acción de fomento que tiene una doble acepción, el fomento de la inversión privada en el sector y el fomento de la competencia en las actividades competitivas, como es la generación eléctrica.

Este nuevo rol del Estado permite el ingreso de un nuevo agente al mercado, que es el inversionista privado ya sea nacional o extranjero, inexistente antes de la reforma. Este agente ingresa a través de dos modalidades: la primera fue la privatización de empresas, bajo distintas modalidades, y la segunda mediante una nueva inversión, principalmente, en generación, transmisión y en inversiones nuevas en distribución, esencialmente, en el área rural, como es el caso del Consorcio Eléctrico de Villacuri S.A.C (COELVISAC) que tiene concesiones en Villacuri en Ica, en Huacho y en Motupe.

La inversión privada en la actualidad, después de veinte años de reforma, es el eje central del desarrollo del país, la inversión privada supera los 25 000 millones de dólares norteamericanos en inversión constante en todas las actividades que conforman la energía eléctrica, además existe una inversión muy importante a futuro.

B. Desintegración vertical y separación de las actividades eléctricas

Uno de los presupuestos previos para conseguir la reconstrucción de la

competencia en el sector eléctrico es la desintegración vertical de las actividades competitivas y no competitivas en los sistemas interconectados³.

Como lo señala Gaspar Ariño⁴, para conseguir la transparencia y dualidad del régimen jurídico es imprescindible una desintegración vertical de las distintas fases o segmentos del negocio que se trate, en los que casi siempre es posible distinguir las infraestructuras (comunes) y los servicios (singularizados) presentados por distintos operadores en competencia. El concepto clave de la separación de actividades es la separación de regímenes jurídicos, ello permite pasar de un modelo cerrado e integrado a un modelo desintegrado, mixto combinado a la apertura a la competencia y regulación.

Es importante señalar que las actividades eléctricas son la generación, transmisión y distribución de energía, y tienen las siguientes características:

- a) **Generación.-** Es la actividad de producción de electricidad, la que se materializa al transformar una fuente primaria, que puede ser el agua o una fuente térmica como el gas natural, el petróleo, el carbón el diesel, entre otros. Existen otras fuentes de producción como el aire (eólica), la fuerza de los volcanes y de la tierra (geotérmica), solar, nuclear utilización de biomasa, etcétera. Sin embargo, no son fuentes comerciales. Según la legislación no es considerada un servicio público. No es un monopolio natural. El generador también es un comercializador de energía.
- b) **Transmisión o Transporte⁵.-** Es la actividad mediante la cual se traslada la energía desde los centros de producción hasta los centros de

consumo, utilizando redes de alta (30 000 y 60 000 voltios) y muy alta Tensión (138 000 y 220 000 voltios). Según la Ley de Concesiones Eléctricas existen dos tipos de transmisión; la primaria (la pagamos todos los usuarios del sistema) y la secundaria (la pagan sólo los que utilizan las redes que son de demanda, cuando la utilizan los usuarios y de oferta, y cuando la utilizan las generadoras). La Ley 28832, incluye dos tipos más de sistemas de transmisión: el sistema garantizado, será el que sea objeto de una licitación pública de acuerdo al plan de transmisión (la pagan todos los usuarios) y el sistema complementario (la pagan sólo los que la utilizan) será el que sea desarrollado por la iniciativa propia de uno o de varios agentes.

- c) **Distribución.-** Consiste en la transformación de la energía de muy alta o alta tensión a tensiones menores de 30 000 voltios, con la finalidad de distribuir la energía a los usuarios finales. De acuerdo a la legislación eléctrica peruana la distribución comprende dos actividades la operación de redes y la comercialización de energía a usuarios regulados y a clientes libres.

A diferencia de la Ley 23406 (Ley General de Electricidad), que establecía que estas tres actividades se desarrollarían de manera integrada y concentrada en una sola empresa estatal, lo que impedía la competencia por que el mercado simplemente no existía. La Ley de Concesiones establece la desintegración de las actividades de tal forma que se separaran los regímenes jurídicos de las actividades competitivas (generación) de las no competitivas (transmisión y distribución) ya que en ellas existe un monopolio natural.

³ En el Perú existen tres tipos de sistemas eléctricos. El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), que agrupa a todas las empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras del Perú y es donde funciona la desintegración de actividades reguladas en la Ley de Concesiones Eléctricas. El Sistema Aislado Mayor –Iquitos– donde no llegan el sistema de redes de transmisión y en el cual no funciona el régimen de desintegración de actividades porque una sola empresa desarrolla las tres actividades; y los Pequeños Sistemas Aislados, donde tampoco funciona el régimen de desintegración de actividades y una sola empresa desarrolla las tres actividades. Estos PSE existen por miles en el país y sólo existen en materia de electrificación rural.

⁴ GASPAR ARIÑO. "Principios sobre Derecho Público Económico". Lima : Ara Editores. p. 622.

⁵ En países como Argentina o España tienen ese nombre.

La desintegración de actividades, por sí misma ya crea competencia en el sector, ya que antes a esta distribución sólo podía comercializar la energía producida por su central de generación. Sin embargo, con la reforma un distribuidor puede adquirir la energía a cualquier otro generador del sistema, promoviéndose de esa forma la competencia y la eficiencia en la producción de electricidad.

Este nuevo esquema de desintegración de actividades se complementa con el hecho de que las actividades desintegradas deberían de ser realizadas por empresas con distintos titulares, ya que de lo contrario se distorsionaría la competencia que se pretende crear; en tal sentido el texto original del artículo 122 la Ley de Concesiones Eléctricas estableció que: “Las actividades de generación, de transmisión perteneciente al Sistema Principal y de distribución de energía eléctrica no podrán efectuarse simultáneamente por un mismo titular, salvo en los casos previstos en la presente Ley”. (Sistemas aislados menores –Chota o Cutervo– y mayores como ejemplo Iquitos).

Sin embargo, la Ley 26748–Ley Antimonopolio y Oligopolio del sector eléctrico– modificó el artículo 122, quedando redactado de la siguiente manera: “Las actividades de generación y/o de transmisión pertenecientes al Sistema Principal y/o de distribución de energía eléctrica, no podrán efectuarse por un mismo titular o por quien ejerza directa o indirectamente el control de éste, salvo lo dispuesto en la presente Ley. Quedan excluidos de dicha prohibición, los actos de concentración de tipo vertical u horizontal que se produzcan en las actividades de generación y/o de transmisión y/o de distribución, que no impliquen una disminución daño o restricción a la competencia y la libre concurrencia en los mercados de las actividades mencionadas o en los mercados relacionados”.

Esta modificación en lugar de evitar las concentraciones horizontales y verticales en el mercado eléctrico y que tanto daño le han hecho por que ha limitado en muchos casos el desarrollo de la competencia; en el fondo lo que han logrado es legalizar este tipo de concentraciones.

El Instituto Nacional de Defensa del Consumidor y Protección de la Propiedad

Intelectual (INDECOPI), el organismo público competente para verificar que el mercado no se afecte con las concentraciones, en los dos casos que ha participado (GRUPO ENDESA y PSGE), se ha pronunciado de la siguiente manera:

1. Caso Grupo ENDESA (1999)

Este caso, el INDECOPI estableció que en la compra de la Empresa de Distribución Lima Norte (EDELNOR), Empresa de Generación Eléctrica de Lima (EDEGEL), Eléctrica de Piura y Empresa de Generación Termoeléctrica Ventanilla (ETEVENSA), por el grupo ENDESA, existía una concentración horizontal y vertical que superaba los porcentajes establecidos en la Ley 26748, lo que afectaba el mercado eléctrico. Sin embargo, no dispuso la desconcentración de ENDESA, imponiendo dos condiciones a su operación a parte de la multa correspondiente. Estas condiciones fueron:

- a) Para las empresas generadores del grupo, se les restringió la participación en las decisiones del COES. De las tres participaciones que tenían, sólo se quedaron con una.
- b) Para la empresa distribuidora, se le obligó a que todas las compras de energía sean por concurso público donde no podían participar estas empresas afines.

Teniendo en cuenta el momento en el que la Comisión de Defensa de la Competencia emitió la resolución y el contexto político de esa fecha, consideramos personalmente que fue buena la decisión contenida en la resolución de INDECOPI, sin embargo sus efectos y condiciones duraron escasos 6 meses, porque cuando se hizo el análisis económico del caso existían dos Sistemas Eléctricos, el centro norte y el Sur, los cuales se unieron en uno solo en el mes de agosto del año 2000, con lo que quedaron sin efecto las condiciones impuestas por INDECOPI.

2. Caso PSGE – ElectroAndes (2001)

En este caso lo que se discutió fue si la compra de la generadora ElectroAndes por la empresa PSGE de Estados Unidos de Norteamérica, que también era accionista de la distribuidora Luz del Sur, era legal o contravenía las

disposiciones de la Ley 26748. En este caso a pesar de la oposición firme de OSINERG, el INDECOPI concluyó y resolvió que si bien existía concentración vertical, en la compra esta no perjudicaba el mercado.

Estos casos tienen aspectos interesantes en materia jurídica y económica, que pueden llevar a una importante discusión, por lo que sugiero su revisión.

Además, existen otros casos interesantes como el de Red Eléctrica del Perú (REP) para el caso de la transmisión o el caso de la Central Eléctrica de Santa Teresa que ahora es de propiedad de Luz del Sur. Las resoluciones sobre los casos que han llegado a INDECOPI se pueden revisar fácilmente en su página web: www.indecopi.gob.pe.

C. Creación de dos mercados en el lado de la demanda, el de clientes libres y el de clientes regulados

Dentro de todo mercado, la existencia de la demanda es un factor importante, por tal motivo la reforma, también, hizo modificaciones en la estructura de la demanda de la energía eléctrica, reflejada por los consumidores de este servicio, para favorecer la competencia y distinguió dos tipos de consumidores:

- a) Clientes libres o de libre contratación (no sujetos a actividades monopólicas). Estos clientes pueden contratar su energía con el generador o con el distribuidor y la tarifa es libremente negociada.
- b) Usuarios regulados o del servicio público de electricidad ubicados dentro del área de concesión de una distribuidora (monopolio natural), sólo le puede comprar energía a los distribuidores del lugar donde su ubica el suministro.

1. Clientes libres o de libre contratación

La regulación de este tema la podemos encontrar en algunos artículos de la Ley de Concesiones Eléctricas y su reglamento, específicamente el artículo 8 de la Ley de Concesiones Eléctricas, establece un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia y un sistema de precios

regulados en aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran, reconociendo costos de eficiencia según los criterios contenidos en el Título V de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Inicialmente los clientes libres eran aquellos que tenían una potencia mayor a los 1 000 kW de potencia, sin embargo esto trajo muchos problemas porque los clientes libres ubicados entre 1 000 y 3 000 kW casi nunca podían acceder a los generadores, porque no eran atractivos para ellos, y al final terminaban suscribiendo sus contratos de suministro con los distribuidores a precios más altos que los regulados y sin la protección de OSINERGMIN, lo cual les causaba graves problemas operativos.

Por esta razón mediante Decreto Supremo 022-2009-EM, se reguló este tema y se modificaron los límites de potencia para ser clientes, de tal forma ahora que actualmente los límites son los siguientes:

- Clientes Regulados Obligatorios de 0 a 200 kW.
- Clientes libres voluntarios de 200 kW a 2 500 kW.
- Clientes Libres Obligatorios de más de 2 500 kW.

En estas nuevas condiciones los clientes libres voluntarios que deseen pasar a ser regulados, pueden optar por esta opción que en la mayoría de casos les conviene, con plazo de menor de un año, dándole un aviso previo a su proveedor de energía. La práctica me ha enseñado que estos usuarios obtienen precios más bajos y una mayor protección del Estado a través de OSINERGMIN.

En aplicación de la nueva regulación eléctrica en competencia, el cliente libre o de libre contratación, es aquel que puede adquirir su servicio eléctrico de un distribuidor y/o de un generador, los precios y las condiciones de calidad de estos suministros se establecen por libre contratación. La citada Ley de Concesiones Eléctricas los introduce como una forma de acceso a la competencia en mercados donde la misma no es posible por el lado de la demanda, debido a que la prestación del servicio se realiza en condiciones de monopolio natural, específicamente con referencia a la distribución.

Este mecanismo permite que ciertos usuarios, ubicados en zonas de concesión exclusiva de

las distribuidoras o fuera de ellas, puedan adquirir directamente la energía y potencia que consumen de los distribuidores o generadores, escapando así de un mercado cautivo y monopólico, integrándose a otro donde pueden adquirir libremente la energía que consumen.

En materia jurídica tenemos que los clientes libres al obtener el suministro eléctrico, suscriben un contrato de suministro eléctrico con sus proveedores (generadores o distribuidores), el mismo que tiene naturaleza civil y no administrativa, ya que su formación se da sobre la base de la libre voluntad de las partes. Sin embargo, deben de seguir algunas normas de orden público, que están establecidas en el Decreto Supremo 022-2009-EM, esta norma constituye un novedad regulatoria para la época toda vez que cubre un vacío en la legislación que impedía el desarrollo de este mercado de clientes libres.

En efecto, a inicios de la reforma en el año 1992, se pensó que la mejor manera que se desarrolle el mercado de los clientes libres era desregulándolo y retirando la intervención administrativa del Estado, de la relación que tenía estos clientes con sus suministradores y una mínima intervención en su relación con los operadores de redes. Además, se pensó que esto fomentaría la competencia y bajarían los precios, lo que llevaría por comparación a que bajen también los precios regulados por lo que se incluyó en el artículo 53 de la Ley de Concesiones Eléctricas que estos no podían diferir en más menos 10%, esto trajo como consecuencia que las fallas de ese mercado salieran a flote e impidieran el desarrollo de los clientes libres.

Entonces, ¿de qué fallas hablamos?, principalmente de dos: pocos ofertantes para este mercado emergente y una asimetría de información importante que hicieron que el objetivo de la creación de estos clientes no diera sus frutos.

En cuanto a los ofertantes tenemos que en los primeros años de la reforma recién se iniciaba el proceso de privatización y la desintegración de actividades, la captación de nuevas inversiones y el ingreso de nuevos agentes al mercado de generación eléctrica, y, por otro lado, la asimetría de la información se debatía en dos frentes, el primero para los clientes, porque la gran mayoría de clientes que al iniciar la reforma que tenían

más de 1 000 kW de potencia no tenían un conocimiento adecuado para negociar sus tarifas y condiciones de suministro, por lo que muchos de ellos, negociaron contratos a plazos muy largos de diez a quince años y en condiciones de calidad y precio inferiores a las del mercado regulado, y el segundo para el regulador tarifario (Comisión de Tarifas Eléctricas), por cuanto las empresas que suministraban energía a clientes libres, aduciendo que era un mercado de libre contratación, no entregaban los contratos al regulador, para efectos de la comparación de precios citada anteriormente, lo cual impedía que se cumplan a cabalidad con los objetivos de esta ley que era fomentar la competencia y por consiguiente la reducción de tarifas.

A estas dificultades para el desarrollo del mercado libre se pueden agregar los problemas al acceso de las redes, sobre todo de los distribuidores cuando el suministrador es un generador, personalmente consideramos que el acceso a las redes de transmisión y distribución ha sido el principal problema al desarrollo de los clientes libres. Sin embargo, mediante medidas regulatorias que desarrollaremos con amplitud más adelante se ha venido solucionando este problema.

Luego de una serie de análisis sobre el particular, el 22 de diciembre de 1999, se publicó la Ley 27239, que modificó los artículos 8 y 62 de la Ley de Concesiones Eléctricas, con la finalidad de corregir algunas de las fallas del mercado ya citadas, sobre todo del mercado de clientes libres, para lo cual incluyó algunas pautas básicas para la libre contratación, como son la precisión de la existencia de los suministros en condiciones de libre contratación, la consideración de los contratos, a partir de esa fecha, como de dominio público y el mandato de considerar obligatoriamente la separación de los precios de generación acordados a nivel de barra de referencia de generación y las tarifas de transmisión y distribución, y la obligación de ser presentados a OSINERG y la CTE, en un plazo de quince días hábiles de suscritos, bajo apercibimiento de multa. Paralelamente, también, se dictaron normas expresas sobre las tarifas y la forma de resolver las discrepancias sobre el uso de las redes de transmisión y distribución.

La Ley 28832, introduce el concepto de grandes usuarios que son los clientes libres

con una potencia contratada igual o superior a 10MW o agrupaciones de clientes libres cuya potencia contratada total suma por lo menos 10MW. El detalle de este nuevo concepto todavía lo falta establecer el reglamento que está elaborándose.

2. Clientes regulados o de servicio público de electricidad

A partir del Decreto Supremo 022-2009-EM, existen clientes regulados obligatorios cuya demanda es hasta 200 kW de Potencia y clientes regulados facultativos de 200 hasta 2 500 kW de potencia. A diferencia de los clientes libres este tipo de cliente sólo puede contratar su suministro eléctrico con el distribuidor en cuya área de concesión se encuentra el suministro y las tarifas que pagan por el servicio están reguladas por OSINERGMIN. En el caso de este tipo de clientes la tutela administrativa se hace evidente toda vez que la Ley de Concesiones Eléctricas, lo considera el lado más débil de la relación y contempla una serie de derechos de protección.

Uno de los aspectos más importantes para los usuarios regulados es que tienen una serie de derechos, sin embargo estos no se encuentran establecidos de manera ordenada, ni estructurada, muy por el contrario se encuentran en forma dispersa, lo cual beneficia la asimetría de la información ya existente en la prestación de este servicio.

En primer lugar todo usuario tiene derecho a que se le cobren los conceptos legales que señalo a continuación que deben de aparecer en las facturas que los usuarios reciben mensualmente:

- a) Cargo fijo.- Contempla el costo por la lectura, emisión, reparto y cobro de las facturas. Este pago es regulado por OSINERGMIN, según la opción tarifaria elegida por cada usuario.
- b) Cargo por energía.- Es el consumo de energía propiamente dicho y se factura sobre la base de la lectura del equipo de medida que está instalado

en cada inmueble, multiplicado por el costo unitario del kW/h que aparece en el pliego tarifario publicado por las concesionarias en base de la estructura tarifaria aprobada por OSINERGMIN, cada cuatro años y vigente en el mes de la facturación.

- c) Cargo por alumbrado público.- Es el cargo que se paga por el alumbrado público, y se realiza en base al consumo que tenga en aplicación de determinadas alícuotas. Es importante precisar que este cargo se paga independientemente de tener alumbrado público al frente de su domicilio. Sólo están exonerados de este pago los suministros dedicados a los pozos agrícolas y a la acuicultura.
- d) Cargo por reposición y mantenimiento.- Es el cargo que se paga por la reposición y mantenimiento de la conexión y el equipo de medida en un plazo de treinta años. El contenido de este cargo se acaba de precisar vía la regulación tarifaria. Este cargo, por ejemplo, incluye, entre otras cosas, la reposición del medidor por robo una vez al año, y la contrastación⁶ del medidor una vez cada cinco años, considerando el correspondiente cambio en caso no se encuentre dentro del rango de precisión. Este cargo es regulado por OSINERGMIN.
- e) Cargo por electrificación rural.- De conformidad con el literal h) del artículo 7 de la Ley 2874 –Ley de Electrificación Rural–, los recursos de electrificación rural se obtienen entre otros del aporte de los usuarios de electricidad, de 2/1000 de 1 UIT por megavatio hora facturado, con excepción de aquellos que no son atendidos por el Sistema Interconectado Nacional. Este monto es incluido en cada factura.

Todo concepto adicional y distinto a los mencionados líneas arriba, no tienen ningún sustento legal, y pueden ser materia de un reclamo.

⁶ Verificación del estado del medidor a cargo de una empresa especializada autorizada por INDECOPI.

Otro derecho importante que tienen los usuarios es el de presentar reclamos en caso no reciba una buena calidad en la prestación del servicio, o en caso no se encuentre de acuerdo con la facturación que le realiza la empresa.

El procedimiento de reclamos está regulado en la Directiva 001-2007-OS/CD, el cual consta de dos instancias administrativas, la primera en la concesionaria y la segunda en OSINERGMIN. Esta directiva establece los siguientes derechos procesales en la tramitación de los reclamos:

- a) No se puede condicionar el reclamo al pago previo, derecho reconocido ya en el artículo 14 del Decreto Legislativo 716.
- b) Una vez presentado el reclamo, no se puede cortar el suministro eléctrico al usuario; acá debemos tener en cuenta que si el reclamo se presenta una vez cortado, no opera este derecho, ni da derecho a la reconexión.
- c) Derecho a que los montos materia de reclamo se disgreguen, de tal forma que en las facturas no se incluyan como exigibles dentro de la facturación mensual, sino que se encuentren en forma a parte como un "saldo en disputa". Esto permite que el usuario pague tan sólo lo que no es ametría de reclamo.

En suma los usuarios gozan de la tutela administrativa. Sin embargo, existen algunos problemas sobre aspectos de fondo de la regulación relacionados con el derecho sustantivo de los usuarios, que todavía causan cierto malestar en ellos como son las nuevas conexiones, sobre todo en aspectos relacionados con el punto de conexión y la fijación de las contribuciones reembolsables sobre estas obras, los recuperos de energía y el corte del suministro que conllevan los mismos, entre otros.

En cuanto a estos cortes del servicio el artículo 90 de la Ley de Concesiones Eléctricas establece que los mismos sólo pueden ser por tres motivos: falta de pago, uso indebido o vulneración de las condiciones del suministro y por inseguridad de las instalaciones internas.

D. Libre acceso a las redes

Con la desintegración vertical de las actividades eléctricas, y el régimen de libertad de precios para el suministro de energía eléctrica, se inició el funcionamiento del sector eléctrico en condiciones de mercado y/o condiciones de competencia, esto es, compradores buscando abastecer su demanda de energía y vendedores buscando colocar su oferta de energía, ambos actuando con información adecuada, sin barreras de acceso e intentando maximizar su utilidad.

A fin de asegurar esta libre elección por parte de los clientes libres, es necesario brindar las facilidades y condiciones para el uso de las redes correspondientes. En ese sentido, el marco legal vigente definió los conceptos de: (i) Libre Acceso a las Redes de Transmisión y Distribución y (ii) Regulación del Peaje y Compensaciones por el uso de dichas redes a cargo del OSINERGMIN. Con esto se buscaba que los actores involucrados (empresas o clientes libres), no tengan que construir de manera redundante sus propios tendidos de redes para lograr el acceso, evitando adicionalmente problemas de impacto ambiental, permitiendo de este modo, que cualquier empresa que tenga capacidad para ofrecer energía eléctrica en el mercado pueda atender a un determinado cliente libre, sin importar la propiedad de las redes de transmisión y/o distribución que llegan hasta el punto de suministro del cliente final.

Es en ese sentido, que el concepto de libre acceso a las redes, contenido en los artículos 33 y 34 inciso d) de la Ley de Concesiones Eléctricas, fue establecido como una obligación para las empresas de transmisión y de distribución, respectivamente; a fin de permitir el uso de sus instalaciones con las correspondientes compensaciones. Con esto, lo que se busca no es sólo fomentar la interconexión del sistema eléctrico nacional sino también el evitar los efectos perjudiciales que pudiera tener en el mercado eléctrico, el carácter monopólico bajo el cual se encuentran estas instalaciones. No cabe duda que estas normas reconocen que el libre acceso a las redes eléctricas está íntimamente ligado al concepto mismo de competencia, en un mercado como el del sector eléctrico.

En cuanto al texto de la Ley de Concesiones Eléctricas debemos señalar que el principio

de libre acceso a las redes del sistema eléctrico esta establecido como obligación de las empresas concesionarias de transmisión y de distribución, en los artículos 33⁷ y 34 inciso d)⁸ de la Ley de Concesiones Eléctricas; como se puede observar de la lectura de estos artículos el enfoque no es el mismo en ambos casos por una parte el artículo 33, hace referencia a terceros; por lo que se debe asumir que las concesionarias de transmisión eléctrica están obligadas a permitir el acceso a sus líneas de cualquier tercero que así lo requiera, no necesariamente un cliente libre, en este caso considero que podría ser una.

En cuanto al inciso d) del artículo 34, el texto inicial del mismo era muy restrictivo, ya que hace referencia a que los distribuidores están obligados a permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros, para suministrar energía a usuarios que no tengan el carácter de servicio público de electricidad (clientes libres), lo que restringe el acceso sólo a este tipo de clientes. Sin embargo, en el año 2008 mediante la Ley 29178, se modificó el contenido de este dispositivo legal y se permitió el acceso de todos los terceros salvo los que tengan características de servicio regulado, es decir pueden acceder generadores, transmisores y clientes libres, con lo cual se amplía la cobertura de este artículo.

Otros temas que tratan en esta parte son el pago por (i) el uso de las redes, (ii) la dirimencia de conflictos por el uso de las redes y (iii) las condiciones de uso que se brindan con su utilización, por ejemplo como se accede a las redes, como se solicitan nuevas conexiones, entre otros.

¿Recuerdan que mencioné que la regulación del sector ha ido evolucionando?, bueno esto también se aplica al tema del acceso libre a las redes o como también se le conoce el *Open Access*, donde ha habido modificaciones regulatorias en beneficio del

libre acceso a las redes y de la competencia, en especial sobre los tres mencionados los cuales desarrollaremos.

Al inicio de la reforma el pago por uso de las redes era convenido libremente por las partes, lo cual llevaba a algunas distribuidoras a abusar de su posición monopólica y cobrar precios que aumentaban mucho el costo de la energía suministrada en el mercado libre lo cual complicaba la existencia de competencia en ese mercado.

Es mediante la Ley 27239 que se modifica el artículo 62 de la Ley de Concesiones Eléctricas, disponiendo que el costo del uso de la redes sea regulado, primero por la Comisión de Tarifas y hoy por OSINERGMIN. La actual regulación de los peajes secundarios se sustenta en Resolución del Consejo Directivo de OSINERGMIN.

En cuanto a la solución de controversias por el uso de redes, el artículo 62 de la Ley de Concesiones Eléctricas, vigente en esa oportunidad eliminaba completamente la tutela administrativa, ya que las mismas se ventilaban en la vía arbitral. Sin embargo, mediante la citada Ley 27239, se modificó el artículo 62 y se estableció que las discrepancias que dificulten o limiten el acceso del usuario a las redes tanto del sistema secundario de transmisión cuanto del sistema de distribución, serán resueltas por OSINERGMIN en el plazo máximo de treinta días. Este cambio fue sustancial por que creo la vía administrativa y el organismo competente para resolver estos conflictos, con lo cual la tutela administrativa se hizo presente mediante un mecanismo regulatorio.

Por último, es de resaltar que uno de los problemas para el completo desarrollo del mercado de clientes libres era el abuso de la posición de dominio que ejercen las distribuidoras por la utilización de sus redes, un caso típico es que los clientes

⁷ "Artículo 33.-

Los concesionarios de transmisión están obligados a permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros, quienes deberán asumir los costos de ampliación a realizarse en caso necesario, y las compensaciones por el uso, de acuerdo a lo dispuesto en el Reglamento de la Ley."

⁸ "Artículo 34.-

d) Permitir la utilización de todos sus sistemas y redes por parte de terceros para el transporte de electricidad, excepto cuando tenga por objeto el suministro de electricidad a Usuarios Regulados dentro o fuera de su zona de concesión, en las condiciones establecidas en la presente Ley y en el Reglamento."

libres quieren resolver el contrato con la distribuidora para pasarse a la generadora, pero las distribuidoras pueden condicionar su salida con la utilización de las redes, más aún si de por medio hay una nueva conexión, un movimiento del punto de alimentación o un aumento de la carga.

Es dentro de ese contexto que OSINERGMIN emitió la resolución de Consejo Directivo 091-2003-OS/CD, que estableció el procedimiento para fijar las condiciones de uso y acceso libre a los Sistemas de Transmisión y Distribución Eléctrica, que regula este tema. Además, de incluir entre otras cosas, la figura del Mandato de Conexión, ya regulada en el artículo 3 inciso c) de la Ley 27332 –Ley Marco de Organismos Reguladores de la Inversión Privada en Servicio Públicos– esta figura del mandato permite una vía expedita (instancia única) y rápida (Consejo Directivo de OSINERGMIN) se pueda ordenar la conexión a las redes de un distribuidor o transmisor.

E. Títulos habilitantes – Concesiones, autorizaciones y permisos

Una gran novedad introducida en la Ley de Concesiones Eléctricas es la figura de la concesión y de la autorización, principalmente la primera, ya que es un excelente mecanismo para atraer la inversión privada. Sin embargo, las concesiones en el sector eléctrico tienen su peculiaridad, que las hace un poco distintas a lo que tradicionalmente conocemos como concesión.

La concesión del sector eléctrico tiene características distintas a la concesión de telecomunicaciones, que es otra concesión para la explotación de servicios públicos. A continuación, algunas características de la concesión definitiva para generación, transmisión o distribución:

1. Opera el silencio administrativo positivo, en el Procedimiento Administrativo de otorgamiento de la concesión

En el procedimiento administrativo establecido en la Ley de Concesiones Eléctricas, para obtener la concesión, podemos observar que opera el silencio administrativo positivo (SAP), sino se otorga en el plazo indicado, situación curiosa para el otorgamiento de una concesión. El artículo 28 de la Ley de Concesiones Eléctricas dispone

que la solicitud de concesión que cumpla con los requisitos establecidos en el artículo 25 de la presente Ley, deba resolverse en un plazo máximo de noventa días calendario contados a partir de la fecha de su presentación. De no resolverse en este plazo se dará por aprobada. La redacción de este artículo supone la existencia de un silencio administrativo positivo transcurrido el plazo de noventa días, lo cual implicaría que si la solicitud de concesión no se aprobada en ese plazo, de daría por aceptada.

En los años que tiene de vigencia la Ley de Concesiones Eléctricas existen muchas solicitudes que no han sido aprobadas dentro de ese plazo, pero ninguna ha sido aprobada por silencio administrativo positivo, toda vez que en los hechos no se ha reconocido este derecho de los solicitantes por el Ministerio de Energía y Minas. Sin embargo, hace aproximadamente un año la empresa COELVISA, denunció a la Dirección General de Electricidad (DGE) ante la Comisión de Acceso al Mercado del INDECOPI, obteniendo como resultado que esta comisión les da la razón y resuelva que la DGE tramite la concesión.

Es importante mencionar que este artículo de la Ley de Concesiones Eléctricas, entra en contradicción con el inciso 1 del artículo 33 de la Ley 27444, (modificado por la Ley de Silencio Administrativo –Ley 29060– que señala entre otras cosas, que “Los procedimientos de evaluación previa están sujetos a silencio positivo, cuando se trate de algunos de los siguientes supuestos: solicitudes cuya estimación habilite para el ejercicio de derechos preexistentes”; ya que mediante una concesión de servicios públicos no se reconocen derechos preexistentes, como puede ser el caso de la licencia, permiso o autorización, sino que a partir de ella se otorga el derechos de prestar el servicio público, razón por la cual éste derecho que es originariamente del Estado no pueden ser adquirido por silencio administrativo positivo.

Si bien hay una contradicción expresa con otra ley posterior, ambas son leyes por lo que tienen el mismo rango legal, primando la Ley de Concesiones Eléctricas por ser norma especial.

2. Temporalidad

Otro tema cuestionable es el hecho que la concesión eléctrica sea otorgada por

tiempo indefinido (artículo 21 de la Ley de Concesiones Eléctricas), lo cual atenta contra una de las características principales de las concesiones, que es la temporalidad.

En principio la característica principal de toda concesión es que sea temporal, ya que una concesión a perpetuidad atentaría con la razonable posibilidad de que con el avance del tiempo, con el cambio de costumbres, la tecnología surgiera la necesidad de introducir modificaciones, alteraciones o incluso prescindir de determinada forma de concesión. Además, al no haber plazo para que finalice el contrato, el Estado está impedido de buscar mayores y mejores alternativas para la satisfacción del servicio público. En la práctica el hecho de que sea indefinida evitará que se puedan revisar las obligaciones de la concesionaria y no permitirá una renegociación de la condiciones del contrato. Por ejemplo, en Argentina que se ha utilizado este mismo esquema, las concesiones de distribución eléctrica de Buenos Aires fueron por diez años, negociándose en condiciones favorables a los usuarios el año 2004, lo que inclusive produjo una sustancial rebaja de las tarifas.

En materia de transmisión eléctrica, existen en el Perú tres tipos de concesiones eléctricas, las concesiones tipo BOOT, la concesión de REP, tipo RAG y la Concesión de Sistemas Garantizados de Transmisión. Todas estas concesiones son temporales a treinta años, pero sólo son concebidas sobre proyectos elaborados y licitados por el Estado. Estos son regímenes especiales y distintos a las concesiones definitivas materia de comentario.

3. Contrato Administrativo o Civil

Una de las grandes preguntas pendientes de respuesta es: ¿este contrato de concesión tiene naturaleza civil o administrativa, o es un contrato ley como el de Telefónica? La respuesta pareciera muy fácil ya que de la lectura de estos contratos de concesión podemos observar en su cláusula 6.1, que textualmente señala que es un contrato administrativo. Realmente a mi me sorprende mucho encontrar en un contrato estas características.

El contrato administrativo es una de las figuras jurídicas más estudiadas y cuestionadas

dentro del Derecho Administrativo y desde mi posición es que muchas cosas que la teoría dice sobre tipo de contratos no se aplican en la práctica. Esta figura trae problemas desde el nombre que debe tener, algunos lo denominan contrato de la administración, acuerdo administrativo o contratos administrativos y desde mi punto de vista no es sólo cuestión de términos, sino a las consecuencias jurídicas que puede darse de nombrarlo de una y de otra manera. Por ejemplo, en el Perú ¿un contrato para la prestación de servicios a entidades públicas es administrativo o civil?, para mi es civil porque el propio contrato lo dice. Sin embargo, su formación y ejecución se rige por normas de orden público, entonces no es un contrato administrativo, pero si es un contrato de la administración. Considero también que contrato administrativo es un término mas relacionado con las concesiones de prestación de servicios públicos y de infraestructura de servicios públicos.

No es objetivo de esta ponencia hacer una disertación compleja sobre lo que es el contrato administrativo, sin embargo si me gustaría preguntar ¿cuál es la diferencia práctica en que sea un contrato administrativo? ¿por qué pusieron expresamente que se trata de un contrato administrativo? la respuesta podría ser porque lo suscribe una entidad del Estado, porque a través de este contrato el estado esta cumpliendo un fin público que es permitir que un privado desarrolle la actividad eléctrica, porque contiene cláusulas exorbitantes a favor del Estado que le otorga prerrogativas especiales que le permiten aplicar su *ius Variandi* y, por último, es contrato administrativo por que sus efectos van más allá de las partes que lo suscriben.

Considero que esta pregunta es bastante compleja, si queremos ver sus efectos jurídicos en la práctica, no discusiones teóricas que muchas veces no sirven para nada. En nuestro marco legal, no existe norma que defina al contrato administrativo y señale sus características y consecuencias jurídicas y que lo puedan diferenciar del contrato civil, lo cual nos obliga a remitirnos a la doctrina donde existen posiciones antagónicas al respecto.

En la doctrina existen las teorías que señalé, pero hay una en especial que brilla con luz propia, y es la Teoría de las Cláusulas Exorbitantes, lo cual amerita un análisis al respecto. Primero, preguntarnos ¿qué son las

cláusulas exorbitantes? Para responder esta pregunta debemos remitirnos a la doctrina y buscando encontré un artículo muy bueno de mi amigo Alejandro Pérez Hualde, en el que hace un análisis extenso de estas prerrogativas de la Administración y que según Bercaitz son “Aquellas demostrativas del carácter del poder público con que interviene la Administración en los contratos administrativos, colocándose en una forma de superioridad jurídica o invistiendo a los contratantes frente a los terceros, de atribuciones propias del poder público”.

El mismo autor señala que son siete las prerrogativas de la Administración, se reserva en la suscripción de contratos administrativos, las cuales señalamos a continuación y vemos si se cumplen en la práctica: Continuidad, *Ius Variandi*, Dirección y Control, Sanción, Rescisión e interpretación del contrato.

En cuanto a la continuidad, es una prerrogativa que está más relacionada con las concesiones de servicios públicos, ya que apunta a que el Estado cuenta con la prerrogativa de exigir la prestación continua del servicio, sustentado en el bien público; en el caso del contrato de concesión que otorga el Ministerio de Energía y Minas, existe esta prerrogativa plasmada en la cláusula contrato de concesión.

En cuanto al *Ius Variandi*, es el Derecho o facultad de la Administración Pública de modificar unilateralmente las condiciones del contrato, con ciertos límites. Para poder ejercer esta facultad el Estado debe de estar expresamente facultado para ello, ya sea mediante una norma o de acuerdo al propio contrato. No comparto la posición de alguna parte de la doctrina en la existencia de cláusulas implícitas, en las que prácticamente se presume está facultad para poder modificar unilateralmente el contrato. En ese sentido de la revisión del contrato de concesión materia de análisis, vemos que no contiene ninguna cláusula de este tipo, por lo que el Ministerio de Energía y Minas, no podría modificar unilateralmente el contrato basándose en que es un contrato administrativo.

Sobre la dirección, control y sanción, esta es una prerrogativa que se reserva el Estado para sí, sobre todo en servicios públicos basándose en el principio de titularidad estatal de los servicios públicos. En nuestro ordenamiento esta prerrogativa la mantiene

el Estado, basándose más que en el contrato, en la Constitución y la ley. Sin embargo, en el contrato de concesión materia de revisión existe una referencia expresa en la cláusula 5.6, señalando que el encargado de la supervisión es OSINERGMIN.

Nos referimos ahora a la rescisión. Como bien señala Pérez Hualde una cosa es la sanción rescisoria y otra cosa es la facultad rescisoria, ambas extinguen la relación contractual, la primera se refiere a la pérdida de la concesión por haber incumplido las condiciones y obligaciones y no implica una indemnización, en cambio, la facultad de rescindir en forma anticipada consistiría en una prerrogativa que la Administración goza en virtud de las cláusulas exorbitantes y sí amerita una indemnización. Sobre este tema tenemos que el artículo 36 de la Ley de Concesiones Eléctricas y la cláusula décimo segunda del contrato de concesión establece causales de caducidad que están concebidas ante el incumplimiento de la normas, por lo que serían sanciones rescisorias. Por otro lado, no establece cláusulas exorbitantes que permitan resolver unilateralmente el contrato cambio de una indemnización. Realmente en nuestro medio los contratos de servicios públicos como este no incluyen cláusula que permitan la resolución unilateral del contrato.

4. Regulación de tarifas con criterios técnicos

Otro aspecto muy importante en el desarrollo del sector eléctrico es la fijación de tarifas basadas en aspectos técnicos, respetando el principio que las tarifas incluyan el costo más la ganancia de las empresas prestadoras, evitando que las tarifas se fijen por aspectos políticos que puedan perjudicar el mercado.

La Ley de Concesiones Eléctricas, fortalece el papel de la Comisión de Tarifas Eléctricas que en el año 2001 es absorbida por OSINERGMIN, asimismo establece que existen precios que son regulados en una tarifa para el servicio público de electricidad, los cuales se diferencian de los precios debidamente pactados por las partes, como en el mercado libre.

Contrariamente a lo que se puede pensar muchas de las actividades que componen el sector eléctrico no están sujetas a regulación de precios, por ejemplo, la comercialización

de energía a los clientes libres, que es ha precio completamente libre ha diferencia de la transmisión que es regulado.

A continuación señalamos cuales son los precios regulados:

- a) Los precios de los generadores a los distribuidores para el mercado regulados – tarifa en barra que se fijan cada año.
- b) Los precios de los distribuidores a los clientes del servicio público de electricidad, que se fijan cada cuatro años.
- c) Los precios de la transmisión principal (cada año), secundaria (cada cuatro años) y garantizada (por contrato).
- d) La transferencia de potencia y energía entre generadores, los que serán determinados por el COES. Cuando se produzcan en el mercado.

No son regulados, es decir son libremente pactados, dependiendo del poder de negociación de cada parte:

- a) Los precios de los generadores a los distribuidores para el mercado libre.
- b) Los precios de los generadores a los clientes libres.
- c) Los precios de los distribuidores para el mercado libre.
- d) Los precios de la transmisión complementaria.

Las tarifas fijadas por OSINERGMIN son actos administrativos y como tales pueden ser materia de recurso de reconsideración y, también, materia de un proceso contencioso administrativo.

Cada tarifa regulada tiene su propia estructura tarifaria, la cual está desarrollada principalmente en la Ley de Concesiones Eléctricas y en la Ley 28832. Sin embargo, existen otros casos especiales como la transmisión complementaria, garantizada o los suministros RER, cuyos precios y estructuras se encuentran en el respectivo contrato que les da origen.

5. Privatización de empresas públicas y de proyectos, como forma de promocionar el ingreso de la inversión privada

Uno de los aspectos más importantes de la reforma del sector es el de la privatización de empresas públicas y proyectos bajo

el mecanismo de concesiones a cargo de PROINVERSIÓN.

Existen dos etapas marcadas en este tipo de procesos, la primera que se inicia en 1994 relacionado con la privatización de empresas públicas y la segunda que se inicia en el 1998, relacionada con la privatización de proyectos para la construcción de infraestructura principalmente de transmisión.

En la primera etapa destacan la privatización de empresas de distribución eléctrica, como Luz del Sur, Edelnor y Electro Sur Medio (hoy Electro Dunas), mediante el mecanismo de compra venta de acciones. La privatización de empresas de generación eléctrica como Duke Energy, Edegel, Empresa Eléctrica de Cahua, bajo el mecanismo de compra venta de acciones y la privatización de empresas de transmisión eléctrica como Etecen y Etesur (ahora REP), bajo el mecanismo de concesión por treinta años. En este caso todavía existen empresas públicas que pueden ser privatizadas, sin embargo la señal política es que se queden como están.

En la segunda etapa, destacan las privatizaciones de proyectos para la construcción de líneas de transmisión bajo la modalidad de contrato BOOT (*Build, Operated, Own y Transfer*), como son los casos de la línea Mantaro – Socabaya del año 2000, que interconectó los sistemas centro-norte y sur, las líneas de reforzamiento del sur y la línea que va a Pucallpa. Otra modalidad utilizada a partir del año 2008 fue el de otorgamiento de la concesiones para los sistemas garantizados de transmisión que han sido un éxito y se han otorgado más de seis proyectos a la fecha, encontrándose tres líneas más en proceso de licitación.

Un tema que queda pendiente en el sector eléctrico, es el perfeccionamiento de las asociaciones públicas privadas que permitan que los proyectos que tienen las empresas públicas para construir centrales hidroeléctricas, sean ejecutados con capital privado, sin tener que pasar por procedimientos engorrosos y poco efectivos.

IV. CONCLUSIONES

1. El sector Eléctrico ha implementado una reforma estructural que ya tiene veinte años, obteniendo muy buenos resultados que permiten concluir

- que esta reforma es un éxito, aunque todavía falta perfeccionar algunos aspectos que permitan que se asegure la demanda eléctrica de los próximos años.
2. La reforma ha pasado por cuatro etapas:
 - a) La etapa de formación (1990 – 1992)
 - b) La etapa de ejecución (1992 – 2000)
 - c) La etapa de consolidación (2000 – 2006)
 - d) La etapa de reforzamiento (2006 – 2012)
 3. Las bases de la reforma son:
 - a) Nuevo rol del Estado y liberalización del sector.
 - b) Desintegración de actividades en los Sistemas Eléctricos Interconectados.
 - c) Existencia de dos mercados: mercado libre y regulado.
 - d) Libre acceso a las redes de transmisión y distribución.
 - e) Régimen de concesiones y autorizaciones que garanticen la inversión.
 - f) Tarifas reguladas técnicamente.
 - g) Creación del COES, como operador del mercado.
 - h) Privatización de empresas públicas y proyectos.
 - i) Creación del Sistema Garantizado de Transmisión como forma de fomentar la inversión en transmisión y evitar la congestión.
 4. La desintegración de actividades permite repotenciar la competencia, las actividades de generación para el mercado libre e incidir en la regulación para la generación del mercado regulado, la transmisión y la distribución. Esta competencia en generación le permite tener varios mercados donde vender la electricidad producida.
 5. Los clientes libres son un gran atractivo de este nuevo mercado, porque con ellos se puede suscribir contratos de suministro bajo un esquema de competencia, a diferencia de los clientes regulados que necesariamente tienen que pagar tarifas fijadas por OSINERGMIN.
 6. El principio del *Open Access* obliga a los transmisores y distribuidores a permitir el ingreso de los que lo requieran, esto permite la competencia en el sector. Cualquier discrepancia por precio o capacidad es resuelta por OSINERGMIN.
 7. Las concesiones definitivas para generación transmisión y distribución, tienen como características las siguientes:
 - a) Son indefinidas es decir no tienen un plazo de caducidad.
 - b) Van aparejadas de un contrato de concesión.
 - c) El contrato de concesión es, tal como lo establece el propio contrato, un contrato administrativo. Sin embargo, ni la ley ni en el propio contrato está establecido cuales son las consecuencias jurídicas de esta naturaleza jurídica.
 - d) Se otorga por Resolución Suprema en un plazo de noventa días y en caso que el Ministerio de Energía y Minas no se pronuncie en este plazo, se aprueba por silencio administrativo positivo.
 - e) Las concesiones son bienes inmuebles que se inscriben en Registros Públicos y por lo tanto por si mismo se convierte en un derecho real, independiente de los bienes muebles o inmuebles que la componen.
 - f) Los precios de la energía y potencia se fijan administrativamente, lo cual se conoce como tarifas (generación, distribución para el mercado de servicio Público y transmisión a excepción del sistema complementario) y otros precios que ya no se definen como tarifas, se establecen por libre negociación (generación y distribución para el mercado libre).
 - g) La existencia de un Organismo Regulador Independiente (OSINERGMIN) le otorga estabilidad y predictibilidad a la regulación y, por lo tanto, a la inversión en las distintas actividades eléctricas.
 - h) La existencia de un Operador del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), privado, con funciones públicas e independientes (COES) le otorga estabilidad y confiabilidad a la operación y despacho en el mercado eléctrico.

- i) Los indicadores que se manejan en el sector nos indican que la reforma fue positiva.
- A partir del año 1992, se rompió el monopolio legal de las empresas públicas y se liberalizó el mercado con lo que se permitió el ingreso de la inversión privada como eje del desarrollo.
 - Actualmente el Estado participa en el 29.8% de la generación, 10% de la transmisión y 45% de la distribución.
 - La cobertura del servicio actualmente es el 85% del territorio nacional.
 - La potencia instalada pasó de ser 3 156.40 MW en 1992 a 5 848 MW, es decir, casi duplicó su capacidad.
- El número de autorizaciones y concesiones era 0, al año 2010 eran de 47 en generación, 201 en transmisión y 73 en distribución, lo cual implica una importante participación privada en el sector.
 - La estructura empresarial es actualmente completamente desintegrada.
 - La tarifa para el servicio público es regulada y reconoce una tasa de actualización o rentabilidad del 12%, súper atractiva para el inversionista y muy competitiva a nivel mundial.
 - A la fecha y desde hace mucho existen normas de calidad del servicio, de protección ambiental y de protección a los usuarios, las mismas que antes de la reforma no existían.