

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DEL PERU

FACULTAD DE DERECHO



**Análisis paralelo del proceso de la liberalización del sector eléctrico francés,
en el marco de la Unión Europea, y del sector eléctrico peruano.**

Tesis para optar el Título Profesional de Abogado que presenta el Bachiller:

DIEGO JESUS RAMIREZ ARIAS

Asesor:

DR. ALBERTO CAIRAMPOMA ARROYO

Lima, 2018

*A mi padre, ejemplo de constancia y
responsabilidad, siempre estará
conmigo en todo momento.*



Resumen

El proceso de liberalización del sector de electricidad en Europa puede ser considerado como un referente a nivel mundial, una transformación progresiva, coordinada y por etapas fueron las características más importantes de este fenómeno. En la gran mayoría de países europeos, la liberalización del sector de electricidad fue hecha a partir de la segmentación de grandes monopolios legales. Estos monopolios, estaban constituidos por una sola empresa de propiedad del Estado, por lo que las actividades estaban sujetas a un régimen de derecho público. Sin embargo, con la creación del mercado único de la energía (creación de la Unión Europea), el antiguo régimen será substancialmente modificado con el fin de alcanzar el objetivo de un mercado interno único, y aplicar como regla de principio el derecho de la competencia en lugar del derecho público. En este contexto se encuentra Francia, este país presenta una muestra interesante de como el derecho público y el derecho de la competencia pueden ser armonizados y equilibrados. El sector de electricidad francés es considerado como un sector esencial para el desarrollo del país por el solo hecho de ser considerado como servicio público, por este motivo se le consideró, en un inicio, como exclusivamente reservado al Estado. Por otro lado tenemos la realidad peruana, el sector eléctrico peruano, el cual fue sujeto de una extensa nacionalización, fue liberalizado de la misma manera pero por razones de un funcionamiento defectuoso y una gestión estatal ineficaz. Existía una reticencia a la actividad económica del Estado, considerándola como inapropiada y deficiente. El principio de subsidiariedad aplicado a la acción pública y la promoción de la iniciativa privada serán los principios que guiarán esta nueva etapa en la evolución del sector eléctrico peruano. Muchos puntos en común se pueden notar entre la evolución del sector eléctrico peruano y francés, más allá de diferencia estructurales del mercado, será muy interesante analizar cómo los poderes públicos afrontaron la compleja decisión de abrir el sector eléctrico a la libre competencia, qué mecanismos y qué plan de ruta se estableció para cada realidad.

Índice analítico

Introducción	7
La comprensión del proceso de liberalización del sector eléctrico a través de la experiencia europea: la creación de un “mercado interno” y la reestructuración de actividades eléctricas	14
Capítulo I. La creación de un mercado interno europeo en materia energética	20
El establecimiento de una reestructuración común del sector eléctrico con el fin de crear un mercado interno a nivel europeo.....	23
La noción de “servicio universal” como fundamento jurídico para introducir la competencia en el mercado de electricidad.....	37
Capítulo II. La apertura progresiva del mercado de electricidad y la nueva estructura de la actividad eléctrica	50
El inicio de una apertura a la libre competencia del sector eléctrico determinada por el criterio de elegibilidad	52
El establecimiento de un nuevo sistema del mercado de electricidad.....	66
Análisis paralelo del proceso de liberalización del mercado de electricidad francés y del mercado de electricidad peruano.....	84
Capítulo I. La evolución del mercado de electricidad francés y su transformación en razón de la transposición del derecho europeo al derecho francés.....	86

La nacionalización del sector eléctrico francés y su cuestionamiento y transformación por parte del derecho europeo	92
Medidas adoptadas por el legislador francés con respecto a la apertura a la competencia.....	109
Capítulo II. La evolución del sector eléctrico peruano y su urgente y radical transformación en razón de la crisis sectorial	137
La transformación del sector eléctrico a través de la Ley de Concesiones Eléctricas - Decreto Ley N° 25844,	144
La evolución de títulos habilitantes destinados a incentivar la inversión privada y su incidencia en el desarrollo del sector eléctrico	161
El régimen particular de la concesión eléctrica como mecanismo de desarrollo del sector eléctrico	170
Resultado del proceso de privatización en el sector eléctrico después de su reforma	181
Una regulación particular establecida en el sector eléctrico con la finalidad de implantar la libre competencia	185
Estado actual del proceso de liberalización del sector eléctrico francés y peruano y los nuevos desafíos del sector eléctrico	209
Capítulo I. El resultado del proceso de liberalización del sector eléctrico francés y su continua evolución frente a la problemática medio ambiental	213
La apertura del sector eléctrico muestra aún una cierta concentración en los sectores en competencia	215
La instauración de una nueva regulación del sector eléctrico dirigida a incentivar la libre competencia	222

Los avances del sector eléctrico frente a los nuevos desafíos medio ambientales	228
Capítulo II. El resultado del proceso de liberalización del sector eléctrico peruano y su continua evolución frente a la problemática medio ambiental	239
El impacto del consumo de electricidad sobre el medio ambiente en función de la fuente energética.....	248
La introducción de energía de fuente renovable en la matriz energética	253
CONCLUSIONES FINALES	269
BIBLIOGRAFIA.....	272



Introducción

Al inicio de los años 80 el ideal de un mercado libre en el sector electricidad comienza a ser introducida en Europa. Esta idea fue adoptada en el marco de la creación de la Comunidad Europea con el objetivo de alcanzar una eficacia del mercado eléctrico en beneficio de los consumidores finales. Tomando como mecanismo la libre competencia entre los agentes económicos, los países europeos esperaban maximizar no solo el beneficio social a nivel nacional o regional sino también alcanzar un desarrollo sostenible e importante a nivel europeo continental. No obstante los esfuerzos interestatales por alcanzar este legítimo objetivo en favor de la sociedad, el resultado de este ambicioso objetivo está todavía lejos de realizarse.

En el seno de la entonces llamada Comunidad Europea, los ideales de liberalización del mercado europeo, se fundamentaban principalmente en la libre competencia de los agentes económicos en todos los sectores del mercado. Esta libre competencia era considerada como el mecanismo que permitiría alcanzar una situación ideal de mercado, en el cual la oferta y la demanda serían convergentes permitiendo que el precio se aproxime al máximo al costo operacional. A mediados de los años 90, el proceso de liberalización del sector eléctrico comenzó en el Reino Unido, este fenómeno significó en este país una reducción substancial del precio de la electricidad en el mercado mayorista anglosajón. Este hecho era considerado como una prueba concreta de la factibilidad de un

nuevo mercado eléctrico en Europa. Sin embargo, lejos de contemplarse este ideal como una oportunidad, algunas naciones la consideraban con el final de un modelo de funcionamiento u operación del servicio público.

Un ejemplo claro de esta reticencia fue Francia, donde el servicio público de electricidad es considerado como actividad propia de Estado, en este sentido la idea de una liberalización del sector eléctrico no fue tomada con entusiasmo, por el contrario se consideraba como una consecuencia negativa de políticas europeas neoliberales, las cuales ponían potencialmente en riesgo la continuidad de un sistema eléctrico, netamente bajo una gestión estatal, que hasta el momento funcionada con regularidad y eficacia. El principal y único operador en el sector eléctrico francés fue Electricidad de Francia (EDF) empresa pública la cual era propietaria de toda la industria eléctrica, desde la producción (reactores nucleares, hidroeléctricas, centrales de carbón y de gas), del las redes de transmisión y distribución (presente en 95% en este sector) y de la comercialización.

En obstante esta situación, la Comisión encargada de los asuntos energéticos de la Comunidad Europea consideraba que la apertura a la libre competencia de las actividades que se encuentran interconectadas en redes era necesaria. En este sentido la comisión consideraba que el sistema de funcionamiento y gestión del sector eléctrico francés *“no tenía la vocación de permanecer petrificado”*¹, estas declaraciones alteraron la situación política en Francia. Sin embargo ya a mediados de los años 80, la Comisión de la Comunidad Europea había proclamado su voluntad de desaparecer *“el mercado interior de electricidad y de gas”*² en todos los países miembros con la finalidad de crear un mercado único al interior de la Comunidad Europea.

¹ OUDIN, Jacques, Rapport d'information N° 459 de delegación del Senado por las Comunidades Europeas « Electricité et Gaz: pour un marché intérieur respectueux du service public » de fecha 25 de mayo de 1994.

² Desde el 16 de setiembre de 1986, una resolución del Consejo de Ministros europeo remarca que la comisión debe tener por objeto “un mejor integración, libre de trabas a los intercambios”.

Apoyándose sobre las disposiciones del Acto Único Europeo, relativo a la realización de un mercado interior³, la Comisión de la Comunidad Europea formuló sus primeras proposiciones sobre la posibilidad de una apertura del mercado de electricidad a la libre competencia. Estas proposiciones contaban con dismantelar los monopolios existentes sobre las actividades eléctricas con el fin de permitir a la mayor parte de consumidores poder elegir libremente a sus proveedores de electricidad. El fundamento económico de la política de liberalización del mercado de electricidad adoptada por la Comisión Europea se apoya en dos teorías económicas, la teoría de los mercados contestables, y por otro lado, en la teoría de facilidades esenciales o “*essentials facilities*” la cual es aplicable particularmente cuando el mercado tiene una estructura de monopolio natural.

Gracias a estas teorías, se permitirá desaparecer las barreras de entrada al mercado de electricidad y crear las condiciones para introducir una libre competencia en los sectores donde existe una potencial competencia entre los agentes económicos, como son la generación (producción en derecho francés) y comercialización de electricidad. Por otro lado, se instauró un régimen de libre acceso a los potenciales operadores económicos dentro del sector conformado por las redes eléctricas, además de una libertad de establecimiento dentro del espacio europeo. Los monopolios naturales de distribución y transmisión de electricidad no pudieron ser abiertos a la libre competencia a que estos reposan sobre infraestructuras de gran envergadura, las cuales son más rentables y eficaces en cuanto a su utilización si son gestionadas por una sola entidad en lugar de varios intervinientes⁴.

³ “L’acte unique européen” firmado el 17 febrero de 1986 en Luxemburgo et le 28 de febrero de 1986 en la Haya y entró en vigor el 1 de julio 1987.

⁴ Teoría consagrada por la Corte Suprema de los Estados Unidos en el proceso de Verizon vs Trinko, 540-U.S.398, 2004, sentencia en la cual la corte estableció una serie de condiciones para determinar si existe una facilidad esencial: control de una infraestructura de manera monopolística, irrazonable de duplicar la infraestructura, denegar el uso de la infraestructura a un competido, viabilidad de ceder la infraestructura y ausencia de una autoridad de regulación. Esta teoría fue consagrada por la jurisprudencia europea particularmente por la Corte de Justicia de la Comunidad Europea en su

La liberalización del mercado eléctrico implicó una modificación profunda de la estructura del sector eléctrico, para lograr esta transformación fue necesario una reestructuración de todos los sectores de actividad, esta medida fue necesaria para asegurar no solo el respeto a las reglas del Derecho de la Competencia sino también el respeto al régimen jurídico de servicio público aplicable a las infraestructuras en redes. Dada la existencia de múltiples particularidades jurídicas en cada Estado miembro, el proceso de desintegración de los grandes monopolios que dominaban el sector eléctrico será llevado a cabo a nivel interno bajo las directrices dictadas por la reglamentación europea. Es así que se crearon diversos sectores en la actividad eléctrica, sectores que antes pertenecían a una sola empresa monopólica. La producción, la transmisión, la distribución y la comercialización de electricidad pasaran a manos de empresas privadas. El detalle, es que en el derecho francés se estableció que si bien la actividad es ejercida por esas empresas privadas la infraestructura sigue perteneciendo al Estado.

Esta evolución no es ajena a la realidad del sector eléctrico europeo, es más la evolución del sector eléctrico francés y en general el europeo tiene cierta semejanza a la evolución de la estructura del sector eléctrico peruano. La presencia de grandes empresas públicas con una actividad predominante en todos los sectores de la actividad eléctrica es un punto en común tanto en el mercado francés que en el peruano, y al mismo tiempo fue el punto de partida para la transformación de su estructura. Sin embargo, una distinción a resaltar es que la fuente primaria de energía para la producción de electricidad es distinta. La producción nuclear altamente contaminante y peligrosa contra la fuente hidroeléctrica, mucho menos contaminante y menos nociva a largo plazo para el medio ambiente. Otra gran diferencia entre estos dos mercados es que la actividad de distribución de electricidad en el caso peruano esta fusionada a la actividad de comercialización, lo

sentencia C-343/95 Diego Cali y filii de fecha 18 de marzo 1997; en el Derecho France esta teoría fue reconocida por la sentencia de la Corte de apelaciones de Paris BOCCRF de fecha 7 de octubre de 1997.

cual le impide que haya una libre competencia en el sector minorista lo cual afecta a los consumidores finales.

Sin embargo, más allá de diferencias estructurales o de fuente de explotación, la diferencia más notable fue el tipo de decisiones que se tomaron y de mecanismos que se instauraron para implantar una libre competencia en el sector eléctrico. Si en el caso francés se procuró una transición progresiva de un mercado monopólico a un mercado completamente abierto a la libre competencia procurando mantener una presencia esencial del Estado en el sector energético, en el caso peruano fue totalmente lo contrario. Es importante resaltar que la particularidad del caso peruano es que la liberalización del sector eléctrico tuvo como fundamento un Estado deficiente desde el punto de vista funcional y estructural del sistema eléctrico. El estado en el que se encontraba el sistema eléctrico peruano marcado por la falta de financiamiento y de inversión en infraestructura además del alto endeudamiento público hacía necesario la toma de decisiones urgentes dirigidas en la venta de los activos estatales, lo cual tuvo como consecuencia un cambio brutal de la estructura del sector.

En este contexto, el Estado peruano decidió desfragmentar las empresas públicas de electricidad y privatizarlas con el objetivo de crear un nuevo mercado de electricidad abierto a la libre competencia y al mismo tiempo asegurar una regularidad en su crecimiento. En esta evolución, la Ley de Concesiones Eléctricas (Ley N° 28544) marca el punto de partida importante para la instauración un nuevo régimen jurídico del sector eléctrico, en el cual se establece no solamente un instrumento de gestión del servicio público de electricidad, la concesión, sino que también se permite la creación de un marco institucional constituido por nuevos actores públicos, quienes estarán a cargo de la tarea de fiscalización y control del nuevo mercado eléctrico. La aparición del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) o del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería es una muestra de la transformación estructural del sector eléctrico peruano.

El análisis del resultado de estos dos procesos de apertura del sector eléctrico a la libre competencia, el peruano y el francés, nos permitirá constatar si el objetivo inicial de mejorar el mercado de electricidad en favor de los consumidores finales ha sido alcanzado. Es evidente que la evolución del sector eléctrico es constante y que se transforma de manera continua adaptándose a las situaciones económicas sociales o ambientales como es el caso actualmente. En este sentido, es evidente que hoy en día nuevos desafíos se presentan para el sector eléctrico, la introducción de energías renovables en el mix-energético, la reducción substancial de emisiones contaminantes en la producción de electricidad o la utilización de una reglamentación incitativa para la creación de centrales de energía renovable, son una prioridad para el Estado. Estos desafíos se presentan en un contexto mundial donde los aspectos ambiental y social son considerados como primordiales en la toma de decisiones sobre el desarrollo de la industria eléctrica.

El presente trabajo tiene como pretensión analizar y dar a conocer como el sector eléctrico se desarrolló y evolucionó en un contexto europeo-francés y al mismo tiempo formular una comparación con el sistema peruano desde una perspectiva estructural. El carácter complejo de la búsqueda de un equilibrio entre la obligación de establecer una libre competencia en un sector eléctrico, sector que fue dominado por mucho tiempo por grandes empresas verticalmente interconectadas, y los principios que rigen el servicio público, serán los puntos de referencia de este trabajo cuando se analice el caso francés. Por otro lado, el principio de subsidiariedad que se erigió como regla de principio para la actividad económica del estado y la participación activa y plena de los agentes privados para el desarrollo de la industria será, por su parte, el punto de referencia cuando se analice el caso peruano.

Estas temáticas serán estudiadas en tres partes: en primer lugar se tratará el tema de la liberalización del mercado eléctrico a nivel europeo, los mecanismos y las acciones que se adoptaron para lograr este objetivo; en un segundo lugar se efectuará un análisis en paralelo de la evolución de la

liberalización del mercado francés y peruano con el objetivo de mostrar cómo este proceso se llevó a cabo y verificar puntos en común y eventuales propuestas alternativas a una misma problemática; y finalmente, en una tercera parte se tratará el tema de las perspectivas y los nuevos desafíos que se presentan actualmente para el sector eléctrico en ambas realidades, la francesa y la peruana.



Primera parte:

La comprensión del proceso de liberalización del sector eléctrico a través de la experiencia europea: la creación de un “mercado interno” y la reestructuración de actividades eléctricas

Del análisis del proceso de apertura del sector eléctrico peruano a la libre competencia se puede constatar que no hubo una transformación abrupta de la estructura del sector con el objetivo de mejorar el funcionamiento del servicio público de electricidad. Después de un largo proceso de nacionalización que comenzó a partir de 1972 durante el gobierno militar, el estado crítico en el que se encontraba el sector eléctrico obligó al Estado Peruano a tomar medidas urgentes con el fin de asegurar la continuidad y la eficacia del servicio eléctrico. La adopción de una serie de medidas adoptadas con urgencia en un contexto de crisis económica fue la pauta que marco el gran proceso de privación que se llevó a cabo a inicios de los años 90.

El gobierno decidió fundamentar la reforma del sector eléctrico en la inversión privada y el ingreso de capitales extranjeros en la industria eléctrica. En el plano interno la deuda privada y pública tuvieron que ser asumidas por el gobierno antes de comenzar con el proceso de privatización, esta situación ameritaba la toma de medidas económicas urgentes con el fin de obtener nuevas fuentes de financiamiento. A esta situación se suma el estado de deterioración considerable en el que se encontraba el servicio eléctrico (sobre todo el sistema de redes y las centrales de generación de electricidad), estas falencias no permitían que los principios sobre los que se basa la prestación del servicio público de electricidad (continuidad, igualdad y calidad determinada) fueran cumplidos por el Estado Peruano durante su gestión. En 1992 menos de la mitad de la población tenía acceso al

servicio de electricidad, es decir la tasa de electrificación era de apenas 48,4 %⁵, uno de los índices de electrificación más bajos de América Latina en aquella época, además de una tasa de consumo *per cápita* de 500 Kw/h, la más baja del continente sudamericano en aquella época en comparación a Colombia, Chile y Venezuela cuyo consumo oscilaban alrededor de 1000Kw/h, 2000 Kw/h y 2500 Kw/h respectivamente⁶.

Este contexto nos permite llegar a dos conclusiones irrefutables: la gestión del servicio público de electricidad fue deficiente durante el periodo de gestión del Estado y la necesidad de una reforma del sector eléctrico era imperativa y urgente. Esta situación determinó que el Estado reformulara su concepción con respecto a su participación en la actividad económica, es decir que de ser un agente activo en el mercado pase a un ejercer un rol subsidiario de control o fiscalización en la actividad eléctrica. Sin embargo, es preciso resaltar que el rol subsidiario del Estado en el sector eléctrico no será una alternativa escogida por el Gobierno Peruano sino que fue el único camino que le permitiría sobrevenir a sus necesidades y sanear una serie de deficiencias estructurales y funcionales en la gestión del sector eléctrico. Específicamente, el mecanismo adoptado por el gobierno para liberalizar el sector eléctrico fue la venta de empresas públicas bajo la modalidad de la subasta pública, lo que implica una transferencia del control de las empresas públicas, permitiendo e incentivando al mismo tiempo la entrada de capitales extranjeros en el sector. Sin embargo, este mecanismo de restructuración y financiamiento de la actividad eléctrica no fue una decisión que se tomó después de un periodo de reflexión y análisis de la situación en la que se encontraba el mercado eléctrico, sino que fue la única solución viable que se presentaba a inicios de los años 90 y que significó además el retiro abrupto del Estado de la actividad eléctrica.

⁵ Informe final de la Comisión Investigadora sobre delitos económicos y financieros cometidos entre 1990 y 2001 del Congreso de la República, junio 2002, pág. 23.

⁶ BONIFAZ, José Luis, *Distribución eléctrica en el Perú: regulación y eficiencia*, Universidad del Pacífico, 2001, pág. 17.

Esta decisión del Gobierno Peruano tuvo como consecuencia desfragmentar las empresas públicas de electricidad y privatizarlas con el objetivo de crear un mercado de electricidad abierto a la libre competencia y al mismo tiempo asegurar una regularidad en el crecimiento, alcance y desarrollo del sector eléctrico. En esta evolución, la Ley de Concesiones Eléctricas marca el punto de partida importante para un nuevo régimen jurídico del sector eléctrico, en el cual se establece no solamente un instrumento de gestión del servicio público de electricidad, la concesión, sino que también se permite la creación de nuevos actores por parte del Estado, quienes estarán a cargo de la tarea de fiscalización y control del nuevo mercado eléctrico. La aparición del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) o del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería es una muestra de la transformación estructural del sector eléctrico peruano.

Es importante mencionar que el proyecto de una liberalización de las principales actividades económicas y en particular los sectores de la energía tiene su orígenes en el continente europeo, con la creación de la Comunidad Económica Europea a finales de los años 70, la idea de una liberalización del mercado energético entre países miembros de la comunidad y la participación preponderante de agentes privados en las actividades económicas, principalmente en el sector energético, fue una fuente de inspiración para una libre competencia en el sector eléctrico. Al respecto, la Comisión del Senado por la Comunidad Europea consideraba que la apertura a la libre competencia de las actividades que se encuentran interconectadas en redes era necesaria. En el Reporte n° 459 realizado por la Comisión de asuntos económicos de la Comunidad Europea de fecha 25 de mayo 1994 ya se consideraba que el sistema de funcionamiento y gestión del sector eléctrico, refiriéndose específicamente al sector eléctrico francés, “no tenía la vocación de permanecer petrificado”⁷. Sin embargo mucho antes, a mediados de los años 80, la Comisión de la Comunidad Europea había

⁷ OUDIN, Jacques, Rapport d’information N° 459 de délégación del Senado por las Comunidades Europeas « Electricité et Gaz: pour un marché intérieur respectueux du service public » de fecha 25 de mayo de 1994.

proclamado su voluntad de desaparecer “el mercado interior de electricidad y de gas”⁸ en todos los países miembros con la finalidad de crear un mercado único al interior de la Comunidad Europea.

Apoyándose sobre las disposiciones del Acto Único Europeo, relativo a la realización de un mercado interior⁹, la Comisión de la Comunidad Europea formuló sus primeras proposiciones sobre la posibilidad de una apertura del mercado de electricidad a la libre competencia. Estas proposiciones cuentan con dismantelar los monopolios existentes sobre las actividades eléctricas con el fin de permitir a la mayor parte de consumidores de poder elegir libremente a sus proveedores de electricidad. Estas ideas de liberalización tuvieron una influencia muy fuerte en el mundo incluyendo América Latina. Es por este motivo que esta primera parte se analizará el proceso de liberalización de la actividad eléctrica que se estableció a nivel de la Unión Europea, con el objetivo de conocer cómo el sector eléctrico fue abierto a la libre competencia para después concretizarlo en el caso francés con el fin de compararlo con el caso peruano.

La evolución del sector eléctrico europeo tiene cierta semejanza a la evolución de la estructura del sector peruano de electricidad. La presencia de grandes empresas públicas con una actividad predominante en todos los sectores de la actividad eléctrica es un punto en común, otro aspecto que se comparte entre estas dos realidades es la infraestructura de redes (transmisión y distribución) las cuales constituyen en ambos casos un monopolio natural. Sin embargo, una distinción a resaltar es la fuente primaria de energía utilizada para la producción de electricidad. Además, la actividad de distribución de electricidad en el caso peruano esta fusionada a la actividad de comercialización, actividades que en el caso europeo son ejercidas por agentes económicos distintos. Es importante resaltar que la particularidad del caso peruano es que la liberalización del sector eléctrico tuvo como

⁸ Desde el 16 de setiembre de 1986, una resolución del Consejo de Ministros europeo remarca que la comisión debe tener por objeto “un mejor integración, libre de trabas a los intercambios”.

⁹ “L’acte unique européen” firmado el 17 febrero de 1986 en Luxemburgo et le 28 de febrero de 1986 en la Haya y entró en vigor el 1 de julio 1987.

fundamento un Estado deficiente en la gestión de la actividad eléctrica, mientras que la liberalización del sector eléctrico europeo fue un objetivo preestablecido y marcado por un proceso bien definido el cual fue desarrollándose en la medida que se cumplieron con objetivos a corto y a mediano plazo.

Dentro de la evolución del marco jurídico que regula el sector de electricidad europeo, tres dispositivos normativos permitieron la liberalización progresiva del sector eléctrico. La Directiva 96/92/CE publicada el 19 de diciembre de 1996, fue la primera directiva que estableció las bases para permitir una liberalización del mercado eléctrico, este dispositivo tiene una importancia fundamental pues a partir de esta directiva se establece no solo la obligación de los Estados miembros de iniciar un proceso de liberalización sino que también se crean mecanismos para lograr una apertura del mercado. Posteriormente, con la publicación de la Directiva 2003/54/CE publicada el 23 de junio 2003, se reemplaza la primera directiva y se establecen nuevos objetivos en cuanto a la gestión de infraestructura y control de actividades eléctricas. La noción de administrador independiente de redes será una de los grandes aportes de este dispositivo.

Finalmente, la Directiva 2009/72/CE publicada el 13 de julio del 2009, completó la transformación estructural del mercado eléctrico, pues se estableció la separación jurídica de las empresas que conformaban los antiguos monopolios verticales en el sector eléctrico. La directiva estableció además nuevos objetivos para el sector eléctrico, con vistas a una transición energética, estos objetivos buscan esencialmente desarrollar e incentivar la utilización de energías renovables en el mix-energético de cada Estado miembro, con el fin de reemplazar la utilización de energías primarias altamente contaminantes y peligrosas para el ser humano como el uranio y el carbón. Coincidentemente, una evolución semejante ocurrió en el sector eléctrico peruano, sin embargo las urgencias de financiamiento en infraestructura y el endeudamiento público creciente fueron las condicionantes que determinaron y guiaron la evolución del sector eléctrico.

A partir del análisis de las directivas europeas que regularon progresivamente la liberalización del sector eléctrico europeo, se puede remarcar que la clave para introducir una libre competencia en este sector y lograr la creación de un mercado interior europeo descansa en las características particulares y especificidades propias de las infraestructuras de transporte y de distribución de electricidad. De esta manera la liberalización del sector eléctrico se enfrenta a dos problemáticas importantes: la induplicabilidad de redes eléctricas y la preservación de la misión de servicio público que tienen a su cargo los Estados miembros de la Unión Europea.

En este contexto, el legislador europeo consideró que para lograr la creación de un mercado interno de electricidad era necesario repensar la totalidad de la organización y la gestión del sistema eléctrico, pues las actividades ejercidas en este sistema no podían ser analizadas como un todo disociable dentro del cual la competencia sería introducida de manera idéntica, sin tomar en cuenta las características específicas de cada sector y en particular las actividades en redes para las cuales fue necesario la creación de un marco jurídico especial.

Tomando como experiencia la apertura a la libre competencia de sectores organizados en redes como el sector de telecomunicaciones y transporte ferroviario, la Comisión Europea planeaba liberalizar el sector de la energía, y en un primer momento el sector electricidad. Sin embargo, la liberalización de este sector se presentaba realmente complicada a nivel europeo especialmente en razón de la estructura del mercado, su categoría de servicio público y sobretodo la presencia de monopolios legales en la gestión de las infraestructuras en redes. Por ejemplo, en España el 80 % del mercado producción de electricidad estaba controlado por solo dos empresas IBERDROLA y ENDESA. En Suecia el 50 % del mercado de producción y más de la mitad de las redes de transmisión estaban controladas por una sola empresa VATTENFALL. En Francia, la empresa EDF era propietario y gestionaba la totalidad del mercado de producción y transmisión de electricidad, además de controlar el 95 % de las redes de distribución.

Las experiencias anteriores de reformas en relación a la apertura de sectores en redes indicaban que la construcción de un sistema eléctrico abierto a la libre competencia implicaría no solo un proceso lineal sino que además implicaría una serie de reformas en dos ámbitos: el primero jurídico, particularmente en el derecho de la competencia y el otro en la estructural del mercado, referido a la reorganización operacional de infraestructuras técnicas y comerciales del sector de electricidad. Estas reformas ambicionaban la creación de un mercado interior europeo en el cual las centrales de producción de electricidad estuviesen a disposición de todos los consumidores de electricidad presentes en cada Estado miembro, y donde las redes de transmisión nacionales estuviesen interconectadas a nivel internacional facilitando el intercambio de energía con el fin de evitar un equilibrio común. En comparación a la América latina, la creación de un mercado único está todavía muy lejos de concretizarse, si bien existen intercambios comerciales de energía, el sector energético permanece bajo la fuerte influencia de la soberanía de cada país.

Capítulo I. La creación de un mercado interno europeo en materia energética

El objetivo de la creación de un mercado interno de energía a nivel europeo exigía suprimir los obstáculos de naturaleza intra-estatal sobre el libre intercambio de mercancías y servicios, la libertad de empresa y la libertad de operaciones financieras. Este objetivo no podrá realizarse si los agentes del mercado tienen el poder de aislar ciertas partes del mercado y limitar las libertades antes citadas¹⁰. Si bien con la formación y consolidación de la Unión Europea se estableció como principios fundamentales de la unión la libre circulación de personas, de mercancías y de inversiones, el sector

¹⁰ SIMON, Denys y POILLOT-PERUZZETTO, Sylvaine, Politique de concurrence, EN: Répertoire de droit européen, Dalloz, agosto 2005, numeral 14.

de energía era y es considerado como un sector propio de cada Estado miembro, además de estratégico para la seguridad nacional. Sin embargo la política europea estableció que el sector de energía es una prioridad para la unión y cuyos objetivos deben ser comunes para todos los Estados miembros con el fin de enfrentar de manera conjunta a los desafíos energéticos mundiales. El derecho de la energía y el derecho de la competencia contribuirán a fundamentar este ambicioso objetivo.

La posición de la Comisión Europea era clara, su primer objetivo fundamental era “el de contribuir à la apertura del mercado único europeo” es decir “impedir y combatir las prácticas abusivas de las empresas que aíslan el mercado con el fin de crear diferencias artificiales de precios o condiciones excesivas de venta”¹¹. Es por esto que la Comisión Europea considera que el derecho de la competencia aplicable a las empresas, ya sean privadas o públicas, debe contribuir a la realización de un mercado único.

Para armonizar el derecho interno de cada Estado miembro, sobre todo en lo que respecta la normativa aplicable a la liberalización del mercado de energía, tres cuerpos legislativos consecutivos fueron necesarios para regular el acceso, la transparencia y el funcionamiento del mercado, además de una interconexión eficiente de redes y des niveles adecuados de aprovisionamiento accesible a todos los consumidores finales.

El ideal de un mercado único, con una fuerte de producción de energía estable, redes de transmisión interconectadas entre los países miembros, y una comercialización de electricidad con alcance pan-europeo era el principal objetivo de esta gran transformación. Sin embargo, la finalidad última de esta evolución era utilizar la libre competencia para maximizar el bienestar social, es decir que era necesario, para la realización de una transición hacia una economía europea con una baja intensidad

¹¹ Comisión europea, IX Reporte sobre la política de la competencia, 1979, pág. 9 y XXVII Reporte sobre la política de la competencia, 1997, pág. 3.

en la utilización del carbón y conservar el aprovisionamiento estable a un precio accesible, de lograr integrar totalmente las redes y sistemas energéticos europeos y liberalizar al máximo el mercado de energía¹².

En vistas de crear un mercado único, el primer grupo legislativo, adoptado a finales de 1990 concretizado por la primera directiva N° 96/92/CE de 19 diciembre de 1996, estableció las reglas comunes para un mercado interior de electricidad. Esta directiva introduce la noción de cliente elegible (libertad de elección de la empresa suministradora de electricidad), noción determinada por el consumo anual en Gw del cliente final, y que significará el punto de partida de una apertura progresiva del mercado eléctrico. Este primer cuerpo normativo fue reemplazado en 2003 por un segundo grupo de disposiciones europeas N° 2003/54/CE del 26 junio 2003, a partir del cual se da un nuevo contenido a la noción de cliente legible, la cual estará determinada por la calificación del cliente en cuanto a su utilización (residencial, comercial o industrial). Este segundo cuerpo normativo, establece además fechas fijas para la apertura del mercado, es decir un calendario de apertura (los consumidores industriales son clientes elegibles desde el 1 de julio 2004 y los consumidos domésticos desde el 1 de julio 2007).

En abril 2009 fue adoptado un tercer grupo legislativo 2009/72/CE del 13 de julio de 2009, que modificó el segundo grupo legislativo, destinado a cumplir varios objetivos como la de reforzar la liberalización del mercado interno de electricidad y gas, cubrir ciertas lagunas o vacíos legales dejados por la segunda y primera directiva, incentivar la inversión en infraestructura, crear una competitividad y a proteger a los consumidores. Este tercer cuerpo normativo trata la difícil tarea de reforzar la integración de mercados nacionales de electricidad y gas y además estimular la libre competencia en beneficios de los consumidores finales a través de la obligación de cooperación de

¹² COM (2011) 885 final, Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones, 15 de diciembre 2011, pág. 1.

redes (transmisión y distribución), de transparencia y de conservación de información, además de garantizar un acceso a las instalaciones de almacenamiento y terminales de GNL en el sector de gas.

Es necesario precisar que hubo una reticencia por parte de los Estados miembros en trasponer esta última directiva. Este tercer grupo normativo no había sido totalmente transpuesto y aplicado por una gran mayoría de Estados miembros hasta mediados del 2011. Una de las causas era que el objetivo de este cuerpo normativo, el cual era de finalizar un proceso de liberalización del sector eléctrico, proceso que no se llevó a cabo en plenitud en todos los países miembros debido a la compleja tarea de desmembrar, en la mayoría de casos, a un operador histórico. Esta situación, tuvo como consecuencia que la Comisión europea inicie 17 procesos de infracción concernientes al sector electricidad y 18 concernientes al sector gas en setiembre 2011 por el retraso en la transposición de la directiva del tercer grupo normativo.

El establecimiento de una reestructuración común del sector eléctrico con el fin de crear un mercado interno a nivel europeo

La primera directiva de electricidad N° 96/92/CE de 19 diciembre de 1996 (primera directiva) relativa a las reglas comunes para un mercado interno de electricidad fue desarrollada sobre la base del artículo 114 del TFUE (anteriormente artículo 95 del TCE). Según esta disposición el Consejo Europeo conjuntamente con el Parlamento tienen la potestad de adoptar las medidas necesarias con el fin de armonizar el derecho interno de los países miembros con la finalidad de crear las condiciones adecuadas para la existencia de un mercado interior apoyado en un sistema jurídico europeo conformado por todos los sistemas jurídicos de los países miembros. La fecha de transposición de la primera directiva dentro del derecho nacional de cada país fue fijada a más tardar el 19 de febrero de 1998.

Con este primer instrumento de alcance comunitario, el mercado de electricidad se divide en tres segmentos distintos: la producción, la transmisión y la distribución, cada uno de estos segmentos tienen normas propias destinadas a asegurar la implementación progresiva de un mercado interno de electricidad. El objetivo de esta directiva fue el de suprimir los derechos especiales y exclusivos acordado al operador histórico sobre todos estos segmentos y permitir a ciertos tipo de consumidores de elegir la empresa proveedora de electricidad que deseen, permitiendo al mismo tiempo de reestructurar progresivamente las actividades de distribución y de transmisión de electricidad a través del acceso de terceros a las redes. Los objetivos principales seguidos por esta primera directiva son:

- Racionalizar el sector de electricidad reforzando la seguridad de aprovisionamiento y competitividad económica.
- Adaptar la industria energética a su nuevo contexto teniendo en cuenta la diversidad de organización de las redes eléctricas.
- Favorecer la interconexión y la inter-operatibilidad de las redes.

La apertura propuesta por la primera directiva es calificada como parcial y progresiva. Se considera como parcial porque la construcción de nuevos medios de producción es estrictamente reglamentada con el objeto de que la liberalización del mercado no tenga un impacto brutal entre las empresas ya existentes en el mercado. Es preciso resaltar que la directiva no establece una separación jurídica de la producción, de transmisión y de distribución, pero si exige que el operador histórico ponga a la disposición de las empresas entrantes al mercado de electricidad sus infraestructuras de transmisión y distribución.

La directiva establece, por otro lado, la potestad en favor de los Estados miembros de imponer a las empresas operadoras las obligaciones esenciales de “servicios públicos” principalmente en el ámbito

de protección al consumidor y de seguridad de aprovisionamiento, es decir que la ejecución de una misión de interés económico general justifica una derogación a la regla de libre competencia. Finalmente, la directiva establece que cada Estado miembro deberá abrir a la libre competencia por lo menos el 22% de su mercado nacional de producción de electricidad, porcentaje que deberá llegar a 33% de su mercado en 2003.

De otra parte la apertura establecida por la directiva de electricidad es progresiva porque la parte de mercado abierta a la libre competencia tiene vocación a evolucionar de manera creciente en un periodo de seis años. En una primera etapa, se estableció que la parte del mercado nacional abierto a la competencia sería aquella que comprende a todos los clientes finales cuyo consumo sea superior a 40 Gw por hora, es decir los consumidores finales que consumen esta cantidad de electricidad pueden elegir libremente a su proveedor de electricidad. Este límite será reducido, una segunda etapa, a 20 Gw al término de 3 años después de la entrada en vigencia de la directiva. Finalmente, en una tercera etapa este límite sería fijado en 9 Gw a los 6 años de vigencia de la directiva.

Si bien esta planificación estaba prevista a tener una vigencia mínima de 6 años, se consideraba que la primera directiva no era lo suficientemente adecuada para crear las condiciones necesarias para lograr una apertura del mercado de electricidad. Es por esta razón que la Comisión Europea emitió la segunda directiva (2003/54/CE del 26 junio 2003) que reglamenta la liberalización del sector eléctrico, esta directiva tuvo entre sus objetivos, complementar las disposiciones establecidas por la primera directiva y fijar nuevas metas en cuanto a la apertura del mercado a la competencia. De esta manera la segunda directiva establecía una nueva forma de determinación de los clientes llamados "elegibles" en función de la utilización de la electricidad. A partir de 2003 los consumidores finales se clasificaron de la siguiente manera:

- Clientes residenciales: considerados como las personas que utilizan la electricidad para su propio consumo domestico, lo que excluye las actividades comerciales o profesionales.
- Clientes no residenciales: las personas físicas o morales que compran electricidad no destinada al uso domestico. Esta categoría comprende a los productores y los clientes mayoristas.
- Clientes elegibles: los clientes que son libres compran electricidad de las empresas que ellos escojan libremente.

Con un ánimo más estricto y perentorio, la segunda directiva establece fechas límites para la apertura del mercado de electricidad, es más este instrumento establece que el mercado de electricidad deberá ser abierto completamente a la libre competencia sin distinción de categorías o diferenciación en cuanto al uso o cantidad de electricidad. De esta manera, la directiva precisa que serán considerados clientes elegibles, todos los clientes no residenciales a mas tardar a partir del 1 de julio del 2004. A partir del 1 de julio del 2007 todos los clientes serán considerados como clientes elegibles.

Uno de los objetivos de la segunda directiva era de perfeccionar la creación de un mercado interior de electricidad, para cumplir este objetivo, la directiva introduce la noción de “administrador de redes” ya sea de transmisión o de distribución de electricidad. El administrador de redes es una figura jurídica propia de las infraestructuras bajo el modelo de monopolio natural, destinado a garantizar una gestión imparcial y un trato igualitario de todos los agentes económicos que soliciten el acceso a una determinada infraestructura induplicable y esencial para el ejercicio de sus actividades económicas. La directiva define al administrador de redes como la persona encargada de la explotación, mantenimiento y desarrollo de las redes. En un principio se estableció que el administrador de las redes debería independiente, por lo menos en el plano contable con respecto al

monopolio vertical, además se estableció a título facultativo que la propiedad de las redes deberían pasar a manos del administrador de redes con el fin de garantizar una imparcialidad efectiva y real en la gestión de las redes.

La cesión o la transmisión de la propiedad de las infraestructuras eléctricas será un punto de discusión y debate dentro del marco de esta apertura del sector eléctrico. Con la publicación de la tercera directiva (2009/72/CE del 13 de julio del 2009) la potestad de los Estados miembros de transmitir o no la propiedad de las infraestructuras en redes en favor del administrado de las mismas se convierte en una obligación. Esta medida no fue aceptada principalmente por Alemania y Francia, ya que se consideraba que esta medida era intrusiva en la soberanía de los Estados miembros, además de perturbar la estructura tradicional del servicio de electricidad, por este motivo la tercera directiva propondrá tres opciones alternativas con el objetivo de alcanzar una imparcialidad en cuanto a la gestión de las redes y su propiedad. Los tres modelos de organización son los siguientes:

- La disociación integral de las infraestructuras y de su propiedad, (OU – Ownership Unbundling) es decir las infraestructuras se transfieren a la propiedad del administrador de redes.
- El administrador de redes independiente (ISO – Independent System Operator) encargado del mantenimiento de las redes, los bienes permanecen como propiedad del monopolio histórico.
- El administrador de las redes de transmisión independiente (Independent Transmission Operator) esta opción implica la creación de un marco normativo detallado el cual garantice la autonomía, la independencia y las inversiones necesarias en la actividad de transporte.

Dentro de esta evolución del marco jurídico del sector eléctrico europeo, dos temas fueron debatidos con profundo interés. Uno de índole teórico, relacionado a la articulación del derecho de

la competencia con las obligaciones inherentes a la noción de servicio público (“servicio de interés económico general” en derecho europeo), y otro tema de índole práctico, sobre los mecanismos necesarios para la introducción de la competencia en el sector eléctrico y cuál sería la metodología a emplear en esta transformación de la estructura del mercado eléctrico.

1. La coexistencia de la libre competencia y la noción de servicio público en mercado de electricidad.

La primera directiva tuvo como principal objetivo organizar, en el seno del sistema de electricidad y en particular en la gestión de infraestructuras esenciales, la coexistencia de las obligaciones de servicio público y de reglas de libre competencia. Este objetivo se mostró muy complejo en ciertos casos, por ejemplo en Francia, donde el sector eléctrico permanece concentrado alrededor de una sola empresa pública la cual beneficia de un monopolio legal establecido por la Ley N° 46-628 de fecha 8 de abril de 1946 relativa a la nacionalización de la electricidad y del gas. Es decir, que las obligaciones propias del régimen de servicio público podrían estar en conflicto con el derecho de la competencia debido a su naturaleza opuesta.

En Derecho europeo la noción de servicio público es tratada bajo el nombre de “servicio de interés económico general”, esta figura jurídica es mencionada en el artículo 106-2 del TFUE, el cual establece que las empresas que tienen a su cargo la gestión de un tal servicio, están obligadas a respetar el derecho de la Unión Europea y particularmente las normativa relacionada a la libre competencia. Sin embargo, la aplicación del derecho europeo de la competencia no es absoluta, el artículo 106-2 precisa que el derecho de la competencia es aplicable en la medida que este no represente un obstáculo de derecho o de hecho a la misión particular que ha sido otorgada a la empresa encargada de un servicio de interés económico general.

A esta problemática podemos agregar, la compleja determinación de las obligaciones de servicio público de interés económico general aplicable a todos los Estados miembros. Esta tarea es compleja, en principio, ya que no existe una definición teórica específica en el ámbito del servicio de interés económico general. El artículo 16 del Tratado que constituye la Unión Europea (TCE) (actual artículo 14 del TFUE¹³) reconoce que los servicios de interés general son parte de los *“valores comunes de la Unión, los cuales deben ser asegurados por la Comunidad y los Estados miembros”*. Por otra parte el artículo 36 de la Carta de Derechos Fundamentales precisa que *“la Unión reconoce y respeta el acceso a los servicios de interés económico general tal como están previstos por la legislaciones y practicas nacionales”*¹⁴.

En conclusión, estas disposiciones proponen una aproximación positiva y autónoma de las obligaciones de servicio público de interés general cuyo cumplimiento constituye una excepción a la aplicación de las normas de derecho de la competencia. Sin embargo, estas disposiciones no establecen ningún criterio para determinar el contenido de estas obligaciones, ellas solo establecen

¹³ Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea TFUE, artículo 14. *« Sans préjudice de l'article 4 du traité sur l'Union européenne et des articles 93, 106 et 107 du présent traité, et eu égard à la place qu'occupent les services d'intérêt économique général parmi les valeurs communes de l'Union ainsi qu'au rôle qu'ils jouent dans la promotion de la cohésion sociale et territoriale de l'Union, l'Union et ses États membres, chacun dans les limites de leurs compétences respectives et dans les limites du champ d'application des traités, veillent à ce que ces services fonctionnent sur la base de principes et dans des conditions, notamment économiques et financières, qui leur permettent d'accomplir leurs missions. Le Parlement européen et le Conseil, statuant par voie de règlements conformément à la procédure législative ordinaire, établissent ces principes et fixent ces conditions, sans préjudice de la compétence qu'ont les États membres, dans le respect des traités, de fournir, de faire exécuter et de financer ces services. »*

¹⁴ Carta de Derechos Fundamentales de la Unión Europea de fecha 18 de diciembre del 2000, artículo 36, *Accès aux services d'intérêt économique général, « L'Union reconnaît et respecte l'accès aux services d'intérêt économique général tel qu'il est prévu par les législations et pratiques nationales, conformément aux traités, afin de promouvoir la cohésion sociale et territoriale de l'Union. »*

que las obligaciones de servicio público sean conformes a las disposiciones del TCE¹⁵ actualmente TFUE y una competencia del cada Estado miembro en su determinación.

Queda claro que la existencia y el contenido de las obligaciones de servicio público van más allá de aquello prescrito en la norma europea. Para que esta noción se concrete la directiva aplica el principio de subsidiariedad, es decir los Estado miembros determinan el alcance y los objetivos de estas obligaciones. Sin embargo, esta concesión hecha en favor de los Estados miembros que consagran en su legislación interna la noción de servicio público y sus obligaciones correspondientes puede ser considerada como “temporal” ya que la directiva prevé expresamente que estas obligaciones deben ser reexaminadas periódicamente ya que su naturaleza no es perenne.

En lo que respecta el sector de la energía, y particularmente el sector eléctrico la primera directiva, propone una conciliación entre las exigencias de libre competencia y de preservación de las obligaciones de servicio de interés general, semejante a la establecida en el artículo 106 del TFUE. En principio, el considerando 9 de la directiva pregona *“la existencia de un mercado interior (en el sector eléctrico) en el cual las empresas del sector de electricidad deben poder actuar sin perjuicio de las*

¹⁵ Los servicios económicos de interés general (SEIG) son un sub categoría de los servicios de interés general (SIG), los SEIG abarcan solamente los servicios económicos, aquellos correspondientes a la venta de bienes o de servicios, en el caso de la electricidad el Libro Blanco sobre los servicios de interés general de la Comisión Europea, considera en su anexo 1 (41) que los servicios suministrados por grandes empresas en redes como la energía constituyen servicios de interés económico general. Según el derecho europeo estos servicios están sumisos a las reglas del mercado y de la libre competencia a excepción que esto les impida llevar a cabo una misión de interés general. La jurisprudencia de a Corte de Justicia Europea ha establecido los límites y precisado el contenido del SEIG, en la sentencia C-320/91 Pierre Corbeau de fecha 19 de mayo de 1993 la corte valida el hecho que un Estado pueda otorgar compensaciones financieras a una empresa con el fin de asegurar un servicio público; la sentencia C-393/92 Commune d’Almelo de fecha 27 de abril de 1994, la corte autoriza restricciones a la libre competencia pues estas son necesarias para llevar a cabo un servicio público; finalmente la sentencia C-280/00 Altmark de fecha 24 de julio del 2003, la corte precisa las condiciones para que una ayuda financiera a un servicio público no sea considerada como una ayuda de Estado.

*obligaciones de servicio público, con la perspectiva de alcanzar un mercado de electricidad competitivo y abierto a la libre competencia*¹⁶.

Con el fin de alcanzar este objetivo, la directiva reconoce que en ciertos casos las obligaciones de servicio público deberá tener una preponderancia por sobre el objetivo de libre competencia. Esta preponderancia deberá ser evaluada y determinada por cada Estado miembro dependiendo de las características funcionales y estructurales de cada mercado nacional de electricidad con la finalidad de garantizar los siguientes objetivos: una seguridad de aprovisionamiento, la protección del consumidor y la protección del medio ambiente. De esta manera, la directiva prescribe que la primacía de las obligaciones de servicio público por sobre el objetivo de libre competencia *“será justificada por la interpretación hecha por cada Estado miembro, pues en estos casos la libre competencia no sabrá garantizar estos imperativos”*¹⁷.

La primera directiva retoma los criterios establecidos por la jurisprudencia de la Corte Europea con el fin de determinar un equilibrio entre la libre competencia y el servicio público (sentencia C-320/91 Pierre Corbeau de fecha 19 de mayo de 1993, C-393/92 Commune d’Almelo de fecha 27 de abril de 1994 *“en qué medida la restricción a la libre competencia, o la exclusión total de la libre competencia, es necesaria para permitir al titular de un derecho exclusivo de ejercer su misión de interés general, y particularmente de beneficiar de condiciones económicamente aceptables (numeral 16)”* ; sentencia C-280/00 Altmark de fecha 24 de julio del 2003 las subvenciones no son consideradas ayudas financieras de Estado sino *“son consideradas como una compensación que representa la*

¹⁶ Considerando N° 9 de la Directive 96/92/CE. « *Considérant que, dans le marché intérieur, les entreprises du secteur de l'électricité doivent pouvoir agir, sans préjudice du respect des obligations de service public, dans la perspective d'un marché de l'électricité qui soit concurrentiel et compétitif.* »

¹⁷ Considerando N° 13 de la Directiva 96/92/CE « *considérant que, pour certains États membres, l'imposition d'obligations de service public peut être nécessaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement, la protection du consommateur et la protection de l'environnement que, selon eux, la libre concurrence, à elle seule, ne peut pas nécessairement garantir.* »

contrapartida de las prestaciones hechas por las empresas elegidas a ejecutar obligaciones de servicio público”).

El artículo 3¹⁸ de la directiva ilustra un equilibrio entre los imperativos de libre competencia y las obligaciones de servicio público en el caso de las empresas de electricidad en caso de un servicio de interés económico general. El primer párrafo de este artículo es un preámbulo que establece el principio de *“un mercado competitivo y en competencia”* en el cual los Estados miembros se abstienen de toda *“discriminación en lo que concierne los derechos y obligaciones de las empresas eléctricas”* principio al cual los Estado miembros no pueden derogar sin cuestionar el sentido y el alcance de la liberalización del mercado eléctrico. La introducción de la competencia que establece el artículo 3 es atenuada, en un primer momento por el párrafo 2, el cual establece una primera excepción a la aplicación de reglas de la competencia. Esta disposición prescribe que los Estados

¹⁸ Article 3 de la Directiva 96/92/CE, « 1. Les États membres, sur la base de leur organisation institutionnelle et dans le respect du principe de subsidiarité, veillent à ce que les entreprises d'électricité, sans préjudice du paragraphe 2, soient exploitées conformément aux principes de la présente directive, dans la perspective d'un marché de l'électricité concurrentiel et compétitif, et s'abstiennent de toute discrimination pour ce qui est des droits et des obligations de ces entreprises. Les deux approches d'accès aux réseaux mentionnées aux articles 17 et 18 doivent aboutir à des résultats économiques équivalents et, par conséquent, à un niveau directement comparable d'ouverture des marchés et à un degré directement comparable d'accès aux marchés de l'électricité.

2. En tenant pleinement compte des dispositions pertinentes du traité, en particulier de son article 90, les États membres peuvent imposer aux entreprises du secteur de l'électricité des obligations de service public, dans l'intérêt économique général, qui peuvent porter sur la sécurité, y compris la sécurité d'approvisionnement, la régularité, la qualité et les prix de la fourniture, ainsi que la protection de l'environnement. Ces obligations doivent être clairement définies, transparentes, non discriminatoires et contrôlables; celles-ci, ainsi que leurs révisions éventuelles, sont publiées et communiquées sans tarder à la Commission par les États membres. Comme moyen pour réaliser les obligations de service public précitées, les États membres qui le souhaitent peuvent mettre en œuvre une planification à long terme.

3. Les États membres peuvent décider de ne pas appliquer les dispositions des articles 5, 6, 17, 18 et 21 dans la mesure où l'application de ces dispositions entraverait l'accomplissement, en droit ou en fait, des obligations imposées aux entreprises d'électricité dans l'intérêt économique général et dans la mesure où le développement des échanges n'en serait pas affecté dans une mesure qui serait contraire à l'intérêt de la Communauté. L'intérêt de la Communauté comprend, entre autres, la concurrence en ce qui concerne les clients éligibles conformément à la présente directive et à l'article 90 du traité. »

miembros tendrán la posibilidad de imponer a las empresas eléctricas obligaciones de servicio público en el interés económico “comunitario”.

De esta manera, la directiva limita las áreas en las cuales los operadores pueden estar sujetos a las obligaciones de servicio público de una manera general. Sin embargo, se establece que el sector eléctrico deberá respetar los siguientes objetivos: la seguridad de aprovisionamiento, la regularidad, la calidad, el precio del suministro y la protección del medio ambiente. Estos límites se establecieron con el objetivo de establecer un marco jurídico general para los operadores y al mismo tiempo controlar el cabal cumplimiento del objeto de sus obligaciones como operadores del mercado eléctrico¹⁹. La directiva impone, además, que una vez que los Estados miembros definan el contenido de las obligaciones de servicio público, estas deben ser claramente definidas, transparentes y no discriminatorias, además de ser comunicadas a la Comisión Europea.

Finalmente, el párrafo 3 del artículo 3, prescribe la inaplicación de los artículos relativos a los sistemas de liberalización de la producción de electricidad y las disposiciones relativas al acceso a las redes, en el caso que su transposición en el derecho interno entrase el cumplimiento de las obligaciones de servicio público impuestas a las empresas eléctricas. En conclusión, podemos señalar que la directiva establece una transposición “*souple*” con la finalidad de no crear obstáculos para el ejercicio de misiones de servicio público.

2. La variabilidad de los mecanismos de apertura a la libre competencia en función de la estructura y del segmento de mercado de electricidad

¹⁹ Este tipo de servicios puede ser considerado a nivel europeo como servicios no económicos de interés general (SNEIG) o simplemente como servicio de interés general puro (SIG), consagrados jurídicamente en la Directiva 2006/123/CE de fecha 12 de diciembre del 2006 relativa a los servicios en el mercado interno europeo.

El considerando 12 de la primera directiva establece que para liberar cada actividad eléctrica a la libre competencia, “es necesario elegir una opción entre varias posibilidades, las cuales deben terminar en resultados económicos equivalentes y conseguir un nivel directamente comparable a una apertura de mercado espontánea”. De esta manera, los mecanismos de apertura del mercado eléctrico serán diversos dependiendo que se trate de la producción de electricidad o de las redes de transporte o distribución²⁰. Es preciso indicar que el marco normativo que regula las actividades eléctricas en la Unión europea utiliza el término “producción” para referirse a lo que se conoce como generación en el sector eléctrico peruano, de la misma manera la actividad de transmisión de electricidad es conocida en la Unión Europea como la actividad de transporte eléctrico.

Las primeras disposiciones de la directiva conciernen solamente al marco jurídico relativo a la producción de electricidad, esto muestra una intención de liberalización del mercado de electricidad sin exigencias estrictas de fragmentación de las actividades eléctricas desde la producción hasta la comercialización, introduciendo al mismo tiempo una liberalización por el régimen de acceso a las redes teniendo en cuenta que estas quedan sobre un monopolio natural de transporte y de distribución de electricidad.

En lo que respecta al sector de producción de electricidad, la directiva propone a los Estados miembros dos mecanismos alternativos de entrada al sector de producción de nuevos agentes económicos con el objetivo de abrir este sector a la competencia: un procedimiento de “autorización” mediante el cual cada Estado miembro establece las condiciones y características que las empresas productoras deben necesariamente cumplir si estas pretenden ingresar al mercado de producción de electricidad nacional. En este caso, el mercado estaría abierto a todo aquel agente

²⁰ Directiva 96/92/CE, considerando N° 12. *“considérant que, quel que soit le mode d'organisation du marché en vigueur, l'accès au réseau doit être ouvert conformément à la présente directive et doit aboutir à des résultats économiques équivalents dans les États membres, ainsi que, par conséquent, à un niveau directement comparable d'ouverture des marchés et à un degré directement comparable d'accès aux marchés de l'électricité.”*

que cumpla con los objetivos requeridos por la ley nacional. Por otro lado, se propuso el mecanismo de “llamada a ofertas”, este mecanismo responde a una lógica de organización y prevención de la necesidad en electricidad en cada Estado miembro. En este sistema, las autoridades correspondientes establecen un plan de abastecimiento sobre la necesidad prevista en electricidad y dan a conocer públicamente que una cantidad determinada de Gw debe ser necesariamente producida, en este contexto los agentes económicos interesados presentan una oferta o candidatura con la finalidad de obtener esta licencia para producir electricidad.

En todo caso, tanto en para el sistema de autorización, como para el de llamada a ofertas para la construcción y la explotación de nuevas instalaciones de producción de electricidad, los poderes públicos deben establecer un sistema abierto y accesible a todos los agentes económicos interesados fundamentado en criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios en la designación de la empresa productora. La planificación a largo plazo de inversiones de producción de electricidad es un medio que permite a los poderes públicos de controlar el desarrollo de instalaciones de producción determinando anticipadamente la necesidad de producción de electricidad.

En lo que respecta a las actividades de transporte y distribución de electricidad, las disposiciones que reglamentan estas actividades corresponden, por una lado, a las disposiciones relativas a la reestructuración de redes y de otro lado, al acceso de redes. Esto se concretiza, primero a través de una disociación contable y financiera de las actividades de transmisión y distribución de otras actividades del sector eléctrico. Por otro lado, en lo que respecta el acceso a las redes, la creación de un régimen de explotación transparente y competitivo se concretiza a través de la creación de un administrador de redes único, el cual permitiría un acceso a todos los posibles agentes económicos interesados en participar en el mercado eléctrico.

Estos sistemas de liberalización de las redes se presentan en diversas fórmulas. Por un lado existe el acceso “negociado” a las redes, con este nombre se conoce a la situación en la cual los operadores (propietario y/o administrador de redes) y los agentes económicos que ingresan a participar en el mercado, negocian entre ellos la tarifa de utilización de redes eléctricas en el marco de un mercado totalmente libre; por otro lado, se establece el sistema de acceso “reglamentado” en el cual el acceso y la tarifa de utilización de redes es determinado por los poderes públicos y se impone uniformemente a todos los operadores; finalmente se estableció un último sistema el cual es denominado “comprador único”, en este sistema se crea una entidad especializada que centraliza las demandas y las ofertas de electricidad. Es decir que tanto los consumidores como los productores recurren a esta entidad con la finalidad de vender y comprar electricidad.

Cabe precisar que el acceso a las redes reposa sobre instalaciones eléctricas por las cuales transitan volúmenes de electricidad negociados en los contratos de suministro bajo la responsabilidad de los propietarios de la infraestructura o de sus administradores. Esto impone como condición la designación de entidades que administren las redes ya sea en el caso de la transmisión o de distribución. La directiva establece además que sea cual fuere el sistema elegido, este debe basarse siempre sobre los criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios.

Gracias a estos sistemas de acceso al mercado de producción de electricidad y al sistema de redes, es posible por un lado liberalizar las actividades de producción, importación y de exportación de electricidad, y de otro lado de mantener los regímenes de monopolio en la transmisión y la distribución de electricidad. Esto permite, además, de mantener un control sobre las redes de transmisión consideradas como infraestructuras induplicables, necesarias y esenciales para el ejercicio de las actividades dentro del sector eléctrico. Ese control es también necesario pues los administradores de las redes de transmisión y de distribución son, en la mayoría de casos, filiales de las antiguas empresas verticalmente integradas.

La noción de “servicio universal” como fundamento jurídico para introducir la competencia en el mercado de electricidad

La segunda directiva 2003/54/CE fue adoptada sobre la base de la proposición de modificación de la primera directiva 96/92/CE presentada por el parlamento europeo y fue emitida por la Comisión Europea el 7 de junio 2002. Con la adopción de la segunda directiva se abroga la directiva 90/547/CEE relativa al tránsito de electricidad a través de grandes redes y la directiva de electricidad 96/92/CE. Se estableció como fecha límite de transposición el 1 de julio del 2004. La publicación de la segunda directiva tiene su fundamento legal en el artículo 251 del TCE el cual establece el procedimiento de adopción de directivas a nivel de la unión europea.

La segunda directiva tiene un doble objetivo: primero de consolidar la liberalización progresiva del mercado de electricidad y en segundo lugar establecer en ciertos casos una primacía de las obligaciones de servicio público por sobre la libre competencia. Es necesario remarcar que esta directiva no constituye aún la última etapa de la liberalización del mercado de electricidad, este procedimiento será complementado por la tercera directiva. Sin embargo, la segunda directiva identifica y subraya con precisión que *“los principales obstáculos para terminar el proceso de apertura del mercado interno operacional y competitivo están ligados a cuestiones de acceso a las redes”*²¹. Es por este motivo la directiva pretende perfeccionar las medidas relativas al acceso a las redes con el objetivo de realizar una apertura total e irreversible del mercado de electricidad.

²¹ Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de fecha 26 de junio del 2003, concerniente a las reglas comunes por un mercado interior de electricidad, considerando 5: *“Les principaux obstacles à l'achèvement d'un marché intérieur tout à fait opérationnel et compétitif sont liés, entre autres, à des questions d'accès au réseau, de tarification et de diversité des degrés d'ouverture des marchés entre les États membres.”*

Para concretizar este objetivo la segunda directiva desarrolla una nueva metodología de conciliación entre las obligaciones de servicio público y las reglas de la libre competencia. Esta metodología es distinta en comparación a la primera directiva, ella no solo concilia las obligaciones de servicio público y las reglas de libre competencia sino que además propone, de una forma original, la coexistencia de estas nociones. Según la directiva las obligaciones de servicio público deben ser definidas sobre la base de las “*reflexiones y de los pronunciamientos*” de la Corte de Justicia Europea con el fin de uniformizar una noción aplicable en todos los Estados miembros.

Sin embargo esto no impide a la Comisión Europea de desarrollar su propia concepción de articulación de las nociones de libre competencia y servicio público sobre todo cuando examina la conformidad de las disposiciones que regulan los servicios públicos en cada Estado miembro con relación a las normas les TFUE, ésta concepción es materializa a través de la noción de “*servicio universal*”²². La Comisión Europa materializa esta concepción en su reporte anual “*Livre vert*” del 2003, en el cual detalla los principios que se aplican a la gestión de interés general: acceso a todos los usuarios implicados, continuidad del servicio, la calidad en el objeto de la prestación del servicio, transparencia y acceso a la información relacionada al servicio, equidad y la noción de precio

²² La noción de « servicio universal » tiene su origen en EEUU, esta noción es empleada por el monopolio vertical ATT dentro del sector de telecomunicaciones para justificar la unificación de sistemas de redes competitivos en un sistema único de redes monopólico (monopolio natural) con la finalidad de asegurar un servicio eficaz a los usuarios. La interconexión de las redes significaría una puerta abierta hacia un monopolio en la prestación de un servicio universal en favor de ATT creando así un servicio de telefonía universal. Este esquema de unicidad de redes bajo la gestión de una sola empresa permitiría asegurar una tasa de penetración telefónica alta y tarifas accesibles para los usuarios sin embargo la evolución de la tecnología tuvo como consecuencia que este sistema monopólico se deje de lado en nombre, paradójicamente, del alcanzar un servicio universal. En 1982 el Tribunal de Instancia del distrito de Columbia ordena la segmentación de las redes regionales de ATT, esto significó el abandono del 75% de sus activos fijos, pasando a ser una empresa que participaba en la bolsa de valores americana a 8 empresas regionales. En conclusión, podríamos decir que la noción de “servicio universal” es una noción ambigua pues en un primer momento ella es utilizada para justificar un monopolio derogatorio de los principio de libertad de empresa y en un segundo momento como la justificación de la introducción de una libre competencia.

abordable para los usuarios²³. Esta noción de servicio universal es retomada por las directivas, las cuales establecen que los principios de servicio público de base son fijados unilateralmente por los Estados miembros y pueden ser exigidos a los agentes económicos en caso de derogación a las reglas de libre competencia con el fin de lograr una apertura exhaustiva del sector de electricidad. En ese sentido cuando la Comisión establece la existencia de los elementos de base de servicio público de

²³ Livre vert, *“sur le service d’intérêt général”*, 21 de mayo del 2003, en el cual la Comisión Europea señala que sobre los derechos a favor de los usuarios y de los consumidores en materia de servicios de interés general se basan en los siguientes principios:

“ accès (couverture géographique complète comprenant l'accès transfrontalier, l'accès aux personnes à mobilité réduite et aux handicapés);
prix abordables (comprenant des formules spéciales pour les personnes ayant de faibles revenus);
sécurité (service sûr et fiable, niveau élevé de santé publique);
qualité (y compris la fiabilité et la continuité des services ainsi que des mécanismes de compensation en cas d'insuffisance);
choix (choix parmi un éventail de services aussi large que possible et, le cas échéant, choix du fournisseur et concurrence effective entre fournisseurs, droit de changer de fournisseur);
transparence totale et informations des prestataires (par exemple sur les tarifs, sur les factures et sur les clauses contractuelles);
droits d'accès aux informations recueillies par les autorités réglementaires (données sur la qualité du service, le choix et le financement des fournisseurs, le traitement des réclamations);
sécurité et fiabilité (des services continus et fiables, y compris une protection contre l'interruption des services);
équité (concurrence vraie et équitable);
autorités réglementaires indépendantes (dotées de pouvoirs de sanction appropriés et d'obligations claires);
représentation et participation active des consommateurs et des utilisateurs (dans le cadre de la définition des services et du choix des formes de paiement);
recours (disponibilité de mécanismes de traitement des plaintes et de règlement des litiges, formules de compensation);
clause évolutive (les droits des utilisateurs/consommateurs sont susceptibles d'évoluer en fonction de l'évolution de leurs préoccupations et de l'environnement: économie, législation, technologie);
égalité d'accès et de traitement des utilisateurs et des consommateurs en matière d'utilisation de services transfrontaliers dans les États membres. »

electricidad a través del servicio universal, ella entiende garantizar una justa aplicación de los principios de equidad y no discriminación en el sector.

La directiva permanece fiel a la definición retenida por la jurisprudencia de la Corte de Justicia Europea en su sentencia C-393/92 “Commune d’Almelo” de fecha 27 de abril de 1994, en la cual ella señala que *“el servicio universal de electricidad se entiende como un derecho de ser aprovisionado, sobre su territorio, de electricidad de una cantidad bien definida, y a un precio razonable”*²⁴. En ésta sentencia de la Corte de Justicia, el juez europeo califica a una empresa regional holandesa de distribución de electricidad de *“servicio de interés económico general » en la medida que ella “debe asegurar el suministro ininterrumpido de energía eléctrica, sobre la integralidad del territorio concedido, a todos los consumidores, distribuidores locales o usuarios finales, en las cantidades solicitadas a todo momento, a una tarifa determinada y a condiciones que solamente pueden variar según criterios objetivos aplicable a todos los clientes sin distinción”*²⁵.

Es preciso resaltar que para la determinación de la noción de servicio universal retenida por el juez europeo, se debe establecer una distinción entre el servicio prestado con un nivel de calidad

²⁴ Artículo 3, párrafo 3 de la Directiva 2003/54/CE, « *Les États membres veillent à ce que au moins tous les clients résidentiels et, lorsqu'ils le jugent approprié, les petites entreprises (à savoir les petites entreprises sont définies comme des entreprises employant moins de 50 personnes et dont le chiffre d'affaire annuel n'excède pas 10 millions d'euros) aient le droit de bénéficier du service universel, c'est-à-dire du droit d'être approvisionnés, sur leur territoire, en électricité d'une qualité bien définie, et ce à des prix raisonnables, aisément et clairement comparables et transparents. Pour assurer la fourniture d'un service universel. À cet effet, les États membres peuvent désigner un fournisseur du dernier recours. Les États membres imposent aux entreprises de distribution l'obligation de raccorder les clients à leur réseau aux conditions et tarifs fixés conformément à la procédure définie à l'article 23, paragraphe 2. Rien dans la présente directive n'empêche les États membres de renforcer la position sur le marché des consommateurs ménagers ainsi que des petits et moyens consommateurs en promouvant les possibilités de regroupement volontaire en vue de la représentation de cette catégorie de consommateurs. »*

²⁵ Sentencia de la Corte de Justicia de la Comunidad Europea de fecha 27 de abril de 1994, *Commune d’Almelo*, aff. C-393/92.

adecuada, con una continuidad en el servicio, sin ningún tipo de discriminación entre los consumidores y a un precio accesible a todos los consumidores; y por otro lado el servicio “de valor agregado” el cual ofrece un tipo de prestaciones que no están comprendidas en el servicio universal de “base” y son accesibles a todos aquellos que pueden pagarlo, este ultimo tipo de servicios están sujetos al derecho de la competencia europeo sin ningún tipo de excepción²⁶.

De esta manera, los Estados miembros pueden, si ellos consideran apropiado, encargar a las empresas eléctricas de asegurar a los clientes, y principalmente a los clientes no residenciales, un servicio universal y derogar así una aplicación exhaustiva de las reglas de la libre competencia, para ello será necesario cumplir con dos condiciones: primero que las reglas relativas al servicio universal sean transparentes y no discriminatorias y en un segundo momento que la apertura del mercado impidan el ejercicio de las misiones de servicio universal encargadas a las empresas eléctricas.

1. Las ayudas financieras estatales como un mal necesario para lograr una liberalización del mercado

La conciliación del proceso de liberalización del mercado eléctrico con la potestad de los Estados miembros de imponer obligaciones de servicio público a las empresas eléctricas, fue esencial para continuar el proceso de liberalización. Es importante resaltar que estas obligaciones de servicio público está estrictamente enmarcada, tanto la segunda como la tercera directiva, las cuales establecen que las obligaciones de servicio público deben ser “*claramente definidas, transparentes,*

²⁶ Sentencia de la Corte de Justicia de la Comunidad Europea de fecha 19 mayo de 1993, *Corbeau*, aff. C-320/91 : « *L'art. 90 du Traité CEE s'oppose à ce qu'une réglementation d'un Etat membre qui confère à une entité telle que la régie des postes le droit exclusif de collecter, de transporter et de distribuer le courrier interdise, sous peine de sanctions pénales, à un opérateur économique établi dans cet Etat d'offrir certains services spécifiques dissociables du service d'intérêt général, qui répondent à des besoins particuliers des opérateurs économiques et qui exigent certaines prestations supplémentaires que le service postal traditionnel n'offre pas, dans la mesure où ces services ne mettent pas en cause l'équilibre économique du service d'intérêt économique général assumé par le titulaire du droit exclusif* ».

no discriminatorias y verificables”, por otro lado el contenido de estas obligaciones debe estar en concordancia con el TFUE y en particular el artículo 106 el cual establece que los Estados que otorguen derechos exclusivos a empresas encargadas de servicios de interés económico general deberán respetar el derecho comunitario y en especial el derecho de la competencia en la medida que esto no impida el ejercicio de la misión que les ha sido concedida.

En lo que concierne el financiamiento de las obligaciones de servicio público la jurisprudencia de la Corte de Justicia estableció que si las subvenciones otorgadas como contrapartida de las obligaciones de servicio público exceden lo necesario para el funcionamiento del servicio, estas subvenciones serán consideradas como “ayudas de Estado” y por lo tanto estas deberán ser comunicadas a la Comisión Europea. En este sentido, la segunda directiva somete el cumplimiento de las obligaciones de servicio público, por parte de las empresas eléctricas, al respeto de las reglas de la libre competencia lo cual incluye las disposiciones relativas a las ayudas de Estado.

La directiva impone a los Estado miembros se adherir al procedimiento establecido por el artículo 88 del TCE correspondiente a la declaración de ayudas de Estado. En este sentido, cuando las medidas de implementación de las obligaciones de servicio público constituyen ayudas de Estado, en el sentido del artículo 87 del TCE²⁷, la directiva impone a los Estados miembros de informar sobre estas ayudas a la Comisión Europea para su evaluación de compatibilidad y validación.

²⁷ El Derecho de la Unión Europea no prohíbe de manera general las ayudas de Estado, sin embargo en ciertos casos se considera que ellas son incompatibles con el mercado comunitario en la medida que afectan los intercambios económicos entre los Estados miembros, las ayudas otorgadas por los Estados miembros o a través de sus recursos que restrinjan o distorsionen o amenaces distorsionar la competencia, favoreciendo a determinadas empresas. En Este sentido el artículo 87 del Tratado CE establece que : « *sont incompatibles avec le marché commun, dans la mesure où elles affectent les échanges entre Etats membres, les aides accordées par les Etats ou au moyen de ressources d'Etat sous quelque forme que ce soit qui faussent ou qui menacent de fausser la concurrence en favorisant certains entreprises ou certaines productions* ».

Es necesario precisar que si el origen de la ayuda otorgada tiene fuente en los recursos de un Estado miembro, y al mismo tiempo no está exenta de declaración por constituir una excepción prevista en los párrafos 2 y 3 del artículo 87 TCE²⁸, la Comisión Europea puede proponer a los Estados miembros, en el marco de su control de compatibilidad, “*toda medida útil*” con la finalidad de garantizar el desarrollo progresivo o el funcionamiento del mercado común en virtud del procedimiento establecido en el Reglamento general de excepciones por categoría N° 800/2008. La Comisión considera como medida útil el reembolso de la ayuda otorgada además de los intereses que esta ayuda podría haber ocasionado desde su recepción. Por otro lado el Estado miembro que no cumpla con su obligación de notificar a la Comisión el otorgamiento de una ayuda será sancionado económicamente, el monto de esta sanción podrá aumentar si el Estado no toma las medidas necesarias o las realiza de manera tardía.

Sobre la noción de “ayuda de Estado” la Corte de Justicia establece una serie de criterios con fin de determinar cuándo una ayuda podrá estar exonerada de notificación. La sentencia C-280/00 “Artmark Trans” de fecha 24 de julio del 2004 establece que el otorgamiento de ayudas económicas a las obligaciones de servicio público podrá ser exonerado de las normas de libre competencia siempre y cuando cumplan cuatro criterios:

- La empresa debe haber sido formalmente encargada de cumplir las obligaciones de servicio público, claramente definidas;

²⁸ Artículo 87 párrafo 2 « *sont compatibles avec le marché commun : (...) les aides à caractère social octroyées aux consommateurs individuel, les aides destinées à remédier aux dommages causés par les calamités naturelles* ». Paragraphe 3 « *peuvent être considérées comme compatibles avec le marché commun : (entre autres) les aides destinées à favoriser le développement économique de régions dans lesquelles le niveau de vie est anormalement bas, etc.* ».

- Los parámetros establecidos sobre la base de los cuales es calculada la compensación son establecidos de manera objetiva y transparente;
- La compensación no debe sobrepasar lo que es necesario para cubrir los costos del servicio público;
- La compensación debe estar establecida sobre la base de un justo análisis de costos de servicio público.

Este régimen de ayudas de Estado se aplica al sector electricidad principalmente en el tema de costos hundidos²⁹. Este tema es tratado principalmente en el considerando 29 de la segunda directiva, el cual establece que las ayudas del estado deberán ser notificadas a la Comisión Europea por los Estados miembros. Una vez notificado el otorgamiento de esta ayuda la Comisión procede a verificar si estas ayudas buscan compensar los costos hundidos a cargo de las empresas eléctricas que busquen implantarse en una de los países miembros y por tanto formar parte del mercado interno. En caso afirmativo, en principio, las empresas implicadas pueden beneficiarse de la derogación prevista en el artículo 87 siempre y cuando las ayudas otorgadas no entraben los intercambios comunitarios en una medida contraria al interés de la comunidad europea.

La Comunicación relativa a la metodología de análisis de ayudas de Estados ligadas a los costos hundidos adoptada por la Comisión Europea el 26 de setiembre del 2001, desarrolla los criterios para que una ayuda sea calificada como compatible con el artículo 87 del TCE:

²⁹ Los costos hundidos son esencialmente garantías de explotación bajo la forma de contratos de compra a largo plazo, de inversiones realizadas con una garantía implícita o explícita de resultados, o inversiones fuera de las actividades normales, con el objetivo de desarrollar un servicio público, en este sentido el considerando 29 de la segunda directiva establece que *“ Dans la mesure où les dispositions prises par les États membres pour remplir les obligations de service public constituent des aides d’État au sens de l’article 87, paragraphe 1, du traité, les États membres sont tenus d’en informer la Commission conformément à l’article 88, paragraphe 3, du traité.”*

- La ayuda debe compensar los costos hundidos claramente determinados y no podrán sobrepasar el monto de costos hundidos;
- el dispositivo de ayuda debe ser adaptado para tomar cuenta de la evolución de la competencia a través de factores cuantitativos;
- el monto, el método de cálculo y la duración de ayudas deben estar indicadas anticipadamente.

Esta excepción en favor de las empresas eléctricas, establecida por la directiva, se justifica en el hecho de que la distorsión de la libre competencia que crean estas ayudas es *“contrabalanceada por su contribución a la realización de un objetivo comunitario que las fuerzas del mercado no pueden alcanzar”*³⁰. Por otro lado, estas ayudas facilitan la entrada de las empresas de electricidad a un mercado que evoluciona y pasa a ser de un mercado parcialmente cerrado a un mercado parcialmente liberal, sin embargo es preciso relatar que las ayudas de los Estados no pueden ser perennes sino por el contrario ellas deben estar limitadas en el tiempo y en sus efectos.

Efectivamente, es posible calificar a las ayudas de estado como un mal necesario en el sector eléctrico, pues estas permiten acompañar a las empresas eléctricas en la liberalización del mercado. Sin embargo, ellas son consideradas al mismo tiempo como un mal, porque las empresas verticalmente integradas tienen la posibilidad, gracias a estas ayudas, de subvencionar otras actividades fuera del servicio público, lo que hace imposible la entrada al mercado de nuevos operadores y quita toda razón de ser al régimen de acceso a las redes.

En razón a este potencial riesgo de infracción a las reglas de la libre competencia, la Corte de Justicia de la Unión Europea en ejercicio de su poder de control, considera, en su decisión *“Altmark Trans”*,

³⁰ Communication de la Commission relative à la méthodologie d’analyse des aides d’Etat liées à des coûts échoués, adoptada por la Comisión Europea el 26 de julio del 2011.

que si *“EDF no cumple con pagar el impuesto sobre las sociedades sobre una parte de las provisiones constituidas para la renovación de las redes de alimentación general, esto constituye una ventaja que EDF debe reembolsar al Estado”*³¹. Este control tiene por objetivo de *“vigilar que las barreras estatales suprimidas por la directiva electricidad no sean reemplazadas por un comportamiento anticompetitivo de los actores del mercado que tendría a fin de cuentas el mismo efecto”*³².

2. La evolución de las características del servicio de interés general con motivo de la creación de un mercado interno

Como hemos precisado anteriormente, en el marco de la apertura del sector de electricidad a la libre competencia, las normas propias del servicio de interés general pueden derogar las reglas de la libre competencia nivel europeo, esta derogación es más que nada una excepción a la aplicación del Derecho de la libre competencia europeo con el objetivo de alcanzar un mercado único. Aunque se considere a esta derogación como una excepción las características del servicio público se fueron extendiendo y desarrollando en Derecho europeo con motivo de la apertura del mercado de electricidad. El mercado de electricidad se encuentra en la delicada posición de, por un lado, asegurar un suministro adecuado y permanente o a todos los consumidores y, por otro lado, consolidar la libre competencia en el sector eléctrico con el fin de alcanzar un único mercado europeo.

Esta situación es aún mucho más compleja pues el marco normativo a nivel europeo que liberaliza el mercado eléctrico se impone a todos los Estados miembros y provoca una evidente intromisión en su

³¹ Sentencia de la Comisión Europea N-504/2003 de fecha 16 de diciembre del 2003 relativa a las ayudas de los Estados acordadas por Francia a EDF y del sector de industrias eléctricas y de gas.

³² XXXI Reporte de la Comisión Europea sobre la política de la libre competencia, 2001, punto 96.

soberanía, pues no solo establece una revolución dentro del mercado eléctrico nacional sino que también establece una nueva gestión del servicio eléctrico y la manera como el Estado debe intervenir en el mercado eléctrico. Este fue uno de los motivos por los cuales se creó la noción de “obligaciones de servicio público” la cual permite no solo que cada Estado miembro ejerza su poder normativo para determinar estas obligaciones sino que también les permite exigir a los operadores económicos del sector eléctrico privilegiar un suministro eléctrico de calidad por sobre sus intereses privados en el ejercicio de su actividad. Las dos primeras directivas hacen mención de estas “obligaciones de servicio público” aplicables al sector eléctrico de una forma general enumerándolas como sigue: *“garantizar una seguridad en el aprovisionamiento, protección al consumidor y la protección al medio ambiente”*; estas obligaciones son un reflejo de la jurisprudencia y de la comunicación de la Comisión Europea en su reporte sobre el servicio de interés general antes citadas.

Las obligaciones de servicio público son semejantes a los principios tradicionales característicos del servicio público que se conoce en el derecho público peruano: igualdad de trato entre los clientes, calidad y continuidad en la prestación del servicio. Estos principios en Derecho europeo evolucionan, tal como lo demuestra el Libro Blanco de la Comisión Europea³³. El principio de igualdad evoluciona en una perspectiva de universalidad en la prestación del servicio y de neutralidad en la prestación del servicio. La continuidad se extiende cada vez más en términos de fiabilidad con el objetivo de asegurar un aprovisionamiento y una garantía en el suministro a cada cliente. Finalmente, en lo que respecta a la mutabilidad, este principio se entiende de manera cualitativa en la medida que las innovaciones tecnológicas se efectúan observando las reglas de medio ambiente.

Particularmente, en lo que respecta el acceso a la electricidad bajo la perspectiva del principio de equidad en Derecho europeo el principio de equidad es mucho más flexible con respecto a la noción

³³ Comisión Europea, *Libro blanco sobre los servicios de interés general*, 12 de mayo del 2004.

de “equidad relativa” propia de la noción de servicio público tradicional, este principio en Derecho europeo se fundamenta en la universalidad de acceso y la neutralidad de trato de todos los clientes, esta perspectiva pone énfasis en el objeto de la realización del servicio más que sobre su modo de satisfacción, el objetivo principal es la construcción de un mercado único de electricidad. Sobre este punto la Comisión Europea en su comunicación sobre los servicios de interés general, establece que las obligaciones propias del servicio universal de energía deben asegurar un acceso a todos y no a la mayor parte de clientes del servicio concerniente.

De esta manera, el acceso a las redes eléctricas debe ser garantizado principalmente con respecto a las personas que tiene un acceso restringido (concepción defendida por la Comisión Europea y el Consejo de Justicia) y además a una tarifa razonable idéntica a todos los clientes, punto de partida del principio de perecuación tarifaria (concepción defendida por la Corte de Justicia³⁴). Este es un claro ejemplo de cómo se pasa de una diferencia en derecho justificada por diferencias objetivas a una discriminación de hecho por motivada por desigualdades reales. Esta evolución se concretiza en el paso de una igualdad frente al servicio público y del particular frente a la ley, a una igualdad del servicio y de la ley.

En este sentido, cuando se trate de las redes de distribución y transporte, la apertura del mercado a la libre competencia supone el derecho de acceso a cada uno de los usuarios de estas redes, es justamente esta circunstancia que genera la necesidad de crear un sistema de acceso de tercero negociado y reglamentado. La puesta en marcha de estos sistemas implica la neutralidad del administrador de redes con la finalidad de prohibir prácticas discriminatorias entre los usuarios. Con respecto al principio de continuidad del servicio de electricidad, la Corte de Justicia Europea entiende este principio como una obligación a cargo del operador eléctrico de garantizar un suministro ininterrumpido de energía eléctrica, de esta manera la Corte sostiene que: *“en lo que concierne la*

³⁴ Corte de Justicia de la Comunidad Europea, *Paul Corbeau*, 19 mai 1993, affaire C-320/91.

continuidad, tradicionalmente se aborda este principio en el caso de la electricidad a partir del concepto de garantía de suministro: el pago de una prima fija, calculada sobre la base del costo de desarrollo o de mantenimiento del servicio del equipo asegurando un ajustamiento del sistema, esto abre el derecho a la puesta en disponibilidad del cliente de la potencia garantizada”³⁵.

Para la Corte Europea esta obligación se extiende más allá del imperativo de asegurar un funcionamiento regular del servicio público o de garantizar un servicio mínimo en caso de fuerza mayor, la obligación incluye la garantía del suministro de electricidad por parte de los productores de energía, lo cual está a cargo de cada Estado miembro. Por otro lado, es preciso remarcar que el principio de continuidad del servicio eléctrico es primordial debido al carácter no almacenable de la electricidad, es por esto que el suministro ininterrumpido de electricidad comprende la prohibición de un corte prolongado de electricidad, salvo en caso de fuerza mayor. Esto supone una programación de la producción fundada sobre una justa evaluación de la demanda con el fin de prevenir el riesgo de penuria, es más se debe entender como una garantía en el servicio asegurada a todos los consumidores los cuales deberán ser tratados de manera imparcial en caso de desperfecto del servicio, además de una garantía en la alimentación eléctrica ofrecida a los consumidores industriales en caso de negociación infructuosa con el suministrador.

Finalmente en lo que respecta a la calidad del servicio las directivas europeas establecen la obligación por parte de las empresas eléctricas de realizar una transformación continua en la oferta de electricidad teniendo en cuenta de las innovaciones tecnológicas y los objetivos sociales establecidos en cada Estado miembro. Esta transformación progresiva en la oferta del servicio eléctrico concuerda con el principio de adaptabilidad o mutabilidad del servicio público, este

³⁵ Corte de Justicia de la Comunidad Europea, *Commune d’Almelo*, 27 abril 1994, affaire C-393/92.

principio establece que el servicio público debe transformarse en función de la evolución general de la sociedad y sus necesidades, sin que puedan ser opuestos derechos adquiridos en el momento de la concesión del servicio. De esta manera, el progreso tecnológico en el servicio público de electricidad debe tomar en cuenta garantizar una calidad determinada de energía suministrada a los consumidores y contribuir a una calidad del medio ambiente en favor de la sociedad.

Distintos dispositivos fueron adoptados y puestos en marcha a nivel europeo para alcanzar estos objetivos, por ejemplo la reducción de emisión de CO^2 en la producción de electricidad, un tope en la emisión de CO^2 fue adoptado por cada Estado miembro con el objeto de reducir su emisiones, incluso una bolsa de intercambios de bonos de CO^2 fue creada con el fin de agilizar el mercado de producción. Por otro lado fue necesario adoptar, a nivel estatal, un programa de cierre de antiguas centrales de producción de electricidades como por ejemplo centrales de carbón o nucleares que no ofrecen un nivel de seguridad adecuado para las personas. Al mismo tiempo se propuso la integración de centrales a base de energía renovables (biomasa o viento) en el mix-energético de cada Estado miembro, este objetivo implica grandes inversiones para la creación de este tipo de energía además de una nueva reglamentación a nivel europeo, es justamente la tercera directiva de energía de establece las normas marco para esta ultima transformación.

Capítulo II. La apertura progresiva del mercado de electricidad y la nueva estructura de la actividad eléctrica

Es necesario recordar que la apertura del mercado de electricidad establecida en un inicio era condicionada con respeto a las obligaciones de servicio público y parcial en cuanto a las reformas

propuestas, ya que estas liberalizaban solamente las actividades de producción y de suministro de electricidad (comercialización de electricidad). En este sentido, la directiva estableció, en un inicio, un nuevo sistema con el objeto de permitir una libre competencia en los sectores abiertos a la competencia y en particular en el sector del suministro de electricidad. Este sistema, como lo vimos anteriormente, se basa en nuevos principios y procedimientos como por ejemplo la noción de cliente elegible en favor de los consumidores finales, concretamente estos tendrán la posibilidad de elegir a su proveedor para el suministro de electricidad.

Como resultado de los debates parlamentarios en vista de adoptar el segundo paquete energético, el Parlamento Europeo y el Consejo de Justicia decidieron de mantener en el sector de electricidad, una parte de las actividades fuera de la libre competencia. Esta circunstancia exigía crear un mecanismo determinado, de la manera más objetiva posible, con el fin de alcanzar una sostenibilidad la creación de libre competencia en el sector eléctrico. En razón de la particularidad del sector eléctrico, más que nada por su amplitud y su carácter complejo, se decidió continuar la apertura progresiva del mercado eléctrico tomando como referencia determinadas partes de mercado a nivel europeo y nacional, dentro de este contexto la noción de cliente elegible será clave, en un inicio, para lograr una apertura gradual del mercado eléctrico. Como lo indicamos anteriormente “cliente elegible” es aquel consumidor final que puede elegir libremente la empresa que le ofrece un suministro de electricidad.

Solo los clientes llamados “elegibles” benefician concretamente de la libre competencia introducida en un inicio dentro del mercado de electricidad. Si bien esta medida puede ser calificada como discriminatoria en razón del derecho otorgado a un parte de consumidores, esta distinción entre consumidores es temporal y necesaria para lograr una liberalización real del mercado eléctrico. Para la puesta en marcha de este mecanismo, el acceso a las redes de transmisión o de distribución fue esencial en vista a la ejecución de contratos concluidos entre los clientes y los proveedores. Es preciso remarcar que estas estructuras en redes permanecen como monopolios naturales. No

obstante el establecimiento de este mecanismo de “cliente elegible”, el legislador europeo comenzó la liberalización con una desfragmentación nominal de las actividades del sector eléctrico, definiendo cada una de ellas y especificando sus características esenciales con el fin de lograr, más adelante en el tercer paquete energético, una desfragmentación material, objetiva y esencial para lograr una liberalización completa del sector eléctrico.

El mecanismo de cliente elegible fue adoptado también por el legislador peruano con el fin de liberalizar el sector electricidad, sin embargo es necesario señalar que la apertura del mercado de electricidad peruano privilegió una categoría distinta de privatización de las empresas presentes en el mercado de electricidad. A nivel de la Unión Europea no se impuso una venta completa de empresas para lograr una libre competencia, sino que se dejó en manos de cada país miembro de elegir el mecanismo de transición hacia una liberalización del mercado teniendo en cuenta el ejercicio de su soberanía nacional.

El inicio de una apertura a la libre competencia del sector eléctrico determinada por el criterio de elegibilidad

Específicamente, la primera directiva establecía un porcentaje de apertura creciente y topes de apertura mínimos en función del tiempo de su implementación. Los porcentajes del mercado abiertos a la libre competencia son determinados en concordancia con los topes de consumo a partir de los cuales el cliente puede ser calificado como elegible o no elegible. Además, la directiva deja a la discreción de los Estados miembros la posibilidad de reglamentar en detalle estos topes en virtud del principio de subsidiariedad.

Los primeros consumidores finales catalogados como elegibles, fueron las grandes consumidoras de electricidad, sobre todo las grandes empresas del mercado mayorista, los distribuidores de

electricidad y los compradores mayoristas (por ejemplo una central de compra y venta denominada “comprador único”). La determinación de la calidad de consumidor elegible es otorgada a partir de una cantidad determinada de electricidad consumida. El artículo 2 de la primera directiva establece la noción de clientes elegibles, estos están compuestos de clientes mayoristas considerado como clientes finales de electricidad y las compañías de distribución, esta definición esta precisada por el mismo artículo en el párrafo 8, en virtud del cual los clientes mayoristas son: *“toda persona natural o moral, cuya existencia es reconocida por los Estados miembros, y se dedica a la compra o venta de electricidad y que no asegura la función de transmisión o de distribución al interior o al exterior donde esta persona está instalada”*. Es necesario precisar que respecto a la noción de cliente final, la directiva lo define como el cliente que compra electricidad para su propio consumo³⁶.

El nivel de apertura del mercado de electricidad es determinado de una la siguiente manera, la parte del mercado nacional es calculada sobre la base de la parte del mercado europeo conformada por los consumidores finales de electricidad cuya consumación es superior a 40 Gwh por año. La directiva establece que la parte nacional tiene vocación a aumentar progresivamente sobre en un periodo de seis años, el tope de consumación europea de 40 Gwh se reducirá a un nivel de consumación anual de electricidad de 20 Gwh después de tres años de la entrada en vigor de la directiva, y a 9 Gwh después de 6 años de su entrada en vigor. En un inicio se estableció que los clientes elegibles de pleno derecho son los grandes consumidores de electricidad, esencialmente los industriales, quienes consumen un volumen mínimo de electricidad inicialmente fijado a 40 Gwh por año, este tope es fijado a partir de la entrada en vigencia de la directiva. Los demás consumidores, calificados como no son elegibles, son designados como *“clientes cautivos”*, su consumación de electricidad no alcanza el nivel requerido para beneficiar automáticamente de la libertad de elegir a su proveedor.

³⁶ Artículo 2 de la Directiva 96/92/CE, « 8) *“clientes grossistes”*: toute personne physique ou morale, si son existence est reconnue par les Etat membres, qui achète ou vend de l’électricité et qui n’assure pas de fonctions de transport, de production ou de distribution à l’intérieur ou à l’extérieur du réseau où elle est installée ».

Posteriormente, con la entrada de la segunda directiva, el sistema de “elegibilidad” creado por la primera directiva será progresivamente abandonado ya que se propuso como objetivo para el año 2007 la elegibilidad de la totalidad de clientes o consumidores de electricidad. Como ya se ha señalado anteriormente, la apertura del mercado eléctrico se hizo progresivamente, en este sentido la directiva estableció una nueva categoría de clientes elegibles definidos en detalle por cada Estado miembro, en conformidad al principio de subsidiariedad. Esta nueva categoría de clientes implicaba un esfuerzo por parte de los Estados miembros con el fin de llegar a una correspondencia entre la cantidad global de electricidad consumida por este tipo de clientes y el mínimo de la parte del mercado que deberá ser abierta a la libre competencia, en función de los toques de elegibilidad. En consecuencia se crean dos categorías de clientes elegibles: los clientes elegibles de pleno derecho y los clientes elegibles en función de criterios definidos por los Estados miembros.

1. La limitación del principio de subsidiariedad por el criterio de elegibilidad de pleno derecho

La libertad de los Estados miembros en establecer los criterios y los toques de elegibilidad está limitada por la existencia de los clientes de pleno derecho quienes son los mayores consumidores de electricidad. El artículo 19 párrafo 3 de la primera directiva prevé que los consumidores finales que consuman más de 100 Gwh al año en un lugar determinado de consumo son elegibles. En consecuencia está prohibido a los Estados miembros de fijar un tope de elegibilidad superior a esta cantidad de consumo³⁷.

³⁷ Artículo 19 de la Directiva 96/92/CE : « 3. *Les États membres indiquent ceux des clients établis sur leur territoire représentant les parts visées aux paragraphes 1 et 2 qui ont la capacité juridique de passer des contrats de fourniture d'électricité dans les conditions énoncées aux articles 17 et 18, étant entendu que tous les consommateurs finals consommant plus de 100 gigawatts par heure par an (par site de consommation et autoproduction comprise) doivent faire partie de cette catégorie.*

Por otro lado, la directiva prescribe, de manera subsidiaria, que las empresas de distribución de electricidad deben tener la aptitud de elegir libremente su proveedor por la parte de energía consumida por sus clientes que tienen la calidad de consumidor elegible. Adicionalmente a este derecho los distribuidores benefician de una “elegibilidad parcial” o en otras palabras de una elegibilidad por sustitución, pues cuando sus propios clientes elegibles no desean ejercer su libertad de elección de sus proveedores, esta libertad será ejercida por su distribuidor.

Es necesario precisar que, en lo que concierne a la segunda categoría de clientes elegibles, los Estados miembros no tienen una total libertad para determinar los criterios para identificar a los clientes elegibles, ya que la apertura a la libre competencia del mercado nacional debe ser por lo menos igual al porcentaje definido a nivel de la Unión Europea.

a. La elegibilidad condicionada al respeto de la “parte comunitaria”

i. Respeto de la parte comunitaria

El artículo 19 de la primera directiva fija las modalidades de determinación del porcentaje de apertura. Este porcentaje debe ser establecido con el fin de respetar los topes decrecientes en el tiempo permitiendo una aumentación gradual de la parte de mercado nacional que se va abrir a la libre competencia. Los topes constituyen la base mínima a partir de la cual los estados miembros pueden reglamentar.

Según la directiva, los Estado miembros deben publicar los criterios de definición de los clientes elegibles que tienen la capacidad de concluir contratos de suministro en las condiciones previstas en los artículos 17 y 18 de la misma directiva, esta información es comunicada a la Comisión Europea

Les entreprises de distribution, si elles ne sont pas déjà désignées comme clients éligibles en vertu du présent paragraphe, ont la capacité juridique de passer des contrats dans les conditions énoncées aux articles 17 et 18 pour le volume d'électricité consommé par leurs clients désignés comme éligibles dans leur réseau de distribution, en vue d'approvisionner ces clients. »

para su publicación en el Periódico Oficial de la Unión Europea. Las condiciones previstas hacen referencia a la organización del acceso a las redes de transporte o distribución de electricidad, es decir el acceso puede ser “negociado” cuando las tarifas de utilización de redes son establecidas por las partes interesadas, o el acceso mediante el comprador único, es decir una sola entidad determinada por la autoridad competente con el fin de efectuar compra y venta de electricidad por la cuenta de determinadas empresas habilitadas.

La Comisión Europea puede solicitar a un Estado de modificar sus criterios si ellos constituyen un obstáculo a la aplicación correcta de la directiva. El tope de consumo a partir del cual un cliente se convierte en elegible debe ser revisado cada año, en función del cálculo de la parte comunitaria de electricidad consumida por los consumidores finales respectivos, este cálculo es hecho cada año por la Comisión Europea.

Existe un calendario de evolución de topes de elegibilidad fijado por la primera directiva (la parte del mercado abierta a la libre competencia será aumentada progresivamente, a partir de un tope específico que comenzará con el tope de 40 Gwh de consumo hasta 9 Gwh en un periodo de 6 años). La parte de mercado nacional que debe ser abierta a la libre competencia es calculada sobre la base de la parte comunitaria de electricidad consumida por los consumidores finales cuya consumación es superior a una cantidad determinada de giga watts por hora anual³⁸.

³⁸ Artículo 19 de la Directiva 96/92/CE : « 1. Les États membres prennent les mesures nécessaires pour garantir une ouverture de leurs marchés de l'électricité, de sorte que des contrats soumis aux conditions visées aux articles 17 et 18 puissent être conclus au moins jusqu'à un niveau significatif, qui doit être communiqué annuellement à la Commission. La part du marché national est calculée sur la base de la part communautaire d'électricité consommée par les consommateurs finals dont la consommation est supérieure à 40 gigawatts par heure par an (par site de consommation et autoproduction comprise). La part communautaire moyenne est calculée par la Commission sur la base des informations qui lui sont communiquées régulièrement par les États membres. La Commission publie au Journal officiel des Communautés européennes, avant le 1er novembre de chaque année, cette part communautaire moyenne, qui définit le degré d'ouverture du marché, ainsi que toutes les informations requises pour la compréhension du calcul. 2. La part du marché national visée au paragraphe 1 sera progressivement augmentée sur une période de six ans. Cette augmentation sera calculée en

ii. La evolución de la parte comunitaria

La apertura progresiva del mercado de electricidad comienza con la entrada en vigor de la primera directiva, esta establece tres etapas: los clientes elegibles son los consumidores finales cuya consumación es superior a 40 gigas watts por hora anual y por sitio de producción, esto significa un porcentaje de apertura del mercado de casi 25%. El tope de consumación es disminuido a 20 gigas watts tres años después de la entrada en vigor de la primera directiva y a un nivel de 9 gigas watts por hora en seis años después su entrada en vigencia.

Es necesario remarcar que el tope de elegibilidad depende al mismo tiempo de la parte mínima que es por definición la misma en todos sitios de consumo y de la estructura de consumo nacional de electricidad, la cual varía en cada país. Es decir, cuanto más grande sea la proporción de consumidores elegibles en el mercado, el tope de elegibilidad puede ser fijado a un nivel más elevado. Sin embargo, los Estados miembros tienen siempre la posibilidad de fijar el tope de elegibilidad a un nivel inferior al que corresponde la parte comunitaria, para permitir a una mayor parte de empresas de beneficiar de la elegibilidad.

El objetivo de los topes de elegibilidad era de evitar una apertura brutal a la libre competencia, lo cual habría tenido como consecuencia privar a las empresas encargadas del servicio público de electricidad de su clientela más rentable. No obstante, este sistema provocó ciertas dificultades concretas, pues en un primer tiempo ella tuvo como efecto la distorsión de la libre competencia, ya

réduisant le seuil de la consommation communautaire de 40 gigawatts par heure, mentionné au paragraphe 1, à un niveau de consommation annuelle d'électricité de 20 gigawatts par heure, trois ans après l'entrée en vigueur de la présente directive, et à un niveau de 9 gigawatts par heure de consommation annuelle d'électricité, six ans après l'entrée en vigueur de la présente directive.»

que por un consumo determinado los consumidores industriales pueden ser o no elegibles según el país donde estén instaladas sus empresas madre o filiales.

Al establecer un método de elegibilidad, es decir una distinción entre dos tipos de clientes, ello genera el riesgo de que los productores hagan pagar a su clientela cautiva, constituida por los pequeños consumidores, el costo de una parte de las ventajas consentidas a sus clientes elegibles potencialmente más volubles. Esta posible situación constituyó uno de los motivos por el cual la Comisión Europea propuso el 13 de marzo del 2001 de suprimir los topes de elegibilidad. En este texto la comisión propone alcanzar de una manera más dinámica y progresiva la libre elección a todos los consumidores³⁹.

Sensible a esta proposición el legislador europeo, estableció en el artículo 21 de la segunda directiva que:

“1: Los Estados miembros vigilan que los clientes elegibles sean hasta el 1 de junio del 2004, los clientes elegibles citados en el artículo 19, párrafo 1, 2, 3 de la Directiva 96/92CE. Los Estados miembros deben publicar, a más tardar el 31 de enero de cada año, los criterios de definición de sus clientes elegibles; a partir del 1 de julio del 2004 a más tardar, todos los clientes no residenciales; a partir del 1 de julio del 2007, todos los clientes”.

En consecuencia, se puede apreciar que si bien la elegibilidad es todavía parcial según lo dispuesto por el artículo 2, a) y b), esta tiene vocación a ser total a más tardar a partir del 1 de julio del 2007.

iii. Modalidades de ejecución de los contratos de clientes elegibles

Una de las claves para una apertura real del mercado de electricidad a la libre competencia, establecida por la segunda directiva, era el de permitir un libre acceso a las redes de transmisión de

³⁹ Comunicación de la Comisión al Consejo y al Parlamento Europeo COM (2001) 125, “*Achèvement du marché intérieur de l'énergie* », 13 de marzo 2001.

electricidad, ya que no es suficiente autorizar a un agente económico a producir, importar o exportar electricidad, si este operador no tiene acceso a las redes de transmisión y distribución. Sin embargo, las dificultades que se encontraron para concretizar este objetivo fueron considerables, en su momento el Consejo de la Competencia francés llevó a considerar este acceso como una libertad teórica o por decirlo mejor imposible⁴⁰.

Una solución para permitir un libre acceso a las redes eléctricas era la posibilidad que el cliente elegible y su proveedor estén conectados por medio de una línea de transmisión directa, en este caso sería necesario una autorización para construir este tipo de líneas, sin embargo esta autorización puede ser rechazada por diversos motivos, esencialmente en el caso del interés del servicio público o por la protección del medio ambiente. Otro inconveniente de este sistema de conexión directa es que estas líneas no son rentables en cortas distancias, es por esto que en la gran mayoría de casos, los contratos de suministro pueden ser ejecutados solamente por el intermedio de las redes colectivas.

Es por esto que para permitir la libre competencia en el mercado de suministro de electricidad fue necesario permitir a los productores no históricos o a eventuales intermediarios, de utilizar las redes de transporte y de distribución para la alimentación de los consumidores elegibles. En este sentido, es necesario evitar el rechazo al acceso o el acceso bajo condiciones discriminatorias a las infraestructuras de transporte y de distribución. Por otro lado, es también imperativo asegurar una utilización racional de la redes de transmisión, dada su característica de infraestructura esencial estratégica con el fin de alcanzar una administración centralizada.

La respuesta jurídica a esta problemática fue establecida por la normativa europea en el sector eléctrico mediante dos sistemas alternativos para organizar el acceso de los clientes autorizados a las

⁴⁰ Consejo de la Competencia, opinión N° 00-A-21, relativa a las tarifas de utilización de las redes públicas de transporte o de distribución, 6 setiembre 2000.

redes, estos sistemas tiene vocación a asegurar un grado de apertura equivalente a un ejercicio real de la libre competencia, estos sistemas son: el sistema de acceso negociado y el sistema de acceso reglamentado a las redes.

2. La elección entre un acceso negociado o un acceso reglamentado de terceros a las redes

Teniendo en cuenta que el acceso a las redes eléctricas constituía uno de los puntos centrales en la liberalización del mercado las directivas europeas establecieron distintos mecanismos para lograr un ámbito de competencia en todo el sector eléctrico. De esta manera, uno de los primeros sistema introducido por la primera directiva fue el sistema de acceso de terceros a las redes (ATR), este sistema permite que el suministro de electricidad sea más fluido, de tal manera que cuando un cliente elegible compra electricidad de una empresa productora, los administradores de las redes de transmisión y de distribución tengan la obligación de asegurar la transmisión de esta energía entre los clientes y operadores mediando una remuneración de sus servicios.

Este sistema implica la aparición de nuevos actores en el sector de transmisión y distribución, además de una reorganización en cuanto a la propiedad de las redes eléctricas. Una entidad independiente de todo control político o económico encargada de administrar las redes será necesaria, es así que la noción administrador de redes o gestor de redes (GRT) fue consagrada por la primera directiva, En principio, la primera directiva estableció dos formas de organización, para permitir un funcionamiento eficaz se estableció de una parte el ATR reglamentado y de otra el ATR negociado, este último fue suprimido por la segunda directiva como consecuencia de los frecuentes entrabes a la libre competencia y en particular acuerdos anticompetitivos para favorecer ciertos intereses económicos.

a. Sistema de acceso negociado de terceros a las redes

Este sistema se rige por el artículo 17 de la primera directiva, los terceros tienen la facultad de “negociar un acceso a las redes para concluir contratos de suministro sobre la base de acuerdos comerciales voluntarios”, este sistema establece la posibilidad para los clientes elegibles o para la empresa de suministro de electricidad de celebrar un contrato con un productor determinado con el fin de comprar electricidad, esto implica como condición *sine qua non* que los suministradores deberán asegurar que el contrato podrá ser ejecutado mediante un acceso a las redes a través de las cuales la electricidad deberá ser transmitida.

Este mismo artículo, precisa que “en el caso en el cual un cliente *elegible es conectado a las redes de distribución, el acceso a las redes debe ser objeto de negociación con el administrador de las redes de transmisión concerniente*”, cabe precisar que el acceso negociado constituye al mismo tiempo una modalidad de acceso a las redes tanto de distribución como de transporte⁴¹.

Los terceros que desean acceder a las redes deben disponer de una información precisa concerniente a los precios de acceso establecidos por el administrador de las redes o el propietario de las mismas, cabe acotar que este elemento reduce el campo de negociación. Además, según el TCE, específicamente el artículo 82, se prescribe que las condiciones de acceso deben ser no discriminatorias, lo que limita de manera positiva el margen de negociación con los operadores.

En este sentido, la directiva establece que “para promover la transparencia y para facilitar las *negociaciones de acceso a las redes, los administradores de las redes deben publicar en el primer año siguiente de la aplicación de la directiva una escala que indique los precios por la utilización de las*

⁴¹ Artículo 17 de la Directiva 96/92/CE « 1. Dans le cas de l'accès négocié au réseau, les États membres prennent les mesures nécessaires pour que les producteurs d'électricité et, lorsque leur existence est autorisée par les États membres, les entreprises de fourniture d'électricité ainsi que les clients éligibles, intérieurs ou extérieurs au territoire couvert par le réseau, puissent négocier un accès au réseau pour conclure des contrats de fourniture entre eux, sur la base d'accords commerciaux volontaires. 2. Dans le cas où un client éligible est raccordé au réseau de distribution, l'accès au réseau doit faire l'objet d'une négociation avec le gestionnaire du réseau de distribution concerné et, si nécessaire, avec le gestionnaire du réseau de transport concerné. (...) »

*redes de transporte y de distribución. En la medida de lo posible, por los años siguientes, los precios publicados deben fundarse sobre el precio promedio negociado y establecidos por el periodo precedente de doce meses*⁴².

b. Sistema de acceso reglamentado de tercero a las redes

El sistema de acceso reglamentado fue creado por el artículo 17 de la primera directiva, el cual establece que corresponde a las autoridades competentes del Estado miembro fijar y publicar las tarifas que deberán ser pagadas por los clientes elegibles para la utilización de las redes de transporte y de distribución. Según la directiva este sistema debe otorgar a los clientes elegibles un derecho de acceso, al menos equivalente en términos de acceso a las redes, a otros sistemas de suministro como por ejemplo el sistema de comprador único.

Según el sistema de comprador único, una persona moral designada por la autoridad competente tiene el rol de comprador único, es decir de intermediario obligatorio entre las relaciones del cliente elegible y su co-contratante, principalmente un productor de electricidad. En principio, el productor y el cliente elegible concluyen un contrato de venta sobre un cierto volumen de electricidad, la persona moral designada, como comprador único, adquiere la electricidad del productor por la cual deberá pagar un precio de venta establecido en el contrato firmado con el cliente elegible. Finalmente el comprador único revende la electricidad al cliente elegible a un precio convenido inicialmente entre este y el productor.

⁴² Artículo 17 de la Directiva 96/92/CE « (...) 3. *Pour promouvoir la transparence et pour faciliter les négociations d'accès au réseau, les gestionnaires de réseau doivent publier, au cours de la première année suivant la mise en application de la présente directive, une fourchette indicative des prix pour l'utilisation des réseaux de transport et de distribution. Dans la mesure du possible, pour les années suivantes, les prix indicatifs publiés doivent se fonder sur les prix moyens négociés et arrêtés pour la période précédente de douze mois. (...)»*

Los inconvenientes de transparencia y de separación contable entre el productor y el comprador único tuvieron por consecuencia la supresión de este sistema en la entrada en vigor de la segunda directiva, ya que era muy probable que el comprador único escape a su obligación de compra retornando al mecanismo de ATR buscando un precio más bajo de venta de electricidad. En todo caso, si bien estos dos sistemas son profundamente diferentes, ellas están destinadas a obtener resultados económicamente equivalentes.

Los serios problemas de transparencia presentes en los sistemas de acceso negociado y del comprador único, tuvo como consecuencia que la segunda directiva suprima estos dos mecanismos, quedando así en vigencia solamente el sistema de acceso reglamentado a las redes. De esta manera, el artículo 20 de la directiva señala que *“los estados miembros vigilan que sea establecido, para todos los clientes elegibles, un sistema de acceso de terceros a las redes de transmisión y distribución. Este sistema fundado sobre las tarifas publicadas, debe ser aplicado objetivamente y sin discriminación entre los usuarios de redes. Los Estados miembros vigilan que estas tarifas, o los métodos de cálculo de estas, sean aprobadas antes su entrada en vigencia conformemente al artículo 23, y que estas tarifas y los métodos de cálculo (...) sean publicados antes su entrada en vigencia”*⁴³.

⁴³ Artículo 20 de la Directiva 96/92/CE « (...) 1. Les États membres prennent les mesures nécessaires pour permettre: i) aux producteurs indépendants et aux autoproducteurs de négocier un accès au réseau pour approvisionner leurs propres établissements et filiales établis dans le même État membre ou dans un autre État membre, au moyen du réseau interconnecté; ii) aux producteurs extérieurs au territoire couvert par le réseau de conclure un contrat de fourniture qui ferait suite à un appel d'offres pour de nouvelles capacités de production et d'avoir un accès au réseau pour exécuter ce contrat.

2. Les États membres veillent à ce que les parties négocient de bonne foi et qu'aucune d'entre elles n'abuse de sa position de négociation en entravant la bonne fin des négociations.

3. Les États membres désignent une autorité compétente, qui doit être indépendante des parties, pour régler les litiges relatifs aux contrats et aux négociations en question. Cette autorité doit notamment régler les litiges concernant les contrats, les négociations et le refus de l'accès et d'achat. »

c. La supresión progresiva de motivos de rechazo al acceso a las redes

Si bien se estableció como regla general la posibilidad de operadores terceros a las redes, la primera directiva establecía numerosos motivos de rechazo de acceso, lo que hacía poco efectivo el acceso a estas ya que el acceso no era automático. Se estableció desde un principio que el acceso puede ser rechazado no solamente por motivos técnicos sino también por motivos que conciernen el equilibrio financiero de la empresa encargada del servicio de interés económico general de electricidad, en la medida que el contrato propuesto por el cliente elegible tenga por efecto de privarle de recursos esenciales⁴⁴.

4. En cas de litige transfrontalier, l'autorité de règlement du litige sera l'autorité de règlement des litiges couvrant le réseau de l'acheteur unique ou du gestionnaire de réseau qui refuse l'utilisation du réseau ou l'accès à celui-ci.

5. Le recours à cette autorité se fait sans préjudice de l'exercice des voies de recours du droit communautaire. »

⁴⁴ Artículo 5 de la Directiva 96/92/CE: « 1. Lorsqu'ils choisissent la procédure d'autorisation, les États membres fixent les critères pour l'octroi des autorisations de construction d'installations de production sur leur territoire. Les critères peuvent porter sur:

- a) la sécurité et la sûreté des réseaux électriques, des installations et des équipements associés;*
- b) la protection de l'environnement;*
- c) l'occupation des sols et le choix des sites;*
- d) l'utilisation du domaine public;*
- e) l'efficacité énergétique;*
- f) la nature des sources primaires;*
- g) les caractéristiques particulières du demandeur, telles que capacités techniques, économiques et financières;*
- h) les dispositions de l'article 3.*

2. Les critères détaillés et les procédures sont rendus publics.

3. Les raisons d'un refus d'autorisation doivent être objectives et non discriminatoires; elles sont dûment motivées et justifiées et elles sont communiquées au demandeur et, pour information, à la Commission. Des voies de recours doivent être ouvertes au demandeur. »

Esta circunstancia hacia evidente que las diferentes formulas de acceso a las redes establecidas por la primera directiva y la conservación de los monopolios de transporte y de distribución, no eran de naturaleza a evitar las dificultades del acceso de terceros a las redes. Es por esto que la segunda directiva modifico el régimen de rechazo al acceso a las redes, estableciendo un solo motivo de rechazo de acceso ligada a la insuficiencia de capacidad del administrador de las redes de transporte o de distribución.

Una problemática económica importante a resaltar son los costos de transacción, los cuales constituyen una noción clave para la realización de un mercado de electricidad realmente competitivo. Existe un alto riesgo de represalia por parte del administrador de las redes en contra los terceros solicitantes de acceder a las redes, incluso cuando el rechazo esté prohibido por la legislación vigente, esta represalia se concretiza con la imposición de tasa para acceder a las redes lo que constituiría una carga financiera suplementaria de acceso para potenciales competidores. Estas circunstancias justifican en gran medida los mecanismos de transparencia de precios de acceso a las redes.

Finalmente, la determinación de un precio apropiado se enfrenta a problemas técnicos muy complejos. Por este motivo, es necesario, para evitar un rechazo discriminatorio de acceso a las redes, establecer un control o regulación por parte de la autoridad independiente competente, ya que la simple separación contable entre las diferentes actividades del sector eléctrico, es insuficiente para evitar entrabes injustificados al acceso. Es justamente por este motivo que la segunda directiva establece una separación jurídica como instrumento eficaz para evitar la distorsión de la libre competencia además de la creación de una autoridad administrativa independiente que fiscalice y controle el acceso a las redes, estas problemática será desarrollada con más detalle posteriormente.

El establecimiento de un nuevo sistema del mercado de electricidad

La evolución de la estructura del mercado de electricidad, gracias a los aportes de las dos primeras directivas, estableció una nueva organización del mercado eléctrico. El nuevo marco normativo eléctrico a nivel europeo estableció que el mercado de electricidad esté organizado alrededor de cuatro grandes ejes: la producción, la transmisión, la distribución y la comercialización. Con la desaparición de grandes monopolios verticales en todos los Estados miembros, se dio paso a la existencia de diferentes empresas en el sector eléctrico y a la creación de nuevas entidades administrativas independientes encargadas del control y la fiscalización de los agentes económicos dentro del sector eléctrico. Con el fin de coordinar los trabajos de cada regulador perteneciente a cada Estado miembro y articular la actividad normativa de todos ellos la Comisión Europea creó la Agencia de Cooperación de Reguladores de Energía (ACER). Este fenómeno de desfragmentación del monopolio histórico tuvo un efecto similar en el sector eléctrico peruano, en el cual una vez separadas las actividades de generación, transmisión y distribución aparecieron en el mercado eléctrico una serie de empresas especializadas en la prestación de cada actividad, además de autoridades de regulación encargadas del control y fiscalización de los agentes económicos presentes en cada sector de actividad eléctrica.

Con la liberalización del mercado de producción dentro del sector eléctrico, la mayoría de grandes monopolios verticales continuaron con la posesión y la casi centralización de la producción de electricidad, por ejemplo el sector de la producción de electricidad en el mercado francés está conformado por tres principales actores: EDF, CNR (Compañía Nacional de Rhône) y Endesa France (anteriormente SNET) Estas empresas en un comienzo públicas fueron transformadas en empresas privadas no obstante contar con una participación estatal dominante en su accionariado. Estas empresas aseguran más del 95% de la producción de electricidad en Francia, 90% está asegurado por el parque de producción de EDF esencialmente nuclear (85% de la producción de EDF es de origen

nuclear). Actualmente este segmento de la cadena eléctrica es un sector abierto totalmente a la libre competencia.

Con respecto a la transmisión de electricidad, esta actividad tiene como soporte redes de alta tensión con el fin de transportar la electricidad a grandes distancias, esta actividad es esencial para alcanzar no solo una cobertura del servicio eléctrico a todos los usuarios de electricidad al interior de cada mercado nacional sino que también es necesaria para conectar mercados internacionales a través de la interconexión de redes, objetivo principal para crear y consolidar la existencia de un mercado interno europeo de electricidad. El tema de la interconexión de redes es sumamente importante a nivel europeo pues la interconexión de redes permite de mejor distribuir la producción de electricidad y cubrir de manera efectiva la carencia de producción de electricidad en ciertas regiones europeas. Con el objetivo de coordinar la actividad de gestión de los operadores de redes la Comisión Europea estableció en la tercera directiva la creación de la Red europea de administradores de redes de transporte (ENTSO-E), esta institución está encargada de vigilar el cumplimiento de la política europea de apertura del mercado de electricidad a nivel de la transmisión y particularmente los objetivos medio ambientales por ejemplo la integración de electricidad de origen renovable dentro del mercado interno de electricidad.

En lo que concierne a la distribución de electricidad, la nueva estructura del sector eléctrico europeo decidió mantener este sector al igual que el sector de transmisión bajo la estructura de monopolio natural. La actividad de distribución de electricidad consiste de manera general en suministrar electricidad desde las redes de transmisión hasta los clientes finales. Esta actividad es organizada en monopolio por zona geográfica. Otro punto en común con respecto a las redes de transmisión es la creación de administradores de las redes, en el caso de la distribución estos gestionan las redes dentro de un ámbito mucho más limitado que en el caso de la transmisión. A través de una concesión

de gestión de infraestructuras de redes el Estado, representado por las colectividades locales, propietario de la infraestructura concede la gestión.

Finalmente, la comercialización consiste en la actividad de venta de electricidad a los consumidores finales, esta actividad se sitúa entre los distribuidores y los clientes finales. Esta actividad abierta a la libre competencia consiste en vender en el mercado final la electricidad comprada en el mercado mayorista o directamente de los productores a los consumidores finales, suministrando eventualmente servicios ligados a la energía. Es necesario precisar que en el mercado eléctrico peruano, el sector de la distribución y de la comercialización de electricidad están fusionados, es decir la misma empresa que dirige la electricidad desde el transmisor hasta el cliente final es la que suministra y factura el consumo eléctrico a cada consumidor.

El mercado eléctrico europeo permite un intercambio dinámico de electricidad entre los países miembros de la Unión Europea, los diferentes actores del mercado de electricidad pueden intercambiar “bloques” de electricidad de mutuo acuerdo en la bolsa de electricidad llamada “Pownext”⁴⁵. Ésta asegura el anonimato y la transparencia de los intercambios. Este lugar de intercambio es utilizado por los comercializadores y los clientes finales y es puramente contractual, este intercambio no corresponden a ningún movimiento físico de electricidad.

1. El establecimiento de procedimientos para crear nuevas capacidades de producción de electricidad

⁴⁵ Pownext es una empresa que opera en un mercado regulado, esta empresa gestiona las plataformas de negociación electrónica por los mercados spot y sus derivados en el sector europeo de energía. Esta empresa fue creada en 2001 en sus inicios ella estaba encargada de cubrir los riesgos de volumen de gas natural en Francia. En 2008 se inicia interconexión entre distintos mercado europeos e 2013 esta entidad se encarga de delibrar, de transferir y de anular las garantías de origen de electricidad producidas a partir de la energía renovable y de cogeneración, de esta manera Pownext inicia su actividad en el sector eléctrico.

La primera directiva mantiene la posibilidad para los Estados miembros de controlar la capacidad de producción de electricidad instalada sobre su territorio. Cuando un Estado miembro decide de construir nuevas instalaciones, ellos deben respetar las reglas de libre competencia, tal como lo prescriben las disposiciones artículos 6 y 7 de la segunda directiva. De un lado, el artículo 6 establece el procedimiento de autorización para la construcción de nuevas capacidades de producción y por otro lado, el artículo 7 establece el procedimiento de llamada a ofertas para la atribución de nuevas capacidades de producción.

La primera directiva establece dos sistemas facultativos elegibles por los Estados miembros: la autorización y la llamada a ofertas, estos procedimientos se encuentran en un plano de igualdad establecido por el artículo 4⁴⁶ de la primera directiva. Sin embargo, esta situación fue modificada en la segunda directiva, donde el procedimiento de llamada a ofertas deviene subsidiario, modificación plasmada en el artículo 7⁴⁷. Es pertinente precisar que los monopolios ya existentes en el sector de la producción de electricidad no están condenados a desaparecer, si bien existe una posibilidad de libre competencia dentro este sector ella está de todas formas subordinada a una renovación del parque

⁴⁶ Artículo 4 de la Directiva 96/92/CE : « *Pour la construction de nouvelles installations de production, les Etats membres peuvent choisir entre un système d'autorisation et/ou un système d'appel d'offres. Les autorisation ainsi que les appels d'offre devront obéir à des critères objectifs et transparents et non discriminatoires.* »

⁴⁷ Artículo 7 de la Directiva 2003/54/CE : « *Appel d'offres pour la fourniture de nouvelles capacités : 1) Les États membres garantissent la possibilité, dans l'intérêt de la sécurité d'approvisionnement, de prévoir de nouvelles capacités ou des mesures d'efficacité énergétique/de gestion de la demande par une procédure ou toute procédure équivalente en terme de transparence et de non discrimination, sur la base de critères publiés. La procédure d'appel d'offres ne peut cependant être lancée que si, sur la base de la procédure d'autorisation, la capacité de production en construction ou les mesures d'efficacité énergétique/de gestion de la demande ne sont pas suffisantes pour garantir la sécurité d'approvisionnement (...).* »

de producción o de una autorización administrativa de penetrar este segmento aun largamente ocupado por operadores históricos.

Finalmente, ninguna de las dos primeras directivas establece disposición alguna sobre la obligación de los monopolios en ceder una parte de sus instalaciones a futuros competidores, lo que habría constituido la solución alternativa posiblemente más eficaz para introducir la libre competencia sobre el segmento de la producción de electricidad. Es necesario precisar que un cierto número de Estado miembros fueron más allá de las exigencias mínimas prescritas por las dos directivas de electricidad, imponiendo la venta de una parte de las capacidades de producción perteneciente al operador histórico.

a. Modalidades de la implementación de la libre competencia en la producción

i. Procedimiento de autorización

Para la construcción de nuevas instalaciones de producción, los Estados miembros deben previamente fijar los criterios de atribución de autorizaciones, criterios que deben ser el objeto de publicidad con el objeto de asegurar su transparencia. La creación de nuevas capacidades de producción debe estar en coherencia con las necesidades de cada mercado con el fin de satisfacer la demanda en electricidad.

En los términos del artículo 6 párrafo 2, de la segunda directiva estos criterios pueden tratar de: *“a) la seguridad de las redes eléctricas, de las instalaciones y de los equipos asociados; b) la protección de la salud y de la seguridad pública; c) la protección del medio ambiente; d) la ocupación de los suelos y la elección de lugares; e) la utilización del dominio público; f) la eficacia energética; g) la naturaleza de los recurso primarios; h) las características particulares de la persona que solicita, como sus*

capacidades técnicas, económicas y financieras; i) la conformidad con las medidas adoptadas en virtud del artículo 3⁴⁸.

En principio se puede afirmar que la lista de criterios es limitativa ya que no existe el principio de libertad para la construcción de nuevas instalaciones de producción. Sin embargo, estos criterios dejan un amplio margen de acción a los estados miembros pues el artículo 6, i), reenvía al artículo 3 que trata las obligaciones de servicio público.

La iniciativa de aumentar la capacidad de producción pertenece en principio a las empresas operadoras, el rol de las autoridades administrativas se limita a tratar las solicitudes de autorización que son evaluadas bajo los criterios que ella misma fija a partir de la lista enunciada en el artículo 6.

ii. Procedimiento de llamada a ofertas

Este procedimiento es creado por el artículo 6 de la primera directiva, la iniciativa de una argumentación de las capacidades de producción corresponde a la administración quien publica un inventario de sus necesidades de producción teniendo en cuenta la evolución previsible de la demanda de electricidad y las posibilidades de conectarse a redes de transmisión y de distribución de otros países miembros de la Unión Europea.

La transparencia de este procedimiento está asegurado por la obligación que tienen a su cargo los Estado miembros de designar una autoridad o un organismo público o privado independiente de las

⁴⁸ Artículo 6 de la Directiva 2003/54/CE, « 2. Les États membres fixent les critères relatifs à l'octroi des autorisations de construction de capacités de production sur leur territoire. Ces critères peuvent porter sur: a) la sécurité et la sûreté des réseaux électriques, des installations et des équipements associés; b) la protection de la santé et de la sécurité publiques; c) la protection de l'environnement; d) l'occupation des sols et le choix des sites; e) l'utilisation du domaine public; f) l'efficacité énergétique; g) la nature des sources primaires; h) les caractéristiques particulières du demandeur, telles que capacités techniques, économiques et financières; i) la conformité avec les mesures adoptées en vertu de l'article 3. »

actividades de producción, transmisión y de distribución de electricidad, responsable de la organización, seguimiento y el control del procedimiento de llamada a ofertas, el cual está también obligado a asegurar la confidencialidad de la información contenida en las ofertas⁴⁹.

La diferencia entre el procedimiento de autorización y el de llamada a ofertas no es a priori muy significativa ya que los criterios de atribución de las autoridades y la elección de las personas habilitadas a presentar una oferta pueden comportar el mismo tema. En todo caso, el procedimiento de llamada a ofertas es menos adaptado para asegurar una real apertura del segmento de la producción a la libre competencia ya que éste depende de la iniciativa de la administración, la cual es generalmente informada por el operador histórico quien dispone de toda la información necesaria y sobretodo de las necesidades del sistema eléctrico.

En la práctica, el procedimiento de llamada a ofertas, no ha sido adoptado por muchos Estado miembros, ya que es menos propicio al desarrollo de mercados competitivos. Por esta razón, este procedimiento tiene un carácter puramente supletorio en relación al procedimiento de autorización establecido por la segunda directiva de electricidad.

En este mismo sentido, el artículo 7 de la segunda directiva prescribe lo siguiente: *“Los Estados miembros garantizan la posibilidad, en el interés de la seguridad de aprovisionamiento, de prever nuevas capacidades o de medidas energéticas eficaces de gestión de la demanda para un procedimiento o todo procedimiento equivalente en términos de transparencia y no discriminación, sobre la base de criterios sujetos a publicación. El procedimiento de llamada a ofertas no puede sin*

⁴⁹ Artículo 6, párrafo 5 de la Directiva 96/92/CE : « 5. Les Etats membres désignent une autorité ou un organisme public ou privé indépendant des activités de production, de transport et de distribution d'électricité qui sera responsable de l'organisation, du suivi et du contrôle de la procédure d'appel d'offre. Cette autorité ou cet organisme prend toutes les mesures nécessaires pour que la confidentialité de l'information contenue dans les offres soit garantie. »

embargo ser lanzado sino solamente cuando las medidas energéticas eficaces de gestión de la demanda no son suficientes para garantizar una seguridad de aprovisionamiento”.

2. La separación entre la propiedad y la gestión como medio para reorganizar la actividad de transmisión de electricidad

La posibilidad de mantener monopolios en los segmentos de transmisión de electricidad respetando las reglas de libre competencia, proviene del capítulo IV de la segunda directiva. Esta posibilidad se justifica por el carácter de monopolio natural de las redes de transmisión y por su importancia estratégica para el buen funcionamiento del mercado de electricidad.

Desde la primera directiva se establecía la necesidad de la creación un administrador de redes, en este sentido el considerando 25 de su preámbulo disponía que *“cada sistema de redes debe ser administrado y controlado de una manera centralizada con el fin de asegurar la seguridad, la fiabilidad y la eficacia, en el interés de los productores y de sus clientes; en consecuencia, conviene designar un administrador de redes de transmisión que asegure la explotación, el mantenimiento y el desarrollo de las redes.”*⁵⁰.

⁵⁰ Directiva 96/92/CE, considerando 25 : *« Considérant que chaque réseau de transport doit être géré et contrôlé d’une manière centralisée afin d’en assurer la sécurité, la fiabilité et l’efficacité, dans l’intérêt des producteurs et de leurs clients ; qu’en conséquence, il conviendrait de désigner un gestionnaire de réseau de transport qui en assurera l’exploitation, l’entretien et le cas échéance, le développement ; que l’action de ce gestionnaire doit être objective, transparente et non discriminatoire. »*

En este mismo sentido, el preámbulo de la segunda directiva insiste, ya no sobre la necesidad de una gestión centralizada sino sobre la independencia del administrador de las redes de transmisión⁵¹, en vista de asegurar un acceso no discriminatorio de las redes. Es necesario remarcar que ni la primera directiva ni la segunda directiva imponen el desmantelamiento de los monopolios de transmisión, aun cuando ellas crean las condiciones de su realización.

a. La creación de un administrador de redes de transmisión

La primera directiva tiene el objetivo esencialmente de reglamentar la explotación de las redes de transmisión con el fin de evitar que la gestión de las infraestructuras esenciales, pueda favorecer ciertos productores en detrimento de otros, imponiendo la creación de un administrador de redes de transmisión sumido a numerosas obligaciones.

El primer párrafo del artículo 7 de la primera directiva impone a los estados miembros de designar un administrador de las redes de transmisión *“responsable de explotación, de mantenimiento y, si es el*

⁵¹ Directiva 2003/54/CE, considerando 8 : *« Afin d'assurer l'accès au réseau dans des conditions efficaces et non discriminatoires, il convient que les réseaux de transport et de distribution soient exploités par l'intermédiaire d'entités distinctes sur le plan juridique lorsque les entreprises sont verticalement intégrées. La Commission devrait évaluer les mesures d'effet équivalent, élaborées par les États membres pour réaliser cet objectif, et, le cas échéant, soumettre des propositions pour modifier la présente directive. Il convient également que les gestionnaires de réseau de transport et de distribution disposent de droits effectifs de prise de décision en ce qui concerne les actifs nécessaires pour entretenir, exploiter et développer les réseaux lorsque les actifs en question sont la propriété d'entreprises verticalement intégrées et sont exploités par celles-ci. »*

Il est nécessaire que l'indépendance des gestionnaires de réseau de distribution (GRD) et des gestionnaires de réseau de transport (GRT) soit garantie, en particulier au regard des intérêts des producteurs et des fournisseurs. Dès lors, il convient de mettre en place des structures de gestion indépendantes entre les GRD et les GRT et toute entreprise de production/fourniture. »

caso, de desarrollar las redes de transmisión en una zona determinada, como de las interconexiones con otras redes, para garantizar la seguridad de provisión”⁵².

La creación de un administrador de las redes implica la distinción entre el administrador de las redes de transmisión y el propietario de estas redes, pues en el mismo párrafo precisa que *“1. Los Estados miembros designan, o solicitan a las empresas propietarias de las redes de transmisión de designar, por un tiempo a determinar por los Estados miembros un administrador de las redes”*.

La distinción entre administrador y propietario estaba esencialmente destinada a asegurar la transparencia en el acceso de terceros a las redes en un sistema donde históricamente el operador nacional dominante era a la vez productor, transmisor y además distribuidor de electricidad. Dos hipótesis son posibles, ya sea que el Estado designe directamente y unilateralmente un administrador de redes de transmisión, ya sea que el Estado delegue esta misión a los propietarios de las redes, en este último caso los propietarios son totalmente libres para designar un administrador independiente.

b. Obligaciones del administrador de redes de transmisión

i. El respeto al principio de imparcialidad

La imparcialidad del administrador de las redes podrá ser asegurada si en el ejercicio de sus misiones de explotación, mantenimiento y desarrollo de las redes no se encuentra ligada con una empresa de producción a la cual podría favorecer. Sin embargo, en gran mayoría de países miembros de la Unión

⁵² Artículo 7 párrafo 1 de la Directiva 96/92/CE : *« Les Etats membres désignent ou demandent aux entreprises propriétaires de réseau de transport de désigner, pour une durée à déterminer par les Etats membres en fonction de considérations d'efficacité et d'équilibre économique, un gestionnaire du réseau qui sera responsable de l'exploitation, de l'entretien, le cas échéant, du développement du réseau de transport dans une zone donnée, ainsi que de ses interconnexions avec d'autres réseaux, pour garantir la sécurité d'approvisionnement. »*

Europea esta situación era totalmente diferente, pues la empresa administradora de las redes pertenecía al mismo operador histórico que era propietario de las centrales de producción de electricidad. Esta situación generaba una alta probabilidad de distorsión de la competencia.

Es por esta razón que el administrador de las redes está sujeto a la obligación, en el caso de coordinar acciones de transmisión de electricidad con productores de una determinada zona geográfica, de que la selección del productor debe ser hecha en función de criterios objetivos, transparentes y aplicados de manera no discriminatoria, estos criterios deben tener en cuenta el orden de preferencia económica, es decir que las instalaciones cuyo precio de producción es el más bajo deben normalmente ser llamadas en primer lugar para satisfacer la demanda de electricidad.

El principio de imparcialidad no es absoluto, la directiva determina el alcance de este principio en su artículo 8 párrafo 3, los Estados miembros pueden imponer al administrador de dar la prioridad a las instalaciones de producción *“que utilizan recursos de energía renovable o de desechos que producen calor o de electricidad combinados”*.⁵³

En este caso, la decisión de la derogación del orden de preferencia económica no releva de una decisión del administrador, ella se impone por una decisión política del Estado miembro y puede tener consecuencias sobre los resultados de la explotación del administrador de redes de transmisión o de la empresa integrada a la cual éste está sujeto, por ejemplo en el caso de EDF los sobrecostos resultados de la política de apoyo a la cogeneración y a las energías renovables fueron evaluadas en 923 millones de euros en el año 2001⁵⁴.

⁵³ Artículo 8 párrafo 3 de la Directiva 96/92/CE : « *Un Etat membre peut imposer au gestionnaire du réseau, lorsqu'il appelle les installations de production, de donner la priorité à celles qui utilisent des sources d'énergie renouvelables ou des déchets ou qui produisent de la chaleur et de l'électricité combinées.* »

⁵⁴ Comisión de Regulación de Electricidad, Reporte de actividad, junio 2002, pág. 47. « *Concernant les obligations d'achat, les surcoûts ont été évalués à 923 millions € pour EDF (soit 1 433 millions € versés aux*

ii. Respeto de la confidencialidad de informaciones

Le segunda directiva establece en su artículo 12 que el administrador de transmisión debe “*preservar la confidencialidad de informaciones comercialmente sensibles que llegan a su conocimiento en curso de la ejecución de sus misiones*”⁵⁵, sin embargo la directiva no precisa la noción de información comercialmente sensible, no obstante generalmente se presume que se refiere a la información cuya divulgación es susceptible de distorsionar la libre competencia.

El objetivo de esta disposición es de evitar que el administrador después de haber sido contactado por un productor que pretende concluir un contrato con un cliente elegible, comunique a los servicios comerciales de su propia empresa la información concerniente a este contrato. En el caso donde las redes de transmisión son confiadas a una empresa verticalmente integrada, es indispensable de prever al interior de esta empresa una separación suficientemente hermética para impedir la circulación de información de un servicio al otro.

Respecto a este punto, la aplicación de reglas de base establecidas por la primera directiva que estableció en un principio una separación contable, se evidenciaron insuficientes para asegurar el acceso no discriminatorio de las redes de transmisión. Como respuesta a esta situación la proposición de modificación de la primera directiva de electricidad presentada por la Comisión

producteurs bénéficiaires des obligations d'achat, alors que les coûts évités à EDF sont évalués à 510 millions €; ces coûts évités correspondent aux coûts, pour EDF, si elle avait dû produire ou acheter les mêmes quantités d'électricité). Pour les distributeurs non nationalisés, ces surcoûts ont été évalués à 7 millions €. »

⁵⁵ Artículo 12 de la Directiva 2003/54 : « *Sans préjudice de l'article 18 ou de toute autre obligation de divulguer des informations, le gestionnaire de réseau de transport préserve la confidentialité des informations commercialement sensibles dont il a connaissance au cours de l'exécution de ses tâches. Les informations divulguées en ce qui concerne ses propres activités, qui peuvent être commercialement avantageuses, sont mise à disposition de manière non discriminatoire.* »

Europea el 13 de marzo del 2001, sugiere que las redes de transmisión así como las redes de distribución sean independientes al menos sobre el plano jurídico en el ámbito organizacional y principalmente en la toma de decisiones.

iii. La separación jurídica del administrador de redes de transmisión

Para lograr la imparcialidad del administrador de las redes de transmisión, es necesario que el administrador no tenga ningún vínculo de cualquier naturaleza con una empresa de producción en particular, por esta razón la segunda directiva impone la separación jurídica del administrador de redes de transmisión de otras actividades no ligadas a esta actividad cuando el administrador forma parte de una empresa verticalmente integrada, esta separación jurídica fue necesaria para asegurar el acceso a las redes en condiciones eficaces y no discriminatorias.

El artículo 10 de la segunda directiva prevé que *“cuando el administrador de las redes de transmisión forma parte de una empresa verticalmente integrada, él debe ser independientemente al menos en el plano de la forma jurídica, de la organización y de la toma de decisión, de otras actividades no ligadas a la transmisión. Estas reglas no crean la obligación de separar la propiedad de los activos de las redes de transmisión, de una parte, de la empresa verticalmente integrada, de otra parte”*⁵⁶.

El mismo artículo establece los criterios mínimos aplicables para garantizar la independencia del administrador de las redes de transmisión:

- Las personas que integran el administrador de redes no pueden ser parte de estructuras de la empresa de electricidad integrada que son directamente o indirectamente encargadas de

⁵⁶ Artículo 10 de la Directiva 2003/54 : « *Lorsque le gestionnaire de réseau de transport fait partie d'une entreprise verticalement intégrée, il doit être indépendant, au moins sur le plan de la forme juridique, de l'organisation et de la prise de décision, des autres activités non liées au transport. Ces règles ne créent pas d'obligation de séparer la propriété des actifs du réseau de transport, d'une part, de l'entreprise verticalement intégrée, d'autre part.* »

la gestión habitual de las actividades de producción, de distribución y de suministro de electricidad.

- Las medidas apropiadas deben ser tomadas con el fin de que los intereses profesionales de los responsables de la gestión del administrador de las redes de transmisión sean tomadas en consideración de manera a permitirles de actuar con toda independencia.

El administrador de las redes de transmisión dispone de poderes de decisión efectivos, independientemente de la empresa eléctrica integrada (monopolio), en lo que concierne a los elementos necesarios para asegurar la explotación, el mantenimiento y el desarrollo de las redes. Esto no debe impedir la existencia de mecanismos de coordinación apropiados en vista a asegurar que los derechos de supervisión económica y de gestión de la sociedad madre que concierne el rendimiento de activos de una filial, sean preservados. Esta disposición permite a la empresa madre de aprobar el plan financiero anual del administrador de redes de transmisión, o todo documento equivalente y de establecer un límite global de nivel de endeudamiento de su filial. Sin embargo, ella no permite a la empresa madre de dar instrucciones sobre el tema de la gestión habitual ni lo que concierne a las decisiones individuales relativas a la construcción o a la modernización de las líneas de transmisión que no exceden los límites del plano financiero que ella ha aprobado o de todo documento equivalente.

El administrador de las redes de transmisión establece un programa de compromisos que contienen las medidas a tomar con el fin de garantizar que toda práctica discriminatoria sea excluida y que su aplicación sea objeto de un seguimiento adecuado. Este programa enumera las obligaciones específicas impuestas a las personas a cargo para que el objetivo sea alcanzado. La persona o el organismo responsable del seguimiento del programa de compromisos presentan todos los años a la autoridad de regulación, un reporte descriptivo de las medidas tomadas.

Como se puede constatar, el responsable de la explotación, del mantenimiento y eventualmente del desarrollo de las redes de transmisión tiene a su cargo un gran número de obligaciones fijadas por las dos directivas eléctricas. El administrador debe abstenerse de toda discriminación entre los usuarios de redes, básicamente en favor de sus filiales o de sus accionarios.



CONCLUSIONES DE LA PRIMERA PARTE

- El objetivo de suprimir la presencia monopólica estatales y de reformar la estructura del sector eléctrico con el fin de convertirlo en un sector dinámico y eficaz permitiendo así maximizar el beneficio social de los consumidores fue la principal motivación que dirigió el gran fenómeno de transformación de este sector energético en la Unión Europea.
- Las características del sector eléctrico europeo estaban determinadas por la presencia de grandes empresas monopólicas, integradas verticalmente, de propiedad del Estado y con una fuerte concentración del mercado sobre todo a la prestación de servicio de electricidad.
- La liberalización del mercado eléctrico en la Unión Europea fue dirigida y reglamentada por tres cuerpos normativos, en forma de directivas, las cuales establecieron una metodología, objetivos a mediano y largo plazo y distintas alternativas con el fin de alcanzar una plena liberalización del mercado eléctrico.
- La apertura del sector eléctrico europeo puede catalogarse de progresiva, pues se estableció en un inicio una apertura parcial del mercado de comercialización de electricidad con el fin de atenuar los efectos de la liberalización. Al mismo tiempo se estableció una desfragmentación progresiva de cada sector de actividad.
- Con el fin de lograr una plena apertura del mercado de electricidad la Comisión Europea propuso dos grandes transformaciones: la primera fue la creación de un mercado interno de

electricidad a nivel de la Unión Europea y la segunda fue la transformación estructural del sector eléctrico a través de la desintegración del monopolio vertical correspondiente.

- Sobre el plano teórico, para permitir la viabilidad de la liberalización del sector eléctrico europeo, el legislador europeo buscó un equilibrio entre las obligaciones de servicio público y el cabal respeto a las reglas de la libre competencia que imponía la apertura del mercado eléctrico a la libre competencia.
- Este equilibrio es determinado por la aplicación, como regla de principio, del derecho de la libre competencia en el sector eléctrico entre los agentes económicos, sin embargo, existe una excepción a esta regla, la cual se constituye cuando el cumplimiento de las reglas de la libre competencia entraban en el cumplimiento de una misión de interés económico general.
- La noción de servicio universal fue un argumento importante para fundamentar la preservación de las misiones de interés económico general con respecto al ejercicio de la actividad económica en el sector de electricidad y en particular el servicio público de electricidad en el marco de una libre competencia.
- Las directivas proponían liberalizar cada sector de actividad eléctrica a través de diversos mecanismos adaptados para cada tipo de actividad. En un inicio se propuso liberalizar los sectores de generación o “producción” y el sector comercialización de electricidad, es importante señalar que la actividad de distribución está separada de la actividad de comercialización en Europa.

- La liberalización del sector de producción de electricidad se llevó a cabo bajo dos proposiciones alternativas establecidas por la Comisión Europea, por una parte un procedimiento de autorización en la creación de centrales de producción y por otro lado el sistema de llamada a ofertas para la construcción de centrales productoras.
- En lo que respecta la liberalización de la actividad de comercialización, el legislador europeo estableció el mecanismo de cliente elegible, el cual propone la libertad del cliente final en elegir su empresa proveedora de electricidad, esta apertura fue gradual hasta 2007, año en el cual todos los clientes gozan de la mencionada libertad.
- Con respecto al sector de redes, tanto de distribución como de transmisión, se propuso dos sistemas de acceso a las redes (el acceso reglamentado y el acceso negociado) además de proponerse la creación de un administrador de redes con el fin de garantizar una gestión independiente, transparente y equitativa de las redes eléctricas.
- El análisis de la experiencia europea es una fuente importante de información para evaluar el estado actual del sector eléctrico peruano e identificar sus puntos positivos y falencias, ya que las características estructurales de ambas realidades eran semejantes antes de la liberalización.

Segunda parte

Análisis paralelo del proceso de liberalización del mercado de electricidad francés y del mercado de electricidad peruano

Los ideales de liberalización del mercado europeo, se fundamentaron principalmente en la libre competencia de los agentes económicos en todos los sectores del mercado. Esta libre competencia era considerada como el mecanismo que permitiría alcanzar una situación ideal de mercado, en el cual la oferta y la demanda serían convergentes permitiendo que el precio establecido por el mercado se aproxime al máximo al costo de producción. Como se expuso en la primera parte, a partir de las disposiciones del Acto Único Europeo, relativo a la realización de un mercado interior, la Comisión de la Comunidad Europea formuló sus primeras proposiciones sobre la posibilidad de una apertura del mercado de electricidad a la libre competencia.

Estas proposiciones establecían la desintegración los monopolios existentes sobre las actividades eléctricas en el seno de cada país miembro con el fin de permitir a la mayor parte de consumidores de poder elegir libremente a sus proveedores de electricidad. En Francia, país donde el servicio público de electricidad es considerado como actividad propia de Estado, la idea de una apertura del mercado a la libre competencia no fue tomada con entusiasmo, por el contrario era considerada como una consecuencia negativa de políticas europeas neoliberales, las cuales ponían en riesgo la continuidad de un sistema eléctrico estatal que hasta el momento funcionada con regularidad y eficacia.

Después de largos debates en el Parlamento Francés fruto de una fuerte oposición a la idea de compatibilizar el derecho francés al derecho europeo, se llegó a un acuerdo sobre la apertura del

mercado de electricidad a la libre competencia. Una transposición mínima de las disposiciones europeas fue aceptada por el legislador francés, sin embargo se tuvo siempre presente el objetivo de preservar la noción de servicio público y los principios sobre los cuales se basa. La transposición que se llevó a cabo estableció una apertura progresiva del mercado eléctrico, la cual llegará a transformarse en una liberalización total con ciertas excepciones correspondientes a la preservación de la noción de servicio público.

La liberalización del mercado eléctrico exigía una reestructuración de todos los sectores de actividad, esta medida fue necesaria para asegurar no solo el respeto a las reglas del derecho de la competencia europeo sino también el respeto al régimen jurídico de servicio público aplicable a las actividades e infraestructuras que conforman el sector eléctrico. Si bien las actividades de redes reposan sobre un monopolio natural, por lo que será difícil una liberalización de estas actividades, las actividades de producción y de comercialización pudieron ser liberalizadas. La desaparición de la presencia del Estado como actor principal en el sector de la electricidad será la principal consecuencia de esta liberalización.

Esta evolución del sector eléctrico francés tiene cierta semejanza a la evolución de la estructura del sector eléctrico peruano. La presencia del Estado materializado con la creación de grandes empresas públicas que dirigían la actividad eléctrica es un punto en común tanto en el mercado francés que en el peruano. Sin embargo, Es importante resaltar que la particularidad del caso peruano es que la liberalización del sector eléctrico tuvo como fundamento un estado deficiente desde el punto de vista funcional del sistema eléctrico. El Estado en el que se encontraba el sistema eléctrico peruano marcado por la falta de financiamiento y de inversión en infraestructura además del alto endeudamiento público hacía necesario la toma de decisiones urgentes.

Frente a esta situación, el Estado peruano decidió de desfragmentar las empresas públicas de electricidad y privatizarlas con el objetivo de crear un mercado de electricidad abierto a la libre competencia y al mismo tiempo asegurar una regularidad en el crecimiento, alcance y desarrollo del sector eléctrico. En esta evolución, la Ley de concesiones eléctricas marca el punto de partida importante para un nuevo régimen jurídico del sector eléctrico, en el cual se establece no solamente un instrumento de gestión del servicio público de electricidad, la concesión, sino que también se da la creación de nuevos actores por parte del Estado, quienes estarán a cargo de la tarea de fiscalización y control del nuevo mercado eléctrico.

El análisis del proceso de apertura del mercado eléctrico en Francia y Perú nos permitirá de constatar de manera concreta que decisiones se tomaron para alcanzar este objetivo, por otro lado se verá clara mente como la estructura del mercado se transformó, es decir se paso en ambos caso de una modelo monopólico con una intervención estatal preponderante a una libertad de entrada y salida del mercado eléctrico además de una pluralidad actores.

Capítulo I. La evolución del mercado de electricidad francés y su transformación en razón de la transposición del derecho europeo al derecho francés

La presencia del Estado en la evolución y desarrollo del sector eléctrico francés fue determinante. Esta presencia no solo se limitó a establecer un marco jurídico adaptado a la realidad de este país sino que fue acompañado por una acción importante del Estado como actor en el mercado. El desarrollo de sector eléctrico francés puede de inicia a partir de un desarrollo local, el cual se convirtió en un desarrollo a un nivel nacional y finalmente europeo con la aparición del proyecto común del mercado único. De la historia del sector eléctrico francés se puede distinguir tres

elementos que determinaron su evolución: un inicio se crea gracias a la iniciativa de las colectividades locales ayudadas por la iniciativa privada, luego tiene un periodo de crisis durante la primera y segunda guerras mundiales y un periodo de reconstrucción y consolidación con la actividad del Estado como administrador del servicio público de electricidad y finalmente una etapa de “modernización” a través la creación de la Unión Europea.

A inicios del siglo XX, cada ciudad o grupo de ciudades estaban a cargo de desarrollar su propio sistema de producción y de distribución de electricidad. En este contexto, cada comunidad desarrolló en un inicio su sistema de alumbrado público a través del sistema de redes de distribución de electricidad. Debido al costo que significaba la instalación de las redes, los gobiernos locales tenían dos opciones para realizar estos trabajos, ya sea directamente a través de inversiones públicas, ya sea a través de la firma de un contrato de delegación en favor de una empresa privada encargada de la construcción, mantenimiento y desarrollo de las redes, en este último caso se utilizó la figura jurídica de la concesión.

En este sentido es preciso remarcar que el desarrollo del sector eléctrico francés se inició a partir de la ley del 15 de junio de 1906 relativa a la distribución de electricidad, esta ley no prohibía ni censuraba la iniciativa pública en el mercado, es más otorgaba la competencia de los gobiernos locales del desarrollo de las actividades de distribución de electricidad⁵⁷. En cuanto a las redes de transmisión de electricidad, estas tuvieron un desarrollo tardío en comparación a la redes de distribución. Las redes de alta tensión pudieron desarrollarse una vez terminada la primera guerra mundial, como respuesta a una creciente demanda de electrificación rural con el fin de permitir a los clientes finales de tener acceso a la electricidad producida por las regiones, en su gran mayoría de origen hidráulico.

⁵⁷ ANGELIER, Jean-Pierre, *Electricité et gaz naturel : du monopole public à la concurrence réglementé. Une perspective historique*. Ed. HAL archives ouverte, 2005, pág. 4.

Fue la ley de fecha 19 de julio de 1922 la que estableció el régimen jurídico para el desarrollo de las redes de alta tensión a través, de la misma manera que para las redes de distribución, de la concesión eléctrica. Con respecto a la actividad de producción de electricidad, la concesión que se otorgaba a nivel local no incluía la transferencia de un derecho a producir electricidad, en ese sentido cada concesionario debía desarrollar su propia central (en su mayor parte hidroeléctrica y térmica) por sus propios medios y mediante un procedimiento administrativo independiente. En 1938, la producción de electricidad en Francia era de 21 Tw/h.

La fuerte inversión en la construcción de este tipo de instalaciones significó que este sector sea explotado por la iniciativa privada. Unos años más tarde, el decreto de fecha 29 de julio 1927 que reglamenta la ley de 1906 sobre la distribución eléctrica estableció una formalidad especial para el sector de producción, este decreto estableció un sistema de autorizaciones con respecto a la instalación de toda central eléctrica de una potencia instalada de más de 1 MW destinada a suministrar todo o parte de la energía que producía a clientes finales o al servicio público a través de las redes de distribución y transmisión.

Este desarrollo se verá disminuido brutalmente a causa de los conflictos bélicos entre países, los cuales tuvieron un efecto contundente en la transformación del sector de servicios públicos de Francia. Por otro lado, estos conflictos significaron una transformación dramática en la sociedad francesa además de un efecto devastador en su economía. Al final de la segunda guerra mundial, el resultado fue la destrucción de la mayor parte de infraestructura de servicios públicos, la discontinuidad e inoperancia de servicios básicos para la comunidad, lo que obligó a los responsables gubernamentales tomar una serie de decisiones políticas urgentes con carácter extremo.

En lo que se refiere al sector eléctrico, después de la guerra la mayor parte de redes eléctricas se encontraban aisladas, por otro lado se podía constatar la presencia de grandes empresas privadas

quienes concentraban una parte esencial de la producción de electricidad y la competencia técnica en materia energética. La voluntad política de ampliar el alcance y la cobertura del sistema eléctrico a todos los consumidores en condiciones económica y socialmente aceptables, así como el objetivo de garantizar una seguridad de aprovisionamiento sobre todo el territorio, justificó la intervención pública en la organización del sector eléctrico. Esta voluntad política se concretizó a través de la “Ley N° 46-628 sobre la nacionalización de la electricidad y del gas” promulgada el 8 de abril de 1946.

Es a partir de la ley de nacionalización que la actividad eléctrica comenzó su reconstrucción. Mediante esta ley 1450 empresas francesas de producción, transmisión, distribución fueron nacionalizadas, al mismo tiempo la gestión de las empresas nacionalizadas de electricidad fueron confiadas a un establecimiento público nacional de carácter industrial y comercial denominado “Electricidad de Francia Servicio Nacional” (EDF)⁵⁸. De esta manera la ley de nacionalización modificó el sector eléctrico otorgando a un establecimiento público bajo la tutela del Ministerio de Energía, una serie de derechos exclusivos que cubren la totalidad de las actividades del sector.

Con la aparición de una persona pública (EDF) creada especialmente para ejercer una actividad económica, se estableció como regla de principio la aplicación del derecho público sobre su actividad y sobre ella misma. Es decir en tanto que persona de derecho público, ella no está sujeta a los procedimientos de derecho común especialmente a los de insolvencia ni liquidación judicial, además de la aplicación de los principios de inalienabilidad e inembargabilidad de los bienes de personas públicas. En resumen, el régimen de derecho público aplicable al Estado será también aplicable al administrador monopólico del sector eléctrico.

Este nuevo régimen, establecido con el fin de dar una solución a la situación dramática en la que se encontraba el sector eléctrico, se mostrará eficiente y permitirá al sector eléctrico desarrollarse de

⁵⁸ CHATRIOT, Alain, *Les transformations des services publics français au XX siècle*, La Découverte « Regards croisés sur l'économie », 2007/2 n° 2, pág. 61.

manera óptima, llegando a cubrir la demanda de electricidad interna y además producir excedentes de electricidad para exportarlos a los países fronterizos⁵⁹. Paradójicamente, años más tarde este mismo régimen se verá cuestionado por el derecho europeo, el cual tendrá la pretensión de unificar todos los mercados eléctricos de cada país miembro de la Unión Europea. Si bien la nacionalización del sector de electricidad francés le permitió desarrollar de manera óptima, la creación de un mercado único a nivel europeo no tendrá los mismos resultados.

Con la creación de la Comunidad Europea, el objetivo de constituir un mercado interno con el objetivo de maximizar el bienestar de los consumidores, significará una fuerte presión política contra el sistema francés de gestión del sector eléctrico. En tanto que miembro principal de la Unión Europea, Francia tenía la obligación política y jurídica de transponer el derecho europeo, el cual estaba totalmente en contra con la presencia de un monopolio público dentro de una actividad fuertemente competitiva. Esta situación dio lugar a una fuerte discusión en cuanto a la continuidad del modelo de funcionamiento del sector eléctrico.

El ideal de un mercado europeo donde los agentes económicos puedan participar libremente en la oferta sin restricciones no era posible en Francia, ya que una sola empresa pública estaba presente en el mercado eléctrico, además este monopolio público era considerado de manera positiva por los consumidores finales, y en consecuencia no se veía necesario cambiar algo que hasta el momento funcionaba de manera eficiente. El debate sobre la creación de un mercado único interno, tendrá una importancia jurídica esencial ya que se verá en juego una de las nociones claves de derecho público, el servicio público en el derecho francés.

⁵⁹ ANGELIER, Jean-Pierre, *op.cit.*, pág. 12. EDF producía 52 Tw/h en 1955. En 2003 esta empresa es considerada una de las primeras empresas del mundo, y produce 492 Tw/h. Sus capacidades de producción instaladas son de 101 Twé. Sus negocios facturan 45 mil millones de euros y su resultado neto es de 860 millones de euros.

Esta contraposición que podría catalogarse de ideológica entre la total aprobación del ejercicio de una actividad económica por parte del Estado de manera monopólica, y por otro lado, la aplicación cabal del principio de libre competencia en toda actividad competitiva con el fin de maximizar el bienestar social, se vio materializada en la contraposición entre el legislador francés y su fuerte oposición a la transposición del derecho de la competencia europeo y por el legislador europeo quien pretendía fundar las bases para la construcción de una Unión Europea mucho más compacta y unida en materia energética. Esta situación establecía una problemática compleja, como ya vimos en la primera parte de este trabajo, cómo conciliar dos principios que parecen totalmente contradictorios, de un lado la protección absoluta de una actividad de interés general, y por otro lado la aplicación del derecho de la libre competencia a toda actividad competitiva en el mercado.

No obstante la visión publicista en Francia sobre el servicio público y su ejercicio y administración por parte del Estado, esta noción ha evolucionado con el tiempo, gracias a la jurisprudencia administrativa. Se puede constatar que el derecho público se ha adaptado a la realidad, pues si antes se consideraba que un servicio público era una actividad exclusivamente reservada al Estado y establecida mediante una ley, hoy en día las categorías jurídicas de concesión y delegación de servicio público o la confirmación del ejercicio de una actividad de interés general y como consecuencia como servicio público, muestran que las características de identificación de un servicio público han cambiado.

Por otro lado, no conforme con cuestionar la vigencia del servicio público a la francesa por parte del Derecho europeo, la clasificación tradicional francesa de servicio público entre, servicio público administrativo y servicio público industrial y comercial también se verán cuestionadas por el derecho de la Unión Europea. Este derecho, regido por las categorías jurídicas de servicio de interés general, servicio económico de interés general y de servicio universal, no encontrará una total correspondencia en las categorías francesas de servicio administrativo o industrial y comercial. Es por

esta razón que el legislador francés tuvo la difícil tarea de coordinar todas estas nociones con el fin de armonizar el Derecho francés à Derecho europeo, sin embargo esta armonización no será completa pues siempre se encontraran las bases fundamentales sobre las cuales se funda la noción clásica de servicio público.

Finalmente, el resultado de esta última transformación del sector eléctrico francés no será completamente como se esperaba, pues la liberalización ya en marcha no muestra todavía una real mejoría en el bienestar de los consumidores pues las tarifas eléctricas aumentaron mientras que el consumo de electricidad disminuye, esto demuestra que todavía queda un largo proceso de cambios y modificaciones con el fin de alcanzar el ideal de un único mercado interno europeo con un alto nivel de competencia.

La nacionalización del sector eléctrico francés y su cuestionamiento y transformación por parte del derecho europeo

El primer artículo de la ley N° 46-628 del fecha 8 de abril de 1946, en adelante ley de nacionalización, estableció la nacionalización de los sectores de producción, transmisión, distribución, importación y exportación de electricidad estaban nacionalizados, en adelante las empresas que actúan en estos sectores estaban a cargo del *“establecimiento público nacional de carácter industrial y comercial (EPIC)”* denominado Electricidad de Francia (EDF). Esta nacionalización otorgó derechos exclusivos para ejercer la actividad eléctrica sobre todos los sectores antes citados. Cabe relatar que la nacionalización dejó intacta la gestión directa del servicio de distribución por parte de los gobiernos locales, además de mantener la libre iniciativa en el sector de producción eléctrica con respecto a centrales de producción limitada.

Desde la entrada en vigor de la ley de nacionalización en 1946, la empresa pública EDF fue propietaria de todas las instalaciones de producción, esta empresa estatal las construyó y explotó por más 60 años. Ella poseía la capacidad de participar activamente de la producción hasta el consumidor final, lo que le conoce como integración vertical. Por otra parte, ella finalizó construcción de las líneas de transmisión de electricidad lo cual le permitió cubrir todo el territorio nacional y al mismo tiempo le permitió una interconexión con las otras redes de los países limítrofes. Finalmente su filial de distribución le permitió cubrir 95% del territorio francés. Estas características del sector, permitían a EDF de cubrir todo el territorio francés a través de una sola cadena de valor.

La importante extensión de la actividad de EDF y su intervención en el desarrollo del sector eléctrico definieron el contenido del servicio público de electricidad. Si bien es cierto, la actividad eléctrica es considerada como un servicio público, esta actividad se consolidó y expandió cuando la gestión estaba en manos de una empresa pública, sin embargo la apertura del sector eléctrico a la libre competencia marcará el final de esta realidad. La condición necesaria de una pluralidad de actores económicos en un mercado libre y abierto a la libre competencia, en el cual las barreras de acceso son inexistentes, y donde los consumidores son libres de elegir sus suministradores de electricidad, no admite la presencia de monopolios de naturaleza estatal.

León Duguit define al servicio público como *“toda actividad cuyo ejercicio debe ser asegurado, reglamentado y controlado, pues su ejercicio es indispensable para el desarrollo y la realización de la interdependencia social y porque esta actividad es de una naturaleza particular que no puede ser ejecutada por ningún otro que por el Estado”*⁶⁰. Esta noción esbozada durante el siglo XIX, ha sufrido

⁶⁰ DUGUIT, Léon, *Traité de droit constitutionnel*, Boccard, 3ed, 1928, pág. 61. Duguit es considerado el precursor de una corriente teórica llamada la « Escuela del servicio público » iniciada en la Universidad de Bordeaux, esta teoría tiene como principio considerar que el Derecho Administrativo se define y determina a partir de la noción de servicio público, de esta forma él considera en su obra que « l'activité de service public est indispensable à la réalisation et au développement de l'interdépendance sociale ».

notablemente modificaciones, ya que no corresponde hoy en día a la realidad. Considerada como una actividad propia de una persona pública, ejercida con el objetivo de satisfacer una necesidad de interés general, la noción de servicio público varía en función de las necesidades de la sociedad y de la voluntad discrecional del legislador.

En este sentido, tradicionalmente, se definía una actividad como servicio público por la presencia de una persona pública, sin embargo con la aparición categorías contractuales mediante las cuales una misión de servicio público puede ser confiada a un agente privado, se prefiere recurrir a la concepción material de servicio público para identificarlo, es decir centrarse sobre la actividad a la que se refiere, con el fin de distinguirlo de otras actividades similares. Por lo tanto, si la presencia de una persona pública es una condición facultativa, la satisfacción de una necesidad de interés general será una condición necesaria.

Si bien es cierto, la presencia de una actividad de interés general es una condición necesaria para catalogar una actividad determinada como servicio público, sin embargo la noción material no es suficiente ya que toda misión de interés público no puede ser considerada como servicio público. La dificultad está en que el derecho administrativo no define el contenido de la noción de interés público. Es por este motivo que la doctrina francesa hace la distinción entre las actividades de gran servicio aseguradas en el interés directo de los administrados y cuyo objeto es de satisfacer la necesidad de la población en general, y las actividades de gran servicio aseguradas en el interés propio del servicio que las ejerce y cuyo objetivo es el de satisfacer las necesidades del organismo que asegura la actividad⁶¹.

Es preciso indicar que si bien la presencia de una persona moral de derecho público no es necesaria, sin embargo el vínculo de la actividad con respecto a la persona pública permitirá determinar el tipo

⁶¹ CHAPUS, René, *Droit administratif général* : Montchrestien, 15e éd., 2001, t. 1, n° 753.

de servicio público, ya sea local o nacional. En Francia, la mayor parte de actividades catalogadas como servicio público están ligadas directamente a una persona de derecho público. Por otro lado, en el caso que una actividad esté ligada indirectamente a una persona de derecho público, la actividad es asegurada por un agente privado al cual es habilitado unilateralmente o contractualmente por la persona de derecho público la cual ejerce un control y fiscalización sobre la actividad y sobre el delegante. No obstante estas precisiones, la identificación de una actividad como un servicio público, cuando ella es ejercida por un agente privado, no es sencilla, por este motivo la jurisprudencia ha establecido determinados criterios con el fin de determinar la presencia de un servicio público asegurado por un agente privado.

El Consejo de Estado francés estableció tres criterios para calificar una actividad como servicio público cuando ella es asegurada por un agente privado, esta actividad debe: a) referirse a una misión de interés general, b) existir un control por parte de la Administración, y c) establecer derechos especiales en favor de la persona que asegura la actividad⁶². Este último criterio no es necesario si teniendo cuenta del interés general de la actividad, de las condiciones de su creación, de su organización o de su funcionamiento, así como del control que se ejerce con el fin de verificar que los objetivos que fueron confiados son cumplidos, se puede entender que una misión de servicio público ha sido confiada⁶³.

Estas precisiones fueron recogidas por la normativa del sector eléctrico, el reconocimiento del ejercicio de las actividades de transmisión y distribución, e incluso de exportación et importación, como actividades de interés general, desarrolladas en interés y beneficio de la población, y en general consideradas como un servicio público, era evidente; ya que el desarrollo de estas actividades no solamente estratégicas para el Estado Francés sino que esencial para la “cohesión

⁶² Conseil d’Etat, 28 de junio 1963, Nancy

⁶³ Conseil d’Etat, 22 de febrero 2007, Association du personnel relevant des établissements pour inadaptés.

social y territorial”, como lo considera el actual Código de la energía en su artículo L. 100-1, siempre estuvo calificada de manera legislativa como servicio público. En este mismo sentido, la naturaleza jurídica del EDF, administrador del monopolio integrado en el sector eléctrico, fue explícitamente determinada por la ley en tanto que establecimiento público de carácter industrial y comercial (SPIC).

Con el fin de comprender mejor al servicio público de electricidad, es preciso detallar las distinciones que existen en derecho francés dentro de la categoría de servicio público además de sus características propias. Existe una clasificación tradicional en derecho francés sobre el tipo de servicio público, por un lado se tiene al servicio público administrativo (SPA) y por otro lado el servicio público industrial y comercial (SPIC). Sobre este tema podríamos formular un símil con respecto a las nociones de servicio de interés general (SIG), el servicio de interés económico general (SIEG) y el servicio universal, propias del derecho europeo. Sin embargo se debe precisar que si bien estas categorías son similares, ellas presentan ciertas diferencias.

La distinción entre SPA y SPIC reposa sobre la idea que el derecho administrativo, derecho especial de la acción del Estado, no podría reglamentar todas las actividades que se considerasen como servicio público. En este sentido, ciertas actividades no son susceptibles de ser reguladas por una reglamentación derogatoria del derecho común, debido a que son muy similares a las actividades que se desarrollan en el sector privado. Catalogar este tipo de actividades como industrial y comercial indicaría entonces que se aplique la normativa del derecho privado⁶⁴ y en consecuencia una competencia judicial y no administrativa. Por ejemplo la gestión privada dentro de la administración debería ser considerada como un SPIC o los contratos que una persona de derecho público celebra en calidad de agente económico en el mercado debería ser sujetos al derecho privado.

⁶⁴ SEILLER, Bertrand, L'érosion de la distinction SPA-SPIC, AJDA, 2005, pág. 417.

En principio, el legislador tiene la facultad de determinar el tipo de servicio público ya sea administrativo o industrial y comercial, en ausencia de calificación textual, existe un serie de indicios que permiten distinguir le tipo de servicio. La jurisprudencia administrativa ha establecido que para distinguir el tipo de servicio público se tendrá que analizar los tres criterios siguientes: el objeto del servicio, las modalidades de financiamiento o de organización del servicio y el funcionamiento del servicio. Si del análisis cumulativo de estos criterios se revela que el servicio público se asemeja a una empresa privada, entonces se considerara como SPIC⁶⁵.

Con respecto al objeto del servicio, se considerará como un SPIC si su objeto es análogo a una empresa privada, es decir si se ejerce una actividad económica que consiste en vender bienes o servicios o que se realicen transacciones comerciales. En lo que se refiere al modo de financiamiento, si el servicio es gratuito o si es financiado principalmente por subvenciones o ingresos fiscales o también cuando el pago que los usuarios hacen por el servicio que se presta no corresponde al costo real del servicio, se establece entonces una presunción de SPA. Si por el contrario, el servicio es financiado principalmente por el pago que realiza el usuario y que este precio corresponde al costo del servicio se considerará que existe un SPIC.

Finalmente, se considera que un servicio público es un SPIC cuando las modalidades de gestión del servicio son comparables a las de una empresa privada. En complemento a lo expuesto, es necesario formular la siguiente precisión, un SPIC o un SPA pueden estar administrados por un establecimiento público industrial y comercial o un establecimiento público administrativo respectivamente o a la inversa, es más existen establecimientos públicos que pueden gestionar un SPIC y un SPA al mismo tiempo. Para efectos de nuestro trabajo nos limitaremos a indicar que EDF fue considerado en un inicio por la ley como establecimiento industrial y comercial el cual gestionaba un servicio público industrial y comercial.

⁶⁵ Conseil d'Etat, ass., 16 nov. 1956, Union syndicale des industries aéronautiques.

El proyecto de creación de un mercado interior a nivel de la Unión Europea, consideraba que uno de los pilares para alcanzar este objetivo era la uniformización de la concepción de servicio público. En un inicio la Comisión Europea impuso la apertura del mercado eléctrico a la libre competencia mediante el Acto Único Europeo de 1986. Sin embargo, la fuerte oposición de los Estados miembros la condicionó a aceptar ciertas especificidades de cada ordenamiento jurídico, por ejemplo, la compensación entre actividades rentables y no rentables para asegurar la cobertura de un servicio público a todo el territorio, o restricciones a la libre competencia con el fin de permitir el ejercicio de una misión de interés general.

1. Prescripciones europeas destinadas a cambiar el modelo francés

La estructura del sector eléctrico francés sufrió una transformación profunda, el origen de esta transformación será de naturaleza externa. Francia, en tanto que país integrante de la Unión Europea, tiene su ordenamiento normativo fuertemente sujeto al derecho europeo, en este sentido las directivas emitidas por la Comisión Europea en materia energética, con el fin de crear un mercado interno de electricidad e implantar la noción de servicio de interés general, tendrán una fuerte implicancia en su sistema jurídico a tal punto que condicionará la continuidad del modelo y estructura del mercado de electricidad además de poner en tela de juicio la pertinencia una de sus nociones más emblemáticas, el servicio público⁶⁶.

⁶⁶ FLACHER, David, *Ouverture à la concurrence et service universel*, La Découverte « Regards croisés sur l'économie », 2007/2 n° 2, pág. 78. El carácter jurídico, económico, político y social de la noción de servicio público condujo a la Comisión Europea a optar por la noción menos polisémica de « servicio económico de interés general », es decir un servicio sujeto a obligaciones específicas impuestas por las autoridades públicas a una empresa encargada de ejercer una actividad que implica la obtención de objetivos de interés público.

La publicación de la primera directiva 96/92/CE marca el comienzo de la liberalización del mercado eléctrico, esta directiva tuvo como objetivo la apertura a la competencia de las actividades de producción, exportación e importación de electricidad además de permitir una reestructuración progresiva de las actividades de distribución y de transporte a través del régimen de acceso de terceros a las redes eléctricas. Sin embargo, esta directiva muy respetuosa del principio de subsidiariedad no fue suficientemente estricta en la imposición de sus disposiciones, por lo que las normas que establecían la liberalización y de la regulación del sector eléctrico debieron ser reformuladas, precisadas y restablecidas con un carácter obligatorio en las dos siguientes directivas: 2003/54/CE del 23 de junio 2003 y 2009/72/CE del 13 de julio 2009.

Según normativa europea destinada a liberalizar el sector de electricidad, las actividades de producción y comercialización son susceptibles de ser abiertas totalmente a la libre competencia, sin embargo en lo que respectan a las actividades de transmisión y distribución, cuyo soporte material son las redes de alta y baja tensión y en consecuencia una estructura en monopolio natural, no será posible una apertura a la libre competencia por su naturaleza induplicables. No obstante, en este último caso, fue necesario establecer una regulación especial con el fin de permitir el libre acceso a las redes de todos los agentes económicos que operan en el mercado eléctrico.

En este sentido, la apertura a la libre competencia no implica solamente una mera desregulación de los sectores de comercialización y producción, es decir dejar que el mercado regule las relaciones económicas, “la apertura a la competencia supone establecer reglas particulares de competencia y un control especial en la aplicación y el cumplimiento de estas reglas por las autoridades que regulan este mercado. En otras palabras, no habrá desregulación sino la creación y la aplicación de una nueva

reglamentación y sobre todo de una “reglamentación” especial con el objeto de crear instituciones y reglas destinadas a asegurar el equilibrio de un sistema inestable”⁶⁷.

Si bien la liberalización de las actividades de producción y de comercialización eléctrica pudo ser realizada de manera completa, fue necesario establecer una regulación adecuada de las actividades conexas (transmisión y distribución), con el fin de contar con un marco jurídico en el cual se pueda desarrollar la actividad de producción, esta regulación tuvo que tomar en cuenta esencialmente las capacidades y la seguridad de las redes, además de ciertos imperativos en materia de protección de la salud, de la seguridad pública y de la protección del medio ambiente. En lo que respecta a los sectores bajo una estructura de monopolio natural, la regulación europea estableció los siguientes principios:

- La no discriminación en el acceso a las redes;
- La imparcialidad de los administradores de las redes de transporte;
- La separación de la función de distribuidor de otras funciones, esencialmente de comercialización;
- El establecimiento de una tarificación de acceso de terceros a las redes.

Estas transformaciones tuvieron un respaldo jurídico en derecho europeo, las nociones de servicio de interés general y servicio económico de interés general fueron fundamentales con el objetivo de crear un mercado interior de electricidad. Sin embargo, la nueva política energética y en especial la noción de servicio universal en derecho europeo entra en colisión con soberanía de los Estados miembros, por este motivo se estableció que el proceso de apertura del mercado de electricidad

⁶⁷ CHEROT, Jean-Yves, Droit public économique, En: Economica, 2^e éd., 2007, pág. 786.

debe ser compatible con la posibilidad de cada Estado de imponer obligaciones de servicio público a los operadores que intervienen en el sector eléctrico⁶⁸.

Este tipo de obligaciones fueron establecidas en un inicio por la primera directiva, la cual establece de manera general que estas obligaciones pueden estar relacionadas con la seguridad de aprovisionamiento, la calidad y el precio de suministro de electricidad, y a la protección del medio ambiente y la eficiencia energética. Estas obligaciones, que fueron posteriormente ligadas a la noción emblemática del servicio universal, fueron esenciales para coordinar el ideal de una libre competencia en el mercado de electricidad y al mismo tiempo mantener el funcionamiento de las misiones de interés general encomendadas a un operador económico.

Cabe resaltar que este tipo de obligaciones estuvo estrictamente reglamentado por las directivas europeas, pues de un lado estas obligaciones deben ser claramente definidas, transparentes, no discriminatorias y verificables; y por otro lado la creación de estas obligaciones deben tener en cuenta que los Estados no pueden emitir reglas contrarias al derecho europeo, principalmente cuando se otorgan derechos exclusivos o especiales. Si bien estas obligaciones pueden ser impuestas a los operadores económicos, el Derecho Europeo privilegia las nociones de libre competencia y de la prioridad al libre juego del mercado, el cual beneficia de una presunción favorable para regular las relaciones sociales, con la finalidad de obtener ventajas para los consumidores relacionadas con la productividad, la calidad de servicio y la innovación tecnológica.

En estas condiciones las actividades que se refieren a un servicio público, o al menos aquellas que son netamente comerciales, en situación de monopolio como era el caso en Francia, era considerada por la Comisión Europea como un obstáculo al libre intercambio en el mercado, salvo en el caso de demostrar una eficacia superior al mercado. Además, si lo que se buscaba era la realización de un

⁶⁸ BOUAL, Jean-Claude, Europe et service public, La Découverte « Regards croisés sur l'économie », 2007/2 n° 2, pág. 68.

mercado abierto a la libre competencia, lo que supone una igualdad de trato de todos los agentes económicos, el hecho de otorgar el monopolio del ejercicio de una actividad económica a una empresa pública no era posible o por lo menos aceptable para el Derecho Europeo⁶⁹.

Esta política instaurada por la Comisión Europea a través de su normativa, esta evidentemente en colisión con la ideología francesa de servicio público, la cual considera que el servicio público tiene una dimensión política y jurídica⁷⁰. El punto de desacuerdo entre estos dos ordenamientos jurídicos es que el Derecho Europeo centra ideológicamente su normativa en el mercado y principalmente en la libre acción de los agentes económicos en todas las actividades económicas, incluso los servicios de interés general; por su parte el derecho francés considera que las actividades de interés general y particularmente los servicios públicos deben ser reglamentados de una manera especial con el fin de asegurar su continuidad, regularidad, calidad y mutabilidad.

En cierto que la finalidad de una empresa, actor económico privilegiado en el Derecho de la Competencia Europeo, es fundamentalmente diferente a la finalidad de un servicio público como lo considera el derecho francés. Una empresa tiene como contraparte en el mercado un cliente o un consumidor dispuesto a pagar un precio. Por el contrario, en la tradición francesa, el interés de los ciudadanos no se confunde necesariamente con el de los consumidores. En este sentido, un servicio

⁶⁹ GAUDEMET, Yves, *Le service public à l'épreuve de l'Europe. Vrais et faux procès*. Mélanges B. Jeanneau : Dalloz, 2002, p. 473.

⁷⁰ La concepción francesa de servicio público considera que esta noción es un instrumento de cohesión social, esta dimensión fue establecida por León Duguit (*Traité de droit constitutionnel*, Tomo nº 2: Boccard, 3e Ed., 1928, p.61), para quien el cumplimiento de una actividad de servicio público es indispensable a la realización y desarrollo de la interdependencia social. Por otro lado, se considera que la noción de servicio público tiene una dimensión jurídica porque la ley y la jurisprudencia la utilizan para establecer un régimen derogatorio del derecho común. Sin embargo, existe una crítica sobre la dimensión jurídica de servicio público, ya que ni la ley ni la jurisprudencia han definido el servicio público, lo que ha llevado a la doctrina a considerar al servicio público como una palabra, un medio empleado por el juez administrativo para regir una situación jurídica determinada al derecho público (Bernard Chenot, *La notion de service public dans la jurisprudence économique du Conseil d'État* : EDCE, 1950, p. 77).

público ha sido creado para satisfacer un interés general y está dirigido a usuarios independientemente de consideraciones exclusivamente financieras⁷¹.

Esta aproximación del mercado, que podríamos calificar como liberal, se refleja también en la jurisprudencia de la Corte de Justicia de la Unión Europea en su jurisprudencia *Commune d'Almelo*⁷², la cual considera dentro del servicio universal, la existencia de prestaciones de base y prestaciones anexas, de las cuales solo las primeras son de obligatorio cumplimiento para la empresa que presta el servicio de interés general. Contrariamente a la noción de servicio público en Derecho Francés, y precisamente con el principio de igualdad, en la cual todos los usuarios tienen el derecho de un acceso idéntico a los servicios públicos sin discriminación en cuanto a su contenido ni a su prestación, salvo excepciones establecidas por ley y justificadas por el interés general o por situaciones objetivas.

En este mismo sentido, el Consejo de Estado Francés ha criticado el concepto de servicio universal en su reporte de 1994 considerándolo como excesivamente restrictivo, ya que este sería un servicio público mínimo en un contexto de libre competencia y sin capacidad para cumplir un rol de instrumento de cohesión social y de lucha contra la exclusión que es exactamente lo que se espera de un servicio público en la concepción francesa⁷³. De esta manera la noción de servicio universal presentaría efectivamente el riesgo de excluir del progreso tecnológico a aquellas personas que no tienen el acceso a este tipo de servicio.

En consecuencia, se crearía servicio a velocidades diferentes, un servicio público accesible a todos pero reducido a las prestaciones de base y otros servicios que ofrezcan prestaciones más elaboradas pero solamente accesibles a quienes lo pueden pagar. La consagración del servicio universal para el sector eléctrico será establecida por la segunda directiva, la cual considera que los Estado deben

⁷¹ KOVAR, Robert, *Droit communautaire et service public. Esprit d'orthodoxie ou pensée laïcisée* : RTDE 1996, p. 215 et 493.

⁷² Corte de Justicia de la Comunidad Europea, 27 de abril 1994, jurisprudencia N° C-393/92

⁷³ Consejo de Estado, *Service public, services publics : déclin ou renouveau ?* : EDCE, n° 46, 1995

vigilar que los clientes residenciales y, cuando ellos lo juzguen apropiado las pequeñas empresas, tengan el derecho de beneficiar del servicio universal, es decir “tener el derecho de ser aprovisionados en electricidad en un cantidad definida, y a un precio razonable, fácil y claramente comparables, transparentes y no discriminatorios”⁷⁴.

2. La transformación del operador histórico de electricidad EDF

Electricidad de Francia (EDF), fue creado por la ley de nacionalización de fecha 8 de abril de 1946 como un establecimiento público de carácter industrial y comercial, el cual gozaba de una autonomía financiera y una autonomía técnica y comercial. En tanto que empresa pública su capital era inalienable y pertenecía a la nación contrariamente a una sociedad comercial. La liberalización del sector eléctrico implicó no solo el cambio de naturaleza jurídica de esta empresa pública, sino que también su desintegración en varias filiales.

La transformación de EDF en sociedad anónima no respondió a una obligación establecida por las directivas europeas, sino que esta decisión se tomo como medida de prevención contra una posible calificación de “subvención de Estado” por parte de la Comisión Europea, quien podría calificar así la garantía estatal en beneficio de EDF⁷⁵ en su calidad de empresas estatal. Sin embargo, la principal motivación de este cambio de naturaleza de la principal empresa pública fue la voluntad política de

⁷⁴ Directiva 2003/54/CE de fecha 26 de junio 2003, artículo 3.

⁷⁵ La presión contra la desaparición del monopolio nacional era muy fuerte una vez transpuesta la primera directiva en el derecho francés, de esta manera la Comisión Europea cuestionaba la existencia de garantías otorgadas a EDF en su calidad de empresa pública, la comisión indicaba en su comunicación de fecha 16 de octubre del 2002, Aides d'État, France, Aide C 68/2002, Aide en faveur d'EDF, point. 2002, que « el Estado francés ha concedido una serie de garantías explícitas por la emisión de préstamos sin solicitar ninguna remuneración por este riesgo. La ventaja financiera que representan estas garantías para EDF serian similares a una pago que se debería hacer a una institución comercial para obtener una garantía similar”. En consecuencia, la comisión invita al gobierno francés a eliminar esta ventaja contraria al derecho de la competencia en favor de EDF, y que esta empresa pague las garantías prestadas por el Estado.

dotar a esta empresa de un estatus jurídico que le permitiese actuar en el mercado como un verdadero agente privado económico en un mercado abierto a la libre competencia. Cabe precisar que la naturaleza jurídica de empresa pública le impedía dotarse un verdadero capital social y diversificar sus actividades en razón del principio de especialidad⁷⁶.

Por el contrario, la desintegración de EDF sí fue exigida por las directivas europeas, ya que se establecía la obligación de una autonomía con respecto a los administradores de las redes de distribución y transporte. Esta separación, en lo que respecta la gestión del servicio, no será la única establecida por la ley, posteriormente una separación jurídica entre las filiales será exigida, al cual será complementada física de cada una de las empresas que actúan en cada sector, sin embargo esta separación no fue de carácter obligatorio, por lo que se estableció una solución alternativa con el fin de garantizar una independencia adecuada de cada filia en el mercado eléctrico.

En lo que se refiere a la primera etapa de desintegración del monopolio EDF, esta obligación tuvo como consecuencia la separación, en el seno de la empresa EDF, de las actividades de gestión de redes. De esta manera, según la ley n° 2000-108 de fecha 10 de febrero del 2000 prescribe la creación de un servicio independiente sobre el plano gestión de las redes públicas de transmisión, en consecuencia se creó Redes de transmisión de electricidad (RTE). De la misma manera se creó el administrador de las redes de distribución: Electricidad Redes Distribución de Francia (ERDF)

⁷⁶ El principio de especialidad se considera en derecho francés como uno de los principios que gobierna el ejercicio de las misiones atribuidas a los órganos de la administración, este principio prescribe que los órganos de la administración tienen un objeto bien definido y no deben exceder el mismo en el ejercicio de sus funciones. Sin embargo, este principio es interpretado de manera flexible por la jurisprudencia administrativa y principalmente por el Consejo de Estado, quien en su consulta de fecha 7 de julio de 1994 sobre la diversificación de actividades de EDF y GDF admitió que estas empresas que antes eran empresas públicas, pueden ejercer otras actividades anexas en paralelo a sus actividades ligadas a su objeto de creación, bajo la condición que las actividades anexas sean comercialmente y técnicamente el complemento normal de su misión principal y que sean de interés general y útiles para el Estado.

Fue la ley n° 2004-803, precisamente el artículo 24, se estableció la transformación definitiva de EDF en una sociedad anónima, en la cual el Estado Francés permanece propietario de más del 70 % de su capital. Esta transformación no significó la creación de una nueva persona moral, es decir que los bienes, obligaciones, contratos y autorizaciones son los mismos que la empresa poseía antes de su transformación. EDF en tanto que sociedad anónima estará sujeta al derecho privado y al derecho comercial cuando ejerza su actividad en el mercado eléctrico.

Si bien es cierto que el derecho europeo y específicamente el artículo 345 TFUE y en general la política de la Unión Europea no establece expresamente la desaparición del servicio público ni una privatización sistemática cuando el servicio público en cuestión está en manos de una empresa pública, no se puede negar se buscaba este resultado⁷⁷, pues en un mercado libre a la competencia, sin barreras de entrada y con un precio establecido por el mismo mercado sin intervención gubernamental, se considera clásicamente que la actividad del Estado no se encuentra bienvenida.

A partir del 21 de noviembre del 2005, el capital de EDF fue abierto y la sociedad entró a cotizar en la bolsa de valores. Este cambio de naturaleza jurídica tubo como consecuencia la transformación societal de sus filiales la cuales cambiaron de estatus posteriormente. A partir del 1 de setiembre del 2005, del servicio RTE se convierte en una sociedad anónima, filial de la empresa EDF quien detiene enteramente su capital social. Lo mismo ocurrió con ERDF en el sector de la distribución, la cual es considerada como sociedad anónima a partir del 1 de enero del 2008 y cuyo capital está enteramente en posesión de EDF.

La transformación societal del principal actor del sector eléctrico francés tuvo como consecuencia que el gobierno francés tome la decisión de firmar un “contrato de servicio público” con el fin de garantizar que esta empresa continúe con la ejecución de su misión de servicio público. El artículo 1

⁷⁷ DELAUNAY, Benoît, *Les limites de la neutralité de l'article 295 traité CE à l'égard du régime de la propriété dans les États membres* : RJE 2009, étude 11.

de la ley n° 2004-803 estableció la celebración de un contrato de servicio público entre el Estado y el grupo EDF en el cual se precisaban los compromisos específicos a cargo de EDF con el fin de garantizar el suministro de electricidad.

La celebración de este contrato está actualmente previsto en el artículo L.121-46 del Código de la Energía, según este artículo “los objetivos y modalidades que permiten asegurar el cumplimiento de misiones de servicio público son objeto de un contrato celebrado entre el Estado Francés de un lado, y EDF así como las empresas administradoras de las redes de distribución y transmisión”. Este contrato establece una serie de exigencias relacionadas al ejercicio de la misión de servicio público en materia de aprovisionamiento, regularidad de servicio, mecanismos para asegurar el acceso de los consumidores al servicio, sobre la compensación de cargos y la evolución de tarifas reglamentadas por la venta de electricidad.

Es preciso resaltar que la apertura del mercado eléctrico francés a la libre competencia se inicia con la ley n° 2000-108 de fecha 10 de febrero del 2000 “Ley relativa a la modernización y desarrollo del servicio público de electricidad”. Si bien con esta ley se establecen las bases de la apertura, ella no define de manera expresa lo que se considera como servicio público. Podemos resaltar que el artículo 1 establece que *“el servicio público de electricidad tiene por objetivo garantizar el aprovisionamiento de electricidad sobre todo el territorio nacional, en el respeto del interés general”*, además de subrayar la necesidad de que la gestión del servicio público de electricidad este sujeta al respeto de los grandes principios del servicio público (neutralidad, continuidad y adaptabilidad) por otro lado la ley resalta la dimensión social que el servicio de electricidad debe materializar *“el derecho de todos a tener acceso a la electricidad”*.

Si bien la primera disposición de la ley n° 2000-108 establece una lista de compromisos a los cuales el servicio de electricidad está sujeto, estos compromisos tienen una dimensión social, económica y

están ligas a la protección del medio ambiente. En este sentido de establece que el servicio de electricidad debe contribuir a la *“independencia y a la seguridad de aprovisionamiento, a la calidad del aire y a la lucha contra el efecto invernadero, a la gestión optima de los recursos naturales, al control de las decisiones tecnológicas del futuro, a la utilización racional de energía”* además de la *“cohesión social, asegurando el derecho de acceso a la electricidad a todos, la lucha contra las exclusiones, el desarrollo equilibrado del territorio, respetando el medio ambiente a la búsqueda del progreso tecnológico así como a la defensa y a la seguridad pública”*.

Esta lista de principios de base que responde al interés general es considerada por la doctrina como un *“catalogo de intensiones y de compromisos políticos más que como obligaciones jurídicas”*⁷⁸. Sin embargo el contenido concreto del servicio público de electricidad se encuentra en el artículo 2 de la ley, la cual define tres misiones esenciales:

- La misión de desarrollo equilibrado en el aprovisionamiento de electricidad, esta misión implica la realización de los objetivos definidos en la programación plurianual de inversiones en el sector de producción y la garantía de aprovisionamiento de las zonas del territorio que no están interconectadas a las redes metropolitanas continentales.
- La misión de desarrollo y de explotación de las redes públicas de transporte y de distribución eléctrica, esta misión consiste en asegurar la cobertura racional del territorio nacional por la redes de transporte y distribución, respetando el medio ambiente, la interconexión con los países limítrofes, así como la conexión y acceso, en condiciones no discriminatorias a las redes de transmisión y distribución.
- La misión de suministro de electricidad.

⁷⁸ RICHER, Laurent, Commentaire de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, En: Dalloz, ADJA, 2000, pág. 239.

Esta forma de reglamentar el servicio de electricidad a sido igualmente adoptada por el Código de Energía en su artículo L. 121-1 si siguientes, el cual retranscribe los artículos 1 y 2 del la ley n° 2000-108.

Medidas adoptadas por el legislador francés con respecto a la apertura a la competencia

El legislador francés optó por una transposición *a mínima* de las directivas europeas, es decir que se transpuso en el derecho francés solo las disposiciones con carácter obligatorio, sin adoptar otras medidas complementarias con carácter facultativo con el objetivo de liberalizar el mercado eléctrico. La transposición *a mínima* encuentra su origen en la situación política de la época. A finales de los años 90 existía una divergencia al interior del gobierno socialista representado por François Mitterrand, una parte de la mayoría socialista en la Asamblea Nacional estaba compuesta por el partido comunista, esto impedía que el gobierno obtuviera un voto mayoritario para la aprobación de dismantelar el servicio público de electricidad, esta decisión era considerada excesivamente liberal por el partido comunista.

Después de un largo debate, la ley de transposición de la primera directiva, ley 2000-108, fue adoptada solamente por la Asamblea Nacional y no por el Senado, lo que muestra el carácter irreconciliable de los partidos políticos. La fracción política de izquierda (partido comunista y extrema izquierda) tenía la intención de proteger a EDF de la apertura a la libre competencia del mercado eléctrico, mientras que la oposición deseaba desarrollar la competencia y respetar la letra y espíritu de la primera directiva. La adopción de la ley de transposición de la primera directiva, tuvo como objetivo principal garantizar la buena ejecución de las misiones de servicio público y de permitir una apertura progresiva del mercado de electricidad a la libre competencia según los ritmos y grado mínimo impuesto por la primera directiva.

De esta manera, el gobierno francés muestra en la exposición de motivos del proyecto de la ley de transposición su intención de *“dotar nuestro país de una ley de modernización del servicio público de electricidad que, en complemento de las disposiciones legislativas preexistentes, y sobre todo de la ley N° 46-628 de fecha 8 de abril de 1946 ley modificatoria sobre la nacionalización de la electricidad y de gas, moderniza y adecua el servicio público de electricidad”*⁷⁹. A partir de esta disposición, se puede concluir que la ley de transposición es una suerte de compromiso entre el respeto de las exigencias comunitarias y el respeto de la noción de servicio público, este dispositivo abre a la libre competencia el mercado de electricidad en el sector de la producción y el suministro de electricidad en beneficio de los clientes elegibles. La apertura es mínima porque ella solamente organiza el acceso a las redes y las relaciones comerciales entre los actores del mercado.

La ley N° 2000-108 contempla mantener las actividades eléctricas en el marco del servicio público francés y preservar al máximo el status y la posición económica del Establecimiento Público Nacional EDF. Esta decisión fue posible gracias al margen de acción dado por la Primera directiva, permitiendo en cierta medida preservar los servicios y monopolios públicos. En este sentido, se puede decir que el legislador francés optó por una aproximación minimalista de la apertura del mercado de electricidad a la libre competencia.

La liberalización del sector eléctrico francés exigía no solo una desregulación del sector eléctrico sino que también establecer una nueva regulación la cual fuera apropiada para la nueva estructura del mercado eléctrico. Esta nueva regulación tuvo en cuenta las particularidades de cada sector de la actividad eléctrica con el fin de aplicar de la manera más adecuada posible las disposiciones europeas a la realidad francesa. Las decisiones del legislador francés para la apertura del mercado de

⁷⁹ Exposición de motivos del proyecto de ley relativo a la modernización y al desarrollo del servicio público de electricidad, Doc. Ass. Nat. N° 1253 de fecha 9 de diciembre de 1998 : *“Le projet de loi vise ainsi à doter notre pays d’une loi qui, tout en s’inscrivant dans la continuité des grandes lois sur l’électricité, et notamment la loi de nationalisation du 8 avril 1946, modernise et conforte le service public de l’électricité”*.

electricidad a la libre competencia se concretizaron por una serie de leyes y decretos que permitieron observar concretamente como Francia liberalizó el sector eléctrico.

1. Medidas adoptadas en el sector de producción eléctrica

La liberalización del mercado de electricidad implica que la iniciativa privada estará a cargo de dirigir y desarrollar el sector eléctrico, sin embargo el legislador francés concretizó la voluntad política de tener un cierto control sobre el sector eléctrico y sobre todo que su desarrollo responda a los objetivos planteados por la ley n° 2000-108. Sin establecer una intervención directa sobre el mercado ni sobre la actividad de los agentes económicos, el legislador estableció una Programa plurianual de las inversiones (PPI) de en el sector de la producción.

Con este programa es Estado francés pretende orientar el desarrollo del sector de producción de electricidad de dos maneras, de un lado estableciendo los objetivos de este programa (obligaciones de compra de electricidad, llamada a ofertas), o por otro lado sometiendo la aprobación de autorizaciones a explotar centrales de producción a la compatibilidad con los objetivos del PPI. El PPI es elaborado y publicado por el Ministro de Energía, quien establece los objetivos en materia de repartición de capacidades de producción por cada fuente energética primaria, por cada técnica de producción y por cada zona geográfica. Este programa debe tener en cuenta todo el territorio incluido las zonas no interconectadas a la red de transmisión de electricidad.

La transformación de EDF en una sociedad anónima y en consecuencia sujeta el derecho común, puso en evidencia la problemática sobre la naturaleza jurídica de la infraestructura eléctrica, en lo que se refiere a las instalaciones de producción de electricidad el Tribunal de Conflictos francés estableció el principio según el cual una instalación de propiedad de una persona de derecho privado puede constituir una infraestructura pública siempre que esta esté ligada al servicio público del cual

la persona privada está a cargo⁸⁰. Este principio no podría, en un inicio, aplicarse a la actividad de producción de electricidad, ya que esta actividad nunca fue considerada como un servicio público contrariamente a las actividades de transmisión o distribución de electricidad. Como bien lo establece la ley de transposición de la primera directiva⁸¹.

Sin embargo, en un pronunciamiento del Consejo de Estado de fecha 29 de abril del 2010 se considera que algunas instalaciones de producción de electricidad deben ser consideradas como directamente afectadas a un servicio público y que sus propietarios como encargados de ejercer una misión de servicio público. Efectivamente, para el Consejo de Estado la seguridad de aprovisionamiento sobre todo el territorio exige que, dada las características físicas de la energía eléctrica, sea asegurado en todo momento el equilibrio entre la producción y el consumo de electricidad. En este sentido, es imperativo que ciertas obligaciones sea impuestas a algunas instalaciones de producción cuyo funcionamiento es indispensable para alcanzar este equilibrio⁸².

La apertura del mercado de electricidad en el sector de producción se materializa a través dos modalidades de acceso a este sector: el régimen de autorización y la licitación pública (modalidades establecidas por la primera directiva 96/92/CE). Mientras que la modalidad de autorización reposa sobre la iniciativa de los agentes económicos, la modalidad de licitación pública reposa sobre la iniciativa de las autoridades públicas quien establece un reporte previsional de las capacidades de producción antes de planificar las necesidades de las nuevas instalaciones de producción. Cabe

⁸⁰ Tribunal de Conflictos, JurisData n° 2010-004898, 12 abril 2010, ERDF c/ Michel.

⁸¹ El artículo primero de la Ley N° 2000-108 establece que « *el servicio público de electricidad tiene por objetivo garantizar el aprovisionamiento de electricidad sobre todo el territorio y que contribuye a la independencia y a la seguridad de aprovisionamiento, estas misiones son aseguradas por el Estado* » y en consecuencia se considera que no es asegurada por la producción de electricidad.

⁸² Consejo de Estado, pronunciamiento en asamblea, 29 abril 2010, n° 323179. El consejo estima que las instalaciones de producción de más de 40 MW constituyen infraestructura pública en la medida que ellas son afectadas directamente a la seguridad de aprovisionamiento de electricidad, servicio público, y en consecuencia que sus propietarios están a cargo de ejecutar una misión de servicio público.

precisar que la modalidad de autorización es la regla de principio para la construcción de nuevas instalaciones y la licitación pública es un mecanismo subsidiario que completa el régimen de autorizaciones.

1.1 Mecanismo de autorización

El decreto 2000-877 sobre la autorización de instalaciones de producción de electricidad, establece que toda instalación de producción de electricidad debe ser permitida por una autorización, la cual debe ser solicitada al Ministro de la Energía indicando las capacidades técnicas, económicas y financieras del solicitante, a estas precisiones se tiene que indicar las características principales de la instalación y su localización. La aumentación de la potencia instalada en una central de producción es objeto de una nueva solicitud de autorización cuando la aumentación es superior de 10%, si la aumentación es inferior de este porcentaje esta es objeto de una simple declaración. Finalmente, las modificaciones substanciales de una instalación de producción ya en funcionamiento están también sujetas a la solicitud de una nueva autorización.

La decisión que autoriza o rechaza la construcción de una unidad de producción debe estar fundada solamente en los criterios enunciados en el artículo 9 de la ley 2000-108, estos criterios son los siguientes: la naturaleza y seguridad de las redes públicas de electricidad, instalaciones y equipos asociados; la naturaleza de las fuentes de energía primaria, elección de sitios, ocupación de suelos y utilización del dominio público; la eficacia energética; las capacidades técnicas, económicas y financieras del candidato o del solicitante; la compatibilidad con los principios y las misiones de servicio público, básicamente los objetivos de la programación plurianual de inversiones; la protección del medio ambiente; et el respeto de la legislación social en vigor.

No obstante el carácter principal del régimen de autorización para la apertura a la libre competencia del sector de producción, existen excepciones a esta modalidad de creación de instalaciones de

producción eléctrica. Por ejemplo, la producción de electricidad por medio de la fuerza hidráulica se explota mediante una concesión pero a partir de una determinada cantidad de producción de electricidad, el tope de producción de 4,5MW establecido por la ley de fecha 16 de octubre de 1919, es mantenido por el Código de la Energía. En ese sentido, a partir de 4,5 MW una concesión hidroeléctrica será necesaria para la producción de electricidad, por debajo de este tope una autorización será necesaria.

1.2 Mecanismo de licitación pública

La apertura a la libre competencia del sector eléctrico francés tuvo como consecuencia que la producción de electricidad esté sujeta aun régimen de autorización. Sin embargo, en caso de falta de una iniciativa privada que responda de manera completa a los objetivos del PPI, el estado es competente para intervenir con el fin de orientar el desarrollo de capacidades de producción a través el mecanismo de licitación pública.

El procedimiento de licitación pública es reglamentado por el decreto n° 2002-1434 de fecha 4 de diciembre 2002. Una vez establecidas las condiciones de la licitación, la Comisión de Regulación de la Energía es encargada de preparar el expediente técnico de la licitación. En función de las características del proyecto se puede recurrir a un procedimiento ordinario o expeditivo. Finalmente, el Ministro de Energía es quien designa el o los candidatos elegidos y emite las autorizaciones correspondientes para la explotación y la instalación de centrales de producción.

La modalidad de licitación juega un rol de ajuste de la demanda de electricidad. La diferencia entre la programación de las inversiones resultadas del régimen de autorización podrá ser rectificada por el de licitación con el fin de conseguir un abastecimiento necesario. Además, la utilización del sistema de licitación, se considera como un mecanismo creado para favorecer el desarrollo de las energías renovables o de nuevas tecnologías conformemente al objetivo previsto en la segunda directiva, no

obstante estos importantes objetivos atribuidos a este sistema, él constituye solo un procedimiento suplementario.

La elección del legislador del sistema de autorización como régimen general se justifica, según el Estudio Dumont⁸³, por el rol privilegiado de EDF quien, por razones de seguridad, debe permanecer como único operador de las instalaciones de producción de energía nuclear. Para que la competencia sea posible en el sector de la producción, es necesario que la parte del mercado de abastece el parque nuclear de producción de electricidad no fije un volumen tal que la competencia sobre el mercado de los clientes elegibles sea imposible⁸⁴.

1.3 Obligación de compra de electricidad

Este mecanismo estaba previsto en el decreto n° 55-662 de fecha de 20 de mayo 1955 y cuyo objetivo era establecer la obligación de compra de electricidad producida por los productores autónomos no nacionalizados por parte de EDF, el objetivo inicial de este mecanismo era de permitir a los productores no nacionalizados de utilizar toda su producción en beneficio de todos los consumidores.

Sin embargo, este mecanismo ha evolucionado con el tiempo y se ha convertido en una herramienta de política energética, con el fin de promocionar ciertos tipos de producción eléctrica. En el marco de la liberalización del mercado de electricidad, la ley 2000-108 ha consolidado y ampliado este

⁸³ DUMONT, Jean-Louis, Réussir la future organisation électrique française, Reporte al Primer Ministro, Paris, La Documentation française, 1998.

⁸⁴ Electricidad de Francia (EDF) gestiona el parque nuclear compuesto por 58 unidades de producción repartidas sobre 19 centrales nucleares. Este parque produce en promedio 410 millones de Kwh por año y asegura las del 87 % de la producción de electricidad de EDF. Francia es el segundo país productor de energía electro-nuclear. Para que la competencia sea posible en el sector de la producción la Ley N° 2010-1488 "loi NOME" estableció la obligación a cargo de EDF de poner a disposición una parte de su parque nuclear, pues según el legislador francés este parque es considerado como una infraestructura esencial, el cual es necesario poner a disposición de potenciales competidores para lograr un nivel de competencia adecuado.

mecanismo, para convertirlo en un instrumento de soporte de cierto tipo de producción eléctrica que el Estado considera que debe desarrollarse, momentáneamente, al margen del libre juego del mercado, como es el caso de la electricidad verde, es decir de origen renovable. Este mecanismo es reglamentado por los artículos L.314-1 y siguientes del Código de Energía.

Los beneficiarios de este mecanismo son las instalaciones que utilizan desechos comunes o similares, instalaciones que utilicen una alimentación de redes de calor, instalaciones que utilicen energías renovables o energía mecánica del viento, instalaciones que utilicen técnicas en términos de eficacia energética, instalaciones que utilicen energía marina, energía solar térmica geotérmica o hidro térmica, molinos de viento o de aguas rehabilitadas para la producción de energía, instalaciones que producen energía a partir de biomasa.

Las empresas obligadas a comprar electricidad son EDF y, si las instalaciones están conectadas a las redes de distribución, las empresas locales de distribución (ELD) no nacionalizadas mediante la celebración de un contrato. Las condiciones de compra de electricidad son establecidas mediante decreto del Ministro de Energía, es decir las tarifas de compra, la duración del contrato y las exigencias técnicas y financieras necesarias para beneficiar de este mecanismo de compra. El decreto n° 2000-1196 precisa la categoría de instalaciones, los límites de potencia para ser considerado como beneficiario de este mecanismo. Para beneficiar del mecanismo de obligación de compra, el solicitante debe obtener un certificado prefectoral que le otorgue el derecho a solicitar la aplicación de este mecanismo. Este certificado no es una autorización para la explotación de una central.

La naturaleza del contrato de compra de electricidad fue por mucho tiempo considerada como administrativa, después la transformación de EDF en sociedad anónima, el Consejo de Estado

consideró que los contratos celebrados con los productores elegidos después de un proceso de licitación pública son considerados como privados⁸⁵.

2. Medidas tomadas en el sector de las redes de transmisión y distribución

Las redes que permiten la transmisión de la electricidad producida en las centrales de diverso tipo hasta los consumidores finales, estas redes son de dos tipos, las redes de transmisión y las redes de distribución. Las primeras tienen la misión de transportar la electricidad por largas distancias, mientras que las redes de distribución tienen vocación a transportar electricidad por cortas distancias y por cantidades limitadas. Con respecto a la tensión se puede distinguir a las redes de transmisión, las cuales son conocidas como redes de alta tensión y son iguales o superiores a 50 KV. Las redes de distribución son inferiores a esta cantidad de KV y son conocidas como mediana tensión cuando ésta es superior a 1 KV y baja tensión cuando es inferior o igual a 1 KV.

Estas redes son consideradas como monopolios naturales, en consecuencia no puede haber una competencia por medio de una construcción de redes equivalentes. Es por este motivo que una gestión óptima y eficaz de estas redes necesita la existencia de un único operador. Por otro lado, las redes son consideradas como facilidades esenciales, en consecuencia una apertura efectiva del sector eléctrico importa un acceso no discriminatorio a estas redes en beneficio de terceros bajo ciertas condiciones y mediando el pago de una tarifa⁸⁶. Por su parte las directivas europeas que abren a la competencia el sector eléctrico establecen un cierto grupo de medidas destinadas a garantizar la independencia de los administradores de las redes con el fin de permitir un acceso no discriminatorio.

⁸⁵ Consejo de Estado, 1 de julio 2010, n° 333275, Société BIOENERG.

⁸⁶ CHEVALIER Jean-Marie, Les 100 mots de l'énergie, Ed. PUF, 2008, pág. 80-81.

2.1 Gestión de las redes de transmisión eléctrica

Como consecuencia de la nacionalización puesta en aplicación por la ley de fecha 8 de abril de 1946, las diversas concesiones otorgadas por el Estado, pasaron ser una sola concesión en beneficio de EDF, esta unificación se realizó al mismo tiempo de la aprobación del expediente técnico llamado Redes de alimentación general (RAG) de la concesión mediante decreto n° 56-1225 de fecha 28 de noviembre de 1956. Según la concesión de transmisión de electricidad otorgada a EDF, esta empresa recibe la gestión de las redes por un periodo de 75 años, cabe precisar que la concesión comenzó el 28 de diciembre de 1994, fecha en la que el expediente técnico fue aprobado definitivamente mediante decreto de fecha 23 de diciembre de 1994.

Según este decreto, las RAG están conformadas por *“las instalaciones de tensión superior o igual a 63 KV, a la que pueden ser integradas, por excepción, las redes de las instalaciones de tensión inferior, cuya función de repartición de energía, o de conexión de varias concesiones ha sido aprobado”* por la autoridad competente. De esta manera son excluidas de las RAG y por consiguiente son consideradas como redes de distribución, *“las otras instalaciones de tensión inferior a 63 KV así como”,* bajo aprobación de la autoridad competente, *“las instalaciones de tensión superior o igual a 63 KV e inferior a 225 KV o, bajo aprobación del Ministro de Energía, as instalaciones de tensión superior o igual a 225 KV, que están situadas sobre el territorio de empresas de distribución, cuya función se limite a la distribución de electricidad local, y que permiten de rebajar el costo de esta distribución, siempre y cuando preserven el interés económico general”*.

Esta definición técnica de las redes de transmisión de electricidad fue retomada por la ley 2000-108 y la ley 2004-803, antes de ser definitivamente adoptada por el artículo L.312-4 del Código de la Energía estableciendo como referencia 50 KV para la determinación de las redes de alta tensión. En conclusión, las redes de transmisión esta conformadas por: las instalaciones explotadas por EDF en

tanto de administrador de las redes de transmisión a la entrada en vigor de la ley n° 2004-803, y las instalaciones de una tensión superior o igual a 50 KV, sobre el territorio metropolitano, a excepción de las líneas directas complementarias a las redes públicas construidas por los consumidores elegibles o los productores de electricidad y las instalaciones concernientes a las concesiones de distribución de electricidad a los servicios públicos (en 2004 las concesiones eran las siguientes: Usine d'électricité de Metz, SICAE de Saint-Martin-de-Londres, SICAE de Ray-Cendrecourt, et Électricité de Strasbourg).

2.1.1 Propiedad de las instalaciones de las redes de transmisión

La naturaleza jurídica de los bienes que conforman las redes de transmisión de electricidad no fue definida ni por la ley ni por los decretos que aprobaron el expediente técnico de concesión a la empresa RTE. En teoría existe una clasificación en derecho francés sobre los bienes presentes en la prestación de un servicio público, por un lado están los bienes de retorno que incluyen todos los bienes que son considerados *ab initio* de la propiedad del concedente, es decir del Estado; por otro lado existen los bienes de recuperación los cuales son considerados como de propiedad del concesionario, en este caso el concedente beneficia de una opción de compra sobre este tipo de bienes.

Ante esta incertidumbre, la ley n° 97-1026 de fecha 10 noviembre de 1997 va aclarar esta situación estableciendo en su artículo 4 que las instalaciones de redes de alimentación general en energía eléctrica son consideradas como propiedad de EDF desde que la concesión le ha sido otorgada. En este sentido cuando EDF cambia de estatus la propiedad de las instalaciones que componen las redes de transmisión permanecen en su propiedad. No obstante este punto aclarado, aun había duda sobre si las instalaciones que conforman las redes de transmisión formaban parte del dominio público, sobre todo cuando EDF era un EPIC, pues la ley de nacionalización establecía disposiciones

que entraban en contradicción con la teoría general de la domanialidad pública, sobre todo con el principio de inalienabilidad. Sin embargo esta situación no tuvo fundamento una vez que EDF cambió de estatus para convertirse en una sociedad anónima.

Otro punto en controversia fue la calificación de obra pública de las redes de transmisión, en teoría una obra pública es un bien inmueble, el cual ha sido objeto de una habilitación e instalación y está afectado a una función de interés general. En principio las líneas de transmisión están afectadas a una función de interés general, el servicio público de electricidad, son bienes inmuebles y fueron el objeto de una instalación especial, en consecuencia se debe considerar a las redes de transmisión como obra pública. Sin embargo esta situación devino compleja una vez que EDF modificó su estatus en sociedad anónima, en este caso ya no se podía utilizar el criterio establecido por el Consejo de Estado en su opinión n° 229486 del 11 de junio del 2001⁸⁷, el cual establecía que la calificación de obra pública se reservaba a los bienes que estaban en propiedad de una persona pública. Por otro lado, la ley de transposición de la segunda directiva n° 2004-803, no establecía ninguna precisión en cuanto al régimen de bienes aplicable a las redes de transmisión.

Sin embargo fue finalmente, la jurisprudencia del Tribunal de Conflictos francés y del Consejo de Estado que establecieron que una obra pública puede ser de manera excepcional propiedad de una persona privada, por ejemplo en los casos donde los bienes de la persona privada están incorporados materialmente a una obra pública en donde se puede apreciar una dependencia (teoría del elemento accesorio), o porque afecto al uso directo público, su mantenimiento, la gestión y control están asegurados por la persona pública⁸⁸. Cabe resaltar que estos criterios fueron desarrollados para el

⁸⁷ Consejo de Estado, opinión n° 229486, Adéléé, 11 de junio del 2001.

⁸⁸ Tribunal de Conflictos, n° 3718, ERDF/ Mme. M. Michel, 12 abril 2010 ; Consejo de Estado, Opinión 323179, Béliгаud, 29 abril 2010.

caso de las redes de distribución sin embargo se considera que se aplican también para el caso de las redes de transmisión ya que tienen el mismo soporte material y el mismo objetivo.

2.1.2 Autonomía del administrador de las redes de transmisión

Una apertura de todas las actividades que conforman el sector eléctrico significa un acceso no discriminatorio, en condiciones de transparencia, de todos los operadores económicos a las redes de transmisión. Sin embargo esta finalidad puede estar obstaculizada si en el sector eléctrico existe un monopolio verticalmente integrado, es decir una empresa que concentra múltiples actividades. Por ejemplo EDF era propietario casi el solo operador que existía en el sector de producción de electricidad, era propietario de todas las redes de transmisión y distribución y además era el único que se encargaba de suministrar electricidad a los consumidores finales.

En este sentido, concentrar las actividades de gestión de las redes de transmisión (GRT) y la actividad de producción en una sola empresa, es potencialmente riesgoso para consolidar una libre competencia en el mercado eléctrico. El GRT puede en ciertos casos favorecer a las empresas que conforman también un monopolio vertical y que están presentes en otros sectores de la actividad eléctrica. La libre competencia puede restringirse de diferentes maneras, ya sea dando prioridad en el acceso a las redes a ciertas empresas o por medio de la comunicación de información comercial de los otros agentes presentes en el mismo mercado.

El objetivo de preservar una autonomía e independencia en el ejercicio de la actividad del administrador de redes es un tema muy importante y que estuvo presente en todas las directivas europeas de apertura del mercado eléctrico. Estas disposiciones fueron transpuestas en derecho francés a través de diversas leyes. En un inicio la directiva 96/92/CE estableció tres obligaciones con el objeto de garantizar la transparencia y equidad en el acceso a las redes de transmisión: 1) el administrador debe abstenerse de toda discriminación entre los usuarios de las redes; 2) establecer

una disociación contable entre las empresas que integran único monopolio, con el fin de evitar subvenciones cruzadas y discriminaciones; 3) preservar la confidencialidad de informaciones comercialmente sensibles.

La ley n° 2000-108, ley de transposición de la primera directiva, tuvo la tarea de plasmar las obligaciones antes citadas en el derecho francés. Esta ley dispuso en su artículo 12 la creación, en el seno de EDF, de un servicio de gestión de las redes de transmisión *“independiente sobre el plano de la gestión de otras actividades”* de EDF, este servicio fue nombrado RTE. Esta independencia se traduce a través de la nominación de un director del servicio de gestión de las redes, sin embargo se establece que este director puede ser miembro del consejo de administración de EDF. No obstante, se estableció que este servicio gozaba de una independencia económica, esencialmente de su presupuesto. La exigencia de una independencia contable se reflejaba en la obligación de EDF de tener, en su contabilidad interna, cuentas separadas a título de sus diferentes actividades. Finalmente, la ley establece que el GRT tiene la obligación de preservar una confidencialidad de información de orden económico, comercial, industrial, financiero y técnico cuya comunicación sería de naturaleza a restringir la libre competencia y la no discriminación establecida por la ley”.

Mientras que la primera directiva establece una autonomía del administrador de redes de transmisión a través de una disociación contable, complementada por una exigencia en independencia en la gestión, la segunda directiva 2004/54/CE establece un nivel de exigencia más estricto, esta directiva establecía una independencia jurídica del servicio de gestión de redes. Es preciso resaltar que en la directiva se hacía la distinción entre una separación jurídica y un separación de la propiedad, en este sentido se precisaba que una separación jurídica no implicaba un cambio de propiedad de las instalaciones. En este sentido, la ley n° 2004-803 de fecha 9 de agosto del 2004 integra estas exigencias y además establece la transformación del servicio de gestión de las redes de transmisión RTE en una sociedad anónima, cuyo capital es detenido por EDF. Como consecuencia de

esta disposición EDF transfiere mediante aporte parcial de activo, las instalaciones de las redes públicas de transporte y los bienes de toda naturaleza ligados a la actividad de transmisión.

Durante la elaboración de la tercera directiva europea 2009/72/CE, el legislador francés constató que la única solución para obtener una autonomía e independencia efectiva y real entre las actividades de gestión de redes de transmisión y las actividades de producción y suministro de electricidad era una separación de estructuras mediante la separación de la propiedad de las empresas. Sin embargo esta proposición no fue recibida con muchas reticencias en varios países europeos, entre ellos Francia, ya que la aplicación de esta medida significaría que, en el caso Francés, que EDF se convertiría en accionario minoritario con respecto al capital de RTE. En por esta razón, que la directiva estableció dos alternativas suplementarias con el fin de garantizar la independencia del administrador de las redes de transmisión:

- La creación de un administrador de redes independiente, el cual permite a la empresa verticalmente integrada de conservar la propiedad de las redes de transmisión a condición de conceder la gestión de las redes a un operador independiente sobre el cual el monopolio no ejerce ningún control (ISO).
- La creación de un administrador de redes de transmisión independiente. En este caso, el monopolio verticalmente integrado mantiene la propiedad de las redes y su gestión a través de una entidad jurídicamente separada. Sin embargo para la viabilidad de esta opción, el Estado debe comprometerse a implementar medidas adecuadas con el fin de garantizar la independencia del administrador de redes, principalmente por ejemplo la creación en el seno del GRT de una órgano de vigilancia, además de establece el nombramiento de una persona encargada de poner en práctica un programa de control, y reforzar los poderes de la autoridad de regulación sectorial.

Mediante el decreto legislativo de fecha 10 de febrero 2016 se transpone la tercera directiva y se publica el Código de Energía. Este instrumento jurídico establece dos opciones con respecto a la alternativas propuestas por la tercera directiva con respecto a la preservación de la independencia del administrador de redes de transmisión tomando como referencia temporal el 3 de setiembre 2009: en el caso de que el GRT forme parte de la empresa verticalmente integrada a la fecha 3 de setiembre 2009 el código establece que se aplicará la hipótesis del administrador de redes de transporte independiente. Es decir que el código deja de lado la opción de desintegrar totalmente el monopolio de EDF tomando como referencia la propiedad de las instalaciones y excluye la posibilidad de la delegación de las misiones de gestión por parte de RTE a una tercera empresa.

Las medidas establecidas por el Código de Energía se refieren a las relaciones comerciales entre el GRT y la empresa verticalmente integrada de la cual él forma parte. Por ejemplo, se dispuso que los acuerdos comerciales entre el GRT y la empresa verticalmente integrada o las empresas que forman parte de él sean sometidos a aprobación de la Comisión de regulación de energía; además se estableció las condiciones dentro de las cuales el GRT y la empresa verticalmente integrada se presten servicio de mutuamente.

En lo que se refiere a la autonomía de RTE, los sistemas informáticos y de información del GRT están estrictamente separados de la empresa vertical o de las empresas que lo conforman. De la misma manera la transferencia trabajadores está prohibida entre el GRT y la empresa vertical así como también los trabajadores del GRT no pueden ejercer actividades ni tener responsabilidades en ninguna filial de la empresa vertical. Finalmente, se establece que la independencia entre RTE y EDF sea claramente establecida, es por esta razón que se estableció la prohibición de toda confusión entre razones sociales, prácticas de comunicación o estrategias de la marca.

2.1.3 Misiones del administrador de las redes de transmisión

a. Desarrollar las redes

El GRT tiene la tarea de elaborar el esquema decenal de desarrollo de las redes, cada año el esquema es definido a partir de la oferta y la demanda existentes así como de hipótesis razonables a mediano plazo sobre la evolución de la generación, de la consumación y de los intercambios de electricidad sobre las redes transnacionales. Este esquema tiene en cuenta el balance provisional plurianual y la programación de inversiones de producción, así como también los esquemas regionales de conexión de redes de energía renovable.

El esquema decenal menciona las principales infraestructuras de transporte que deben ser construidas o modificadas de manera significativa en diez años, citar inversiones que ya se realizaron así como nuevas inversiones que deben ser realizadas en tres años, acompañados de un calendario de todos los proyectos de inversión. Cada año la Comisión de regulación de energía, verifica si el esquema cubre todas las necesidades en materia de inversiones y si es coherente con el plan europeo elaborado por la Red europea de administradores de redes de transporte en caso de duda la comisión puede consultar a la Agencia de cooperación de reguladores de energía.

b. Conexión y interoperabilidad de las redes

El GRT es responsable de desarrollar las redes con la finalidad de permitir la interconexión con las redes de otros países europeos. Para alcanzar este objetivo, el administrador de redes nacional debe proporcionar a otros administradores de redes interconectadas la información necesaria para asegurar una explotación de las redes eficaz y segura, un desarrollo coordinado y una interoperabilidad de las redes interconectadas.

c. Gestión de flujos

Una de las características básicas de la electricidad, su no storage, determina que el GRT deba garantizar el equilibrio entre la producción y la consumación de electricidad con el fin de evitar todo “black-out”, esta tarea implica una planificación de los intercambios de flujos de electricidad y de vigilar y ajustar, si es necesario en tiempo real, la oferta y la demanda de electricidad.

El equilibrio del flujo de electricidad sobre las redes condiciona la actividad de los otros operadores de las redes de transmisión, ya que para alcanzar un equilibrio el GRT debe anticipar los intercambios futuros de electricidad, es por esto que los operadores de las redes deben establecer y transmitir sus programas de demanda, establecido por los productores, y los programas de aprovisionamiento, establecido por los operadores que aseguran el suministro de electricidad.

El GRT tiene a su cargo asegurar la disponibilidad de las redes e incluso la aplicación de medidas destinadas a compensar las pérdidas que puedan ocurrir durante la transmisión de electricidad. Por otro lado, el GRT tiene a su cargo la gestión de desequilibrios entre la oferta y la demanda de electricidad y evitar toda congestión de las redes.

2.1.4 Designación del administrador de las redes de transporte

La ley de nacionalización N° 46-628 del 8 de abril de 1946 confiaba la gestión de las redes de distribución a EDF. Este modo de designación directa del GRT no fue cuestionado por las directivas europeas del sector eléctrico, las cuales no exigían que el administrador de redes sea designado siguiendo un procedimiento determinado.

La gestión de las redes fue transferida a EDF por ley, ley de nacionalización, mediante una concesión unificada de las redes de transmisión, unificada porque antes de la nacionalización existía una pluralidad de concesiones de las redes de transmisión; esta concesión fue modificada en 2004 para tomar en cuenta que el nuevo concesionario era RTE.

Cabe precisar que la concesión tuvo efecto a partir de mediados los años 50 mediante el decreto 56-1225, el cual aprueba el expediente técnico de la concesión por un periodo de 75 años. Este expediente técnico fue modificado en 2006 por medio del decreto 2006-1731 el cual lo puso en conformidad con la nueva reglamentación del mercado de electricidad, al mismo tiempo estableció que la concesión llegará a su fin el 31 de diciembre del 2051.

2.2 Gestión de las redes de distribución

Con la nacionalización del sector de distribución, se estableció que EDF substituye en los derechos de los concesionarios privados de distribución eléctrica de todo el territorio, esto no quiere decir que las colectividades territoriales pierden sus derechos en cuanto a su la calidad de concedentes. Por el contrario, las colectividades mantienen la gestión directa del servicio con la sola diferencia que ellas pierden la libertad de elegir sus concesionarios.

Después de la entrada en vigor de la ley de nacionalización, las colectividades territoriales tienen la obligación de conceder el servicio de distribución a EDF, en este sentido el antiguo Consejo de electricidad y gas consideró que la reconducción tácita de una concesión de distribución era evidente teniendo en cuenta del monopolio existente en favor de EDF⁸⁹.

Por otro lado, el monopolio de EDF significa que las colectividades territoriales no pueden encargarse de la gestión directa del servicio de distribución eléctrica una vez que este ha sido concedido a EDF, ya que este deviene de su exclusiva competencia⁹⁰. La libertad de las autoridades concedentes se ve limitado de manera absoluta, sin ningún tipo de derogación.

Con la transposición de la primera directiva 93/92/CE , mediante la ley 2000-108 en su artículo 18, se confirmó no solo el rol de la colectividades territoriales como autoridades concedentes del servicio

⁸⁹ Citado por SABLIERE, Pierre, ACCP, mayo 2009, N° 88, pág. 28.

⁹⁰ Consejo de Estado, 22 noviembre 2002, n° 246764, SICAE Région Péronne

público de distribución eléctrica, sino que también se confirmó el monopolio de EDF en tanto que administrador de las redes de distribución de electricidad.

Como era de esperarse, la naturaleza de las redes de distribución, no permitieron que en este sector se instale una libre competencia; por esta razón, el proyecto europeo de la apertura del mercado eléctrico, estableció solamente la separación de las actividades de distribución y de comercialización, sin embargo la gestión de las redes bajo un modelo monopólico sigue aún vigente.

Como consecuencia de la naturaleza de infraestructura esencial de las redes de distribución, la apertura del mercado eléctrico estableció que todo agente económico pueda acceder, en condiciones no discriminatorias y transparentes a las redes de transporte y distribución. En ese sentido las directivas europeas insistieron en la necesidad de separar las actividades de distribución de electricidad de las actividades de comercialización con la finalidad de prevenir todo conflicto de intereses.

La transposición de la segunda directiva 2003/54/CE, se realizó mediante la ley n° 2004-803, con la finalidad de cumplir con las exigencias establecidas por esta directiva, la ley impuso la obligación para las redes que conecten más de 100 000 usuarios, que las empresas verticalmente integradas, creen un servicio independiente sobre el plano organizacional y de dirección a cargo de la gestión de las redes.

Cabe resaltar que la ley n° 2004-803 no establece una separación jurídica y la creación de una persona moral distinta en el seno de EDF, sino que fue una ley posterior 2006-1537 la que estableció la separación jurídica del administrador de las redes con respecto a la empresa monopólica EDF. Lo que muestra la reticencia del legislador francés en dismantelar totalmente el monopolio nacional.

Con respecto a la transposición de la tercera directiva 2009/72/CE, el Código de la Energía en su artículo 111-57, recogió el principio según el cual las redes de distribución eléctrica que conecten las

de 100 000 usuarios sobre el territorio metropolitano continental es asegurado por una persona jurídica distinta a las que ejerce las actividades de producción o de comercialización de electricidad.

En cuanto a la independencia organizacional, el Código de la Energía establece en su artículo 111-61 que el administrador de las redes de distribución ejerce su actividad de manera independiente externo a todo interés que pueda existir en las actividades de producción y comercialización. Esta independencia se concretiza con la creación de un código de buen conducta, la creación de un servicio de control interno, evitar toda confusión con otras empresas de otros sectores de la actividad eléctrica y la preservación de la confidencialidad de informaciones sensibles.

2.2.1 Identificación de las redes de distribución eléctrica

Actualmente, las redes de distribución eléctrica son definidas por el Código general de colectividades territoriales en su artículo 2224-31, esta disposición establece que las redes están compuestas por: la infraestructura de tensión inferior a kV situados en el territorio de la autoridad que organiza la distribución eléctrica, y por otro lado, por la infraestructura de una tensión superior a la mencionada y que a la fecha de publicación de la ley n° 2004-803 no esté bajo la explotación del administrador de las redes de transmisión.

El decreto 2005-172 de fecha 22 de febrero del 2005 precisa las fronteras entre las redes de distribución y transmisión eléctrica. Este instrumento jurídico establece que los transformadores de alta y muy alta tensión y las cabinas de protección son parte de las redes públicas, de distribución. Por otro lado, son considerados como parte de las redes de distribución la infraestructura de tensión superior o igual a 50 kV, calificada como distribución pública pero explotadas por EDF en su calidad de administrador de las redes de transmisión.

2.2.2 Propiedad de la infraestructura

Desde la nacionalización del sector eléctrico, se estableció que las instalaciones que conforman las redes de distribución son de propiedad de las colectividades territoriales, este principio fue confirmado por la ley n° 2004-803 en su artículo 36, que transpone la segunda directiva, la cual establece que la infraestructura perteneciente a EDF calificada como parte de las redes de alimentación general y que pertenece a las redes de distribución debe ser transferida a la propiedad de las colectividades territoriales a título gratuito. Sin embargo EDF permanece como propietario de los postes de transformación de alta o muy alta tensión en media tensión que el explota.

Estas disposiciones fueron específicamente prescritas en el expediente técnico para las concesiones para el servicio público de distribución de energía eléctrica elaborado por la FNCCR⁹¹, el cual establece una cláusula de retorno obligatorio de la infraestructura y del material relacionado con la concesión. En este sentido, estas instalaciones deben volver a la propiedad de la autoridad concedente al término de la concesión. El expediente técnico, establece además que los bienes muebles y los aprovisionamientos afectados a la distribución constituyen bienes de recuperación⁹². Sobre este tema el Consejo de Estado ha establecido que todos los bienes necesarios al funcionamiento del servicio público, instalados ya sea sobre propiedad pública, ya sea sobre propiedad privada pertenecen a la autoridad concedente⁹³.

⁹¹ La Federación nacional de colectividades concedentes y régies (FNCCR) es una asociación establecida por la Ley N° 1901 de colectividades locales y de sus sindicatos, de "régies" y de sociedades de economía mixta, que tienen por objetivo de representar los intereses de sus adherentes en el sector de la distribución de energía.

⁹² La jurisprudencia del Tribunal de Conflictos (Tribunal de conflictos, EDF/Dame Vve Faucher et Commune de Port-Louis, de fecha 2 de diciembre de 1968) considera que se trata de bienes de retorno los bienes que son construidos por el concesionario y que son afectados y que forman parte esencial de la concesión. Estos bienes deben retornar a la autoridad concedente al final de la concesión. Los expedientes técnicos de concesiones de distribución consideran de la misma forma que tales construcciones son consideradas desde el inicio de la concesión, como la propiedad de la autoridad concedente. Por el contrario, cuando se trata de los bienes de recuperación, son considerados como tales los bienes que la autoridad concedente tiene la facultad de retomar al final de la concesión siempre y cuando se pague su justo precio, en consecuencia este tipo de obras son consideradas como de propiedad del concesionario.

⁹³ Consejo de Estado, opinión N° 371234, 19 abril 2005.

2.2.3 Misiones del administrador de las redes de distribución

Al igual que el administrador de redes de transmisión, el administrador de redes de distribución está a cargo de vigilar el equilibrio de los flujos de electricidad, artículo L 322-9 del Código de la Energía. Esta misión implica asegurar de manera imparcial las solicitudes de conexión formuladas por los productores de electricidad y en conexión también con las redes de transmisión. Por otro lado, el administrador de redes debe asegurar las compensaciones necesarias debido a las pérdidas de electricidad que pudiesen existir a través de la transmisión de la electricidad por las redes de distribución, para cumplir este objetivo él celebra contratos con productores de electricidad o comercializadores con el fin de cubrir las pérdidas, siguiendo procedimientos no discriminatorios y transparentes.

Por otro lado, el administrador de las redes tiene a su cargo la tarea de garantizar a concepción y la construcción de la infraestructura así como de el control de los trabajos que se realizan sobre las redes, estos trabajos pueden ser de instalación, extensión o de refuerzo y modernización de la infraestructura de distribución de electricidad. En las zonas rurales, estos trabajos son habitualmente delegados a una empresa privada debido a la especificidad técnica y al considerable financiamiento que requiere este tipo de trabajos. Sin embargo, las colectividades pueden recibir un financiamiento especial proveniente del Fondo de amortización de cargos de electrificación rural (FACE) este mecanismo de ayuda financiera está previsto en el artículo L 2224-31 del Código general de colectividades territoriales.

2.2.4 Concesión del servicio de distribución eléctrica

La ley de transposición de la segunda directiva N° 2004-803 confirmó que las autoridades concedentes del servicio de distribución eléctrica son las comunidades o los establecimientos públicos de cooperación al cual se le transfirió la competencia, o en todo caso al departamento que

ejercía esta competencia a la fecha de entrada en vigor de esta ley. Con la emisión de la ley n° 2006-1537 y de la ley n° 2010-1563 referentes a la apertura del mercado de electricidad y a la reforma de las colectividades territoriales, se estableció como regla de principio que son consideradas como autoridad concedente las autoridades a nivel departamental quienes están encargadas de organizar el servicio público de distribución de electricidad.

Cabe resaltar que el legislador francés mantuvo el monopolio otorgado a EDF como única entidad con la cual se debe celebrar un contrato de concesión para la explotación del servicio de distribución eléctrica. Si bien el Código general de colectividades territoriales establece en sus artículos L 1411-1 a 11 que los contratos de concesión con celebrados previa licitación pública. Su artículo L 1411-12 establece u estas disposiciones no se aplican cuando la autoridad concedente ha creado un monopolio en beneficio de una sola empresa. En este sentido cuando una concesión de distribución de electricidad llega a su término, la autoridad concedente no tendrá otra solución que renegociar el contrato de concesión con EDF (actualmente ERDF).

Esta decisión del legislador francés es parcialmente conforme a las disposiciones establecidas por la tercera directiva 2009/72/CE. Efectivamente, el artículo 24 de la directiva no establece que el administrador de las redes de distribución debe ser elegido después de un proceso de licitación pública, esta disposición solamente señala que el concesionario deberá ser “elegido” por la autoridad concedente. Sin embargo la disposición europea señala que el ejercicio de las funciones del administrador de redes deberá ser por un “periodo determinado”, lo cual no está totalmente claro en las concesiones otorgadas en Francia sobre el sector de distribución eléctrica, ya que no se ha establecido un término cierto para este tipo de concesiones.

Por otro lado, esta decisión de mantener un monopolio legal en favor de EDF es cuestionada por la jurisprudencia de la Corte de justicia de la Unión Europea, la cual establece que los países miembros

que celebren contratos de concesión de servicios están en la obligación seguir un procedimiento de licitación pública antes de la elección del concesionario. Sin embargo, la doctrina francesa considera que esta obligación es aplicable solamente para los contratos que no están regidos por ningún régimen jurídico, el sector de electricidad está regido por las directivas de electricidad encargadas de abrir en mercado eléctrico a la libre competencia, en consecuencia en virtud del principio de especialidad, solamente las directivas europeas aplicables al sector eléctrico pueden exigir que un proceso de licitación pública es obligatorio⁹⁴, lo que actualmente no es el caso.

Por su parte, el Consejo Constitucional francés se pronunció sobre la ley relativa al sector de energía con respecto a la continuidad del monopolio en el sector de distribución de gas. En su decisión el consejo justifica el monopolio a tribuido a Gaz de France en la gestión de las redes de distribución de gas, él señala que la limitación de libre administración de colectividades territoriales y de la libertad a contratar está justificada por la necesidad de asegurar la coherencia de las redes concesionadas en favor de Gaz de France y al mismo tiempo para mantener un igualdad de tarifas de utilización de las redes de distribución⁹⁵. Esta decisión puede ser extrapolada al sector de distribución de electricidad.

Finalmente, es preciso señalar que el expediente técnico de la concesión del servicio de distribución de electricidad no es de carácter obligatorio en virtud del principio de autonomía de las colectividades territoriales, en este sentido el expediente redactado por EDF y la FNCCR es considerado solamente como un modelo de referencia. La principal consecuencia de este hecho, y además por el hecho de que el servicio distribución es de naturaleza local, es que el periodo de vigencia de la concesión no está ciertamente definido por la ley. En este sentido el periodo de

⁹⁴ Al respecto NICINSKI, Sofie (EN: Dalloz, À propos des concessions locales de distribution d'électricité. Évitions les surtensions!; AJDA 2010, p. 1737) señala que los grandes principios de los tratados europeos no pueden tener como objetivo modificar extremadamente el proceso a la libre competencia autorizando brutalmente pasar a la última etapa en presencia de textos comunitarios sectoriales.

⁹⁵ Consejo Constitucional, decisión de fecha 30 de noviembre del 2006, n° 2006-543.

vigencia de la concesión se determina en función de las obligaciones de las partes y la naturaleza de las inversiones a realizar.

2.3 Actividad de comercialización de electricidad

El objetivo principal de la apertura del mercado eléctrico a la libre competencia era de maximizar el bienestar de los consumidores de electricidad. En teoría, mediante el libre juego de la oferta y la demanda en electricidad, los consumidores podrían beneficiar de una calidad de servicio a un precio razonable y competitivo en el mercado. La libre competencia en el sector de comercialización se materializaría con el reconocimiento de la libertad de los consumidores finales de electricidad a elegir la empresa que les suministrará electricidad y también en la libre entrada en el sector de electricidad y particularmente en el sector de comercialización, de nuevas empresas dispuestas a competir con el operador histórico EDF.

Por razones sociales y políticas, el legislador francés decidió liberalizar el sector de eléctrico de manera progresiva, por una lado una liberalización absoluta e inmediata tendría serias consecuencias económicas sobre todo para los consumidores, y por otro lado, una liberalización total del un sector estratégico se consideraba como una pérdida de soberanía. En este sentido se decidió mantener las tarifas reguladas que regían el sector de la comercialización hasta antes de la liberación del mercado eléctrico para una cierto tipo de consumidores finales. Esta medida de carácter temporal permitirá una disminución progresiva de los precios de venta regulados por el Estado y la entrada gradual del precio establecido por el mercado⁹⁶, permitiendo a las nuevas empresas del sector implantarse y desarrollar una oferta competitiva.

⁹⁶ La ley de transposición de la primera directiva, ley 2000-108, establece la categoría en el derecho francés de cliente elegible, es decir el consumidor que tiene el derecho de elegir entre una tarifa regulada o una tarifa establecida por el mercado. Las condiciones para ser considerado como cliente elegible son establecidas por el Decreto 2000-456 de fecha 29 de mayo del 2000, el cual establece que el tope para considerar a un cliente elegible es de 16 Gw/h por los próximos tres

En este sentido, se estableció que de la totalidad de consumidores de electricidad, solo una parte, la más sensible a una liberalización absoluta, tenga la posibilidad de elegir libremente la empresa a la cual compre electricidad. Este tipo de consumidor final, al que se le catalogó de “elegible”, tenía la opción de elegir entre un precio establecido por el mercado o un precio a una tarifa regulada. De esta manera el legislador estableció en el año 2000 en un inicio la calidad de cliente elegible a todos los consumidores de utilicen más 16Gw/h, este límite se redujo a 7Gw/h en el 2003 para finalmente liberalizar el mercado en julio del 2007. Es decir a partir de esta fecha no existirían tarifas reguladas. Sin embargo, en 2007 la diferencia de precios entre la tarifa regulada y la tarifa del mercado era enorme. Lo cual demostraba que la libre competencia no se había instalado efectivamente en el mercado eléctrico.

Por este motivo se decidió prolongar y mantener el ámbito de aplicación de las tarifas reguladas bajo ciertas condiciones. La decisión del legislador se vio también condicionada por las disposiciones 22 y 49 de la ley n° 2000-108, las cuales establecieron que si los consumidores eligieran las tarifas del mercado en lugar de las tarifas reglamentadas, estos no tendrían la posibilidad de volver a un régimen reglamentado. No obstante esta situación, el legislador estableció la posibilidad bajo el cumplimiento de ciertas condiciones que los consumidores que eligieron las tarifas del mercado, puedan regresar al régimen regulado. La ley n° 2006-1537 relativa al sector de electricidad de fecha 7 de diciembre 2006, estableció un régimen especial tarifario que permite ajustar el funcionamiento del mercado eléctrico mediante la posibilidad otorgada a los consumidores no residenciales de volver a una nueva tarifa regulada por un periodo de dos años, pero que finalmente fue prolongada hasta el

años, además este decreto establece que son considerados como elegibles todo consumidor final de electricidad cuyo consumo de electricidad en el año civil precedente, en un lugar determinado. Este tope fue rebajado a 7 Gw/h por el Decreto N° 2003-100 de fecha 5 de febrero del 2003 manteniendo las mismas condiciones que el decreto anterior. Este tope continuará reduciéndose hasta que la totalidad del mercado esté libre a la competencia, se estableció como fecha límite julio 2004 para la apertura total del mercado a la libre competencia para los consumidores profesionales y las colectividades locales y hasta julio del 2007 para todos los consumidores particulares.

31 de diciembre del 2010. Por su parte, los consumidores domésticos que eligieron una tarifa establecida por el mercado, la ley n° 2008-66 relativa a las tarifas de electricidad de fecha 21 de enero del 2008 que les permite retornar al régimen regulado hasta la entrada en vigor de la ley n° 2010-1488 relativa a la nueva organización del mercado eléctrico.

Actualmente, el Código de la Energía en su artículo L 337-7 establece las condiciones mediante las cuales los consumidores pueden tener la posibilidad de beneficiar un retorno a las tarifas reglamentadas. De esta manera, para los lugares de consumo de menos de 36 KVA existe la posibilidad de beneficiar de tarifas reguladas sin límite de tiempo, además estos sitios pueden ser gozar de un derecho a volver a las tarifas reguladas si estos eligieron antes las tarifas del mercado. EN lo que respecta los lugares de consumo de más de 36 KVA, estos pudieron beneficiar de tarifas reguladas hasta el 31 de diciembre del 2015, y en general para todos los consumidores a partir del 1 de enero del 2016 las tarifas del mercado se aplican obligatoriamente.

La estructura del sector de comercialización del mercado francés, independiente del sector de distribución, está caracterizado por la presencia dominante del ex monopolio estatal EDF. Más de dos tercio de la producción de electricidad en Francia es de origen nuclear, además la propiedad de las instalaciones de producción pertenecen a EDF, con la singularidad que ellas tienen la calidad de infraestructura pública. Esta situación tiene como consecuencia que EDF beneficie de una renta fija por la venta de electricidad de origen nuclear. Con la finalidad de limitar esta situación y favorecer la entrada de nuevas empresas en el mercado de la comercialización, el legislador decidió crear un acceso regulado a la electricidad de origen nuclear producida por EDF.

La ley n° 2010-1488 de fecha 7 de diciembre del 2010 llamada Nueva organización del mercado de electricidad (NOME) estableció el dispositivo de acceso regulado a la electricidad de origen nuclear (ARENH). Este dispositivo está dirigido a las nuevas empresas que entran al mercado de la

comercialización y que subministren electricidad a los consumidores finales o a los administradores de las redes. El precio de la electricidad al que tienen acceso los nuevos competidores debe reflejar las condiciones económicas de producción de las centrales nucleares de EDF, de manera que se asegure una justa remuneración a EDF ya que esta representa las condiciones económicas de producción de electricidad durante la vigencia de este dispositivo. Esta remuneración, permite al mismo tiempo a EDF mantener su parque nuclear en buen estado ya que justamente el precio de acceso regulado le permite cubrir una parte de sus costos de producción.

El volumen global máximo de electricidad que puede ser cedido por EDF es de 100 Tw/h, es más el volumen cedido a cada empresa suministradora de electricidad no es establecido libremente, este es determinado por la Consejo de regulación de energía en función de las características y las previsiones de evolución del consumo de los consumidores finales y de los administradores de las redes, así como también de la parte de la producción de las centrales nucleares en el consumo total de los consumidores finales. Cabe precisar que este dispositivo (ARENH) estará vigente hasta el 31 de diciembre del 2025, según el artículo L 336-8 del Código de la Energía.

Capítulo II. La evolución del sector eléctrico peruano y su urgente y radical transformación en razón de la crisis sectorial

Con la Ley de la Industria Eléctrica promulgada mediante Decreto Ley N° 12378 de fecha 8 de junio de 1955 se inicia el largo proceso de evolución de la regulación del sector eléctrico, esta ley fue el primer marco normativo en la historia del sector eléctrico que señala las reglas precisas para el desarrollo del negocio eléctrico, las normas que se establecieron estaban dirigidas al Estado y a los

concesionarios de servicio público⁹⁷. La política del gobierno de turno estaba dirigida a incentivar la participación de los agentes privados en el mercado y principalmente de las empresas extranjeras, la ley no hacía distinciones entre el suministrador nacional o extranjero, público o privado. Durante la primera mitad de los años 50 se emitió la mayor parte de cuerpos normativos que regularon las principales actividades económicas como por ejemplo el Código de Minería en 1950 o la Ley de petróleo en 1952 con el mismo objetivo: atraer inversionistas extranjeros.

Dentro de este contexto se emite el Código Nacional de Electricidad mediante Resolución Suprema N° 2 de fecha 5 de enero de 1955, esta normativa establecía un marco jurídico centrado en estimular la inversión privada en el sector eléctrico, esta reglamentación tendrá como consecuencia el desarrollo de la industria eléctrica protagonizada esencialmente por los agentes privados, por ejemplo el sector minero desarrollará un sus propias fuentes de abastecimiento y gestión de electricidad para el ejercicio de sus actividades e intereses. En este sentido las redes eléctricas que pudieron ser construidas así como los sistemas de generación y distribución estaban gestionada y administrada básicamente en beneficio de la actividad económica de las empresas que los desarrollaron y no precisamente en beneficio de la colectividad, por su parte la actividad del Estado se limitada a un rol normativo y no económico.

Con la separación del servicio nacional de electricidad como sector autónomo y diferenciado de los sectores de ferroviario y saneamiento, mediante la Ley N° 13979 de fecha 5 de febrero 1962, el Poder Ejecutivo pudo organizar y reglamentar de manera específica el sector eléctrico, es así que mediante decreto supremo se crearon los Servicios Eléctricos Nacionales (SEN) con la finalidad de explotar las centrales eléctricas estatales y así poder extender y aumentar el rango de electrificación en todo el país, sobretodo en el ámbito rural donde la presencia de la inversión privada era

⁹⁷ OSINERGMIN, *La industria de la electricidad en el Perú, 25 años de aportes al crecimiento económico del país*, Consejo Directivo de OSINERGMIN, 2016, pág. 89.

inexistente. En esta misma política de electrificación nacional se promulgó la Ley N° 14080 relativa al fomento a la interconexión eléctrica, esta ley proyectaba la construcción de una red central de interconexión de los sistemas regionales. No obstante la voluntad política del gobierno en cubrir al máximo del territorio nacional dentro de un solo sistema, a finales de los años 60 existían ocho sistemas eléctricos aislados, es decir sin interconexión entre ellos, que abastecían únicamente las regiones donde se ubicaban las centrales de generación las cuales contaban con redes locales de transmisión⁹⁸.

Con la llegada del gobierno militar una ideología nacionalista y con un nuevo rol del Estado en la economía se privilegió, esto se concretizó con la presencia de un Estado empresario en todas las actividades del mercado y principalmente en las actividades “estratégicas”. En este mismo sentido el Plan Nacional de Desarrollo 1971-1975 establecía que “la electricidad compromete el desarrollo económico y social del país y constituye un instrumento estratégico del mismo” ya que es utilizado en todas las actividades productivas y constituye al mismo tiempo “un bien de consumo final que debe estar al alcance de toda la colectividad”. Según éste plan nacional las características del sector eléctrico hacen que éste sea considerado como estratégico ya que existe un riesgo potencial si este sector fuese administrado con métodos o ideologías “no coincidentes con la política nacional de

⁹⁸ Los sistemas regionales aislados a finales de los años 70 fueron los siguientes : El sistema Piura, operado por la empresa Energía de Piura ; el sistema del Santa, presente en los departamentos de Ancash y La Libertad, operado por la empresa estatal Corporación Peruana del Santa ; el Sistema Rímac Santa Eulalia, operado por Empresas Eléctricas Asociadas, cuentas con las generadoras hidroeléctricas de Callahuanca, Moyopampa, Huampani, Matucana y Huinco y la central térmica de Santa Rosa ; el Sistema del Cusco, operado principalmente por la Corporación de Reconstrucción y Fomento del Cusco ; el Sistema Pativilca, ubicado en el departamento de Lima, operado por Hidroeléctrica Andina-Hidrandina ; el Sistema Ariota, ubicado en el departamento de Tacna, operado por la centrales Aricota I y II ; el Sistema Cerro de Pasco Corporation, presente en los departamentos de Pasco y Junín, operado por la empresa del mismo nombre ; y el Sistema de Arequipa, operado por la empresa SEAL.

desarrollo. En consecuencia se concluye en la necesidad que el servicio público de electricidad se encuentre a cargo del Estado en todas sus etapas”⁹⁹.

Teniendo como fundamento estas consideraciones el gobierno militar promulgó el Decreto Ley N° 19521 el 5 de setiembre de 1972 la cual tuvo el objetivo de establecer los principios básicos los cuales fueron ampliados y desarrollados en la futura Ley General de Electricidad que se expediría posteriormente. Por otro lado, es preciso resaltar que el decreto ley no deroga la Ley de la industria eléctrica N° 12378 sino que esta permanecería en vigencia en lo que no se oponga al decreto ley. Sin embargo, era evidente que la Ley de la industria eléctrica contenía principios diametralmente opuestos a los establecidos por el gobierno militar, esta situación tuvo como consecuencia que se aplicara en la gran parte de casos el Decreto Ley N° 19521. En este mismo periodo de gobierno militar se creó mediante Decreto Ley N° 17271 el Ministerio de Energía y Minas el cual, según las disposiciones de su decreto de creación, le corresponde dirigir, regular y fomentar las actividades mineras y energéticas del país, por otro lado el ministerio tiene a su cargo la responsabilidad de velar por el cumplimiento de las normas legales del sector eléctrico así como la aplicación de las normas relativas a las tarifas y las condiciones técnicas de seguridad de las empresas eléctricas.

En esta misma orientación política se promulga el Decreto Ley Normativo de Electricidad promulgada mediante Decreto Ley N° 19521, esta norma plasma las tendencias políticas del gobierno militar, señalando que se declara de “necesidad, utilidad y seguridad públicas y de preferente interés nacional, el suministro de energía eléctrica para servicio público, por ser básica para el desarrollo económico del país”. Este nuevo marco normativo para el sector eléctrico creó la empresa pública ELETROPERU, además de establecer una reserva de todas las actividades eléctricas, de esta manera no solo se impuso una adquisición obligatoria de las acciones de propiedad de los inversionistas

⁹⁹ Citado por TOVAR GIL, María del Carmen, *Evolución de las actividades eléctricas en el Perú*, Revista “Revolución con Electrificación” y Plan Nacional de Desarrollo 1971-1975, En: Derecho y Sociedad, N° 26, 2006, pág. 54.

extranjeros, sino que también toda transferencia de acciones de una empresa del sector eléctrico debía ser otorgada ya sea a un inversionista nacional o ya sea al Estado. Esta política tuvo como claro objetivo dar una prioridad nacional a las inversiones así como la adquisición exclusiva de toda aumentación de capital de las empresas eléctricas en beneficio del Estado. A través estas políticas el Estado se convirtió en accionista mayoritario de las empresas privadas que pasaron a ser públicas luego de la fuerte ola de nacionalizaciones.

Con la promulgación de la Constitución Política del 1979 y terminado el gobierno militar, la normativa para el sector eléctrico establecida por el gobierno militar continuará en vigor, si bien el artículo 115 de la constitución prescribía que la iniciativa privada era libre y se ejercía en una economía social de mercado, no se impedía la reserva del Estado en el sector eléctrico. Sin embargo, la política en el sector eléctrico del gobierno militar inspiró parcialmente la nueva ley del sector de electricidad, en este sentido la Ley General de Electricidad N° 23406 señala en su segundo artículo que el servicio público de electricidad está a cargo del Estado lo cual es considerado de necesidad y utilidad pública y de preferente interés nacional, además la ley establecía que el servicio público de electricidad debía ser proporcionado en armonía con el interés social y económico teniendo en cuenta las necesidades del desarrollo y de la seguridad nacional.

Por su parte el gobierno decidió, en aplicación de la nueva Ley General de Electricidad, mantener las nacionalizaciones hechas por el gobierno anterior ya que estas eran recientes y además era virtualmente imposible obtener compradores en el Perú¹⁰⁰. Si bien el reglamento de la ley establece las nuevas categorías legales de auto-productores y concesionarios estos tenían un rol limitado, ya que el fomento de inversión de las actividades de generación y transmisión solo tiene finalidad a complementar los planes de desarrollo eléctrico a cargo de ELECTROPERU. En este sentido, el

¹⁰⁰ Citado por TOVAR GIL, *op. cit.*, "Plan de Gobierno presentado por el partido de gobierno antes de las elecciones del 18 de mayo de 1980", En: Derecho y Sociedad, N° 26, 2006, pág. 55.

monopolio establecido a favor de ELECTROPERU se mantuvo y además se crearon empresas regionales como filiales del monopolio estatal. Este marco jurídico tuvo como consecuencia que a finales de los años 80 las empresas regionales, los sistemas aislados y ELECTROPERU generaban 70 % de la oferta de electricidad, mientras que el 30 % restante era producido por empresas auto-productores privadas¹⁰¹.

La segunda mitad de los años 80 estuvieron marcados por la degradación del servicio público de electricidad, no solamente la infraestructura dejó de crecer sino que hubo una falta de mantenimiento y continua modernización lo que ocasionó un funcionamiento defectuoso e ineficaz. Por otro lado el financiamiento público de la infraestructura sustentada en las tarifas eléctricas, no fue suficiente ya que de manera indirecta el Estado a través de la Comisión de Tarifas Eléctricas, creada por la Ley General de Electricidad y cuya mayoría de miembros eran nombrados por el Ministerio de Economía, ejercía una intervención con la fijación de tarifas en “beneficio” de los consumidores finales, el sistema elegido para fijar las tarifas se basa en el concepto de costos contables, además de existir una diversidad de tarifas finales distribuidas en función de la actividad desarrollada (industrial, comercial, residencial, alumbrado público, uso general y agropecuario). La consecuencia de esta decisión fue que el monto de las tarifas no llegaba a cubrir los costos de producción, de mantenimiento e inversiones que debían hacerse en el sector.

El sector eléctrico subvencionaba a los consumidores finales en razón de 330 a 550 millones de dólares anuales, los consumidores domésticos eran los que más beneficiaban de subsidios mientras que las pequeñas industrias recibían de un subsidio medio, sin embargo los clientes comerciales no beneficiaban claramente de una subvención. El gobierno por su parte intento ajustar las tarifas eléctricas, sin embargo al aumento que se proponía era apenas suficiente para mantenerse al nivel

¹⁰¹ CAMPODONICO, Humberto, *Las reformas energéticas y el uso eficiente de la energía en el Perú*, Naciones Unidas, Comisión Económica para América Latina y el Caribe, Santiago de Chile, 1998, pág. 25.

inflación de ese entonces. La situación continuó degradándose en 1984 no obstante el aumento de las tarifas a 40 % por encima de la inflación no fue suficiente para satisfacer la demanda en infraestructura ni el mantenimiento de las ya existentes, las tarifas solo representaban solamente 65 % del costo marginal de las empresas que operaban en el sector. En este contexto, se redujo substancialmente las inversiones en cada sector de actividad, ELECTROPERU y sus filiales regionales no lograban cubrir sus costos operativos, se implantaron restricciones en el presupuesto de mantenimiento, existía un alto porcentaje de pérdidas en el sistema y una ineficiente supervisión y fiscalización del Estado agravaba la situación. A esto se adiciona la destrucción de la infraestructura eléctrica por acción del terrorismo estimada a 40 millones de dólares¹⁰².

El gobierno intentó remediar estas dificultades mediante una serie de reformas parciales entre 1991 y 1992 a la Ley General de Electricidad, estas modificaciones se plasmaron en el Texto Único Ordenado de la Ley General de Electricidad promulgado mediante Decreto Supremo 009-92-EM de fecha 4 de marzo de 1992. Estas modificaciones tuvieron como objetivo incentivar las inversiones y la privatización de las empresas que conforman el sector eléctrico. Concretamente se estableció una flexibilización de las normas concernientes a las concesiones y auto-productores y la eliminación de la exclusividad de las empresas estatales en prestación del servicio público de electricidad así como la posibilidad de vender o transferir las acciones de las empresas estatales. Sin embargo el estado del sistema eléctrico a inicios de los años 90 era grave, la prestación del servicio eléctrico era irregular debido a los constantes cortes de suministro, esta situación determinó que el gobierno tome medidas urgentes para remediar esta situación.

¹⁰² Citado por TOVAR GIL, *op. cit.*, "Memoria de la Comisión de tarifas Eléctricas de 1990", En: Derecho y Sociedad, N° 26, Lima, 2006, pág. 56.

La transformación del sector eléctrico a través de la Ley de Concesiones Eléctricas - Decreto Ley N° 25844,

A finales del año 1992 la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) fue promulgada mediante Decreto Ley N° 25844, esta ley cambió la estructura del sector eléctrico, el monopolio vertical establecido en beneficio de ELECTROPERU por el Estado fue desintegrado en todas las actividades en la que operaba. Esta medida tuvo como consecuencia el abandono de la actividad económica por parte del Estado en beneficio de la iniciativa privada a través de diferentes mecanismos como la privatización y la concesión.

El artículo 2 de la LCE establece una definición funcional de servicio público de electricidad, el cual está conformado por el suministro regular de energía para uso colectivo o destinado al uso colectivo hasta los límites de potencia fijados por el reglamento; la transmisión de electricidad; y la distribución de electricidad. De Esta manera, la LCE define el servicio público eléctrico como suministro regular de energía eléctrica para el uso de colectivo dentro de los límites establecidos por el reglamento promulgado por el Decreto Supremo 009-93-EM¹⁰³ catalogándolo al mismo tiempo como de utilidad pública.

La nueva regulación establecida por la LCE deja de lado ciertas formulas principales de la legislación precedente como “servicio de necesidad pública” y de “preferente interés nacional”, además la LCE elimina la formulación referente a la manera de prestación del servicio, además no se encuentra la antigua formulación que se refiere al servicio eléctrico *“proporcionado en armonía con el interés social y económico y en apoyo de las actividades productivas, teniendo en cuenta las necesidades del desarrollo y la seguridad nacional”*¹⁰⁴. Por otro lado, se establece que las actividades de generación,

¹⁰³ TOVAR GIL, María del Carmen, *op. cit.*, pág. 56

¹⁰⁴ Artículo 2 de la Ley general de electricidad, Ley N° 23406.

transmisión y distribución pueden ser desarrolladas por personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras en conformidad con la legislación vigente.

De acuerdo a lo señalado por la LCE las actividades de generación, transmisión y distribución son consideradas como un servicio público, esta determinación legal tiene como consecuencia que el ejercicio de las actividades antes mencionadas deberán efectuarse en conformidad a los elementos que caracterizan un servicio público. En este sentido, tal como la jurisprudencia del Tribunal Constitucional lo señala que el servicio público tiene una naturaleza esencial para la comunidad, los servicios deben ser prestados necesariamente con una continuidad en el tiempo, mantener un estándar mínimo de calidad es decir ser regular y que su acceso se dé en condiciones de igualdad¹⁰⁵.

Es importante resaltar que, la liberación del sector eléctrico tuvo como objetivos incentivar la participación de los agentes privados en el desarrollo de la infraestructura del sector eléctrico y al mismo tiempo introducir una libre competencia en la actividad de generación y comercialización mayorista. El instrumento principal utilizado por la LCE es la concesión eléctrica la cual se aplica a todas las actividades del sector eléctrico y al cual un régimen de autorizaciones es complementario. El acceso y participación a los procesos para obtener el título de concesionario se establecen en igualdad de condiciones a todo aquel que desee participar sin ningún tipo de preferencia, ya que no se establece una reserva de ninguna actividad en favor de nacionales o del Estado.

La estructura del sector eléctrico se reforma de la siguiente manera, se establece como objetivo principal establecer una libre competencia a nivel de la generación y un libre acceso a las redes de transmisión y distribución. En el sector de la generación, la oferta está abierta a todos los agentes económicos y la demanda es libre de elegir la empresa para el suministro de electricidad. Adicionalmente, se estableció una regulación adecuada para las actividades de transmisión y

¹⁰⁵ Tribunal Constitucional expediente N° 34-2004-AI, considerando 40.

distribución que permita un libre acceso a estas infraestructuras esenciales para el funcionamiento del mercado bajo un modelo de monopolio natural. En este sentido se estableció la separación de las actividades en cada sector (generación, transmisión y distribución) que integraban los sistemas interconectados centro-norte, sur-oeste y sur-este; la excepción a esta regla fue mantener los monopolios verticales existentes en los sistemas aislados.

Los sistemas aislados eléctricos no fueron incluidos en el proceso de reforma del sector eléctrico ya que se consideró que por las magnitudes pequeñas de generación, transmisión y distribución de electricidad que están en juego una sola empresa pública podría fácilmente ejercer estas actividades en monopolio, por esta razón no se consideró necesario desintegrar los monopolios existentes ni mucho menos establecer que cada actividad eléctrica deba ser desarrollada por un titular distinto. En los primeros años de la reforma, la producción de electricidad de los sistemas aislados constituía solo el 14 % de la producción total en 1995, este porcentaje disminuyó aun más, a más de la mitad en el año 2015 la cual alcanzó solamente el 6 % de la producción nacional.

Con la desintegración del monopolio legal ELECTROPERU, se establece que las actividades que integran la actividad eléctrica deben ser ejercidas por empresas diferentes ya que de lo contrario habría la posibilidad de distorsionar la libre competencia, en ese sentido se promulgó la Ley N° 26876 Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico mediante la cual se encarga a INDECOPI de verificar que las concentraciones que surjan en el mercado eléctrico no afecten el buen funcionamiento del mercado ni restrinjan la libre competencia. Es importante señalar antes de la entrada en vigor de la ley antimonopolio el artículo 122 de la LCE indicaba claramente que las *“actividades de generación, transmisión pertenecientes al Sistema Principal y de distribución eléctrica no podrán efectuarse por un mismo titular”*.

Con la promulgación de la ley antimonopolio se modificó el artículo 122 de la LCE, se añadió un segundo párrafo en el cual si bien se amplió el campo de aplicación de la prohibición con respecto al tipo de control que puede haber entre el titular de las empresas presentes en diferentes sectores, con la fórmula *“o por quien ejerza directa o indirectamente el control de éste”*, se legitima un caso particular de concentración vertical u horizontal, esta es la hipótesis en la cual la concentración bajo análisis no implique una disminución, daño o restricción a la competencia y a la libre concurrencia en los mercados de las actividades de generación, transmisión y distribución.

Esta modificación es considerada como contra-productiva con respecto a la política liberalización y de libre competencia que se pretendió implantar en el mercado de electricidad desde la primera mitad de los años 90, ya que es una forma de legalización de un tipo particular de concentraciones, sobre este tema INDECOPI tuvo la oportunidad de pronunciarse en el caso PSGE- ElectroAndes, en la cual la empresa PSGE pretendía la compra de la generadora ElectroAndes, sin embargo PSGE era accionista de la distribuidora Luz del Sur, en ese entonces OSINERG se oponía a esta adquisición, sin embargo después de un análisis de mercado, INDECOPI concluyó que si bien había una concentración vertical esta no perjudicaba el mercado¹⁰⁶.

La reforma del sector eléctrico establecida por LCE, determinó que el sistema de transmisión estuviese conformado por dos tipos de sistemas, el primero es el sistema principal de transmisión el cual permite a los agentes del sector de generación de comercializar su producción en energía y potencia, en este sistema se encuentran las líneas de muy alta tensión y de alta tensión; por otro lado, existe el sistema secundario de transmisión el cual permite a los generadores conectarse al sistema principal de transmisión y al distribuidor o consumidor final con la finalidad de suministrarse en electricidad, en este sistema se encuentran las líneas de alta y media tensión. Posteriormente, la Ley N° 28832 denominada ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación de electricidad,

¹⁰⁶ SALVATIERRA, Rolando, *Sector Eléctrico – A los veinte años de la reforma*, En: THEMIS, N° 61, Lima, 2012, pág. 230.

modificó la LCE y estableció dos sistemas adicionales de transmisión con el fin de incentivar el crecimiento de la infraestructura en el sector transmisión, de esta manera se crean por un lado el Sistema Garantizado de Transmisión SGT (licitaciones previstas en el Plan de Transmisión) y el Sistema Complementario de Transmisión SCT (instalaciones realizadas por iniciativa de los agentes).

Otra medida establecida por la LCE fue la creación del Comité de Operaciones Económica del Sistema (COES) el cual está encargado de la gestión del sistema en lo que se refiere del despacho de electricidad, de esta manera la comisión tiene a su cargo la misión de coordinar la operación del sistema interconectado respetando el principio de generación a mínimo costo asegurando al mismo tiempo la continuidad del servicio, su fiabilidad y un aprovechamiento óptimo de los recursos energéticos.

La LCE estableció que la Comisión de Tarifas de Energía, organismo técnico descentralizado del Ministerio de Economía y Minas, fuese el responsable de fijar las tarifas de electricidad ya que con la separación de actividades dentro del sector eléctrico era necesario calcular nuevamente las tarifas de cada actividad eléctrica. El precio final de la electricidad estaba compuesto a partir de acumulación de los precios de generación, transmisión y distribución. En lo que concierne las actividades de supervisión y fiscalización del sector eléctrico, en un principio, la Dirección General de Electricidad estaba encargada de desarrollar estas actividades.

Es importante remarcar que, esta repartición de competencias se modificó con la creación de los nuevos organismos reguladores de la inversión privada, en el sector de electricidad se creó OSINERG en 1996 mediante Ley N° 26734, que después tomó a su cargo la actividad minera y en 2007 pasó a llamarse OSINERGMIN, este organismo absorbió las competencias de la Dirección General de Electricidad y tiene hoy en día como función principal la fiscalización de las actividades eléctricas. Posteriormente, con la Ley N° 27332 Ley Marco de los Organismos Reguladores se le otorgó la

función de regulación tradicionalmente ejercida por la Comisión de Tarifa Eléctricas la cual fue absorbida por OSINERGMIN. Finalmente, con la Ley N° 27699 relativa al Fortalecimiento Institucional OSIGNEMIN vio ampliadas sus competencias esencialmente en la sancionadora.

No obstante la reforma legal puesta en marcha la situación del sector eléctrico era preocupante, existía un déficit en la generación de electricidad así como serias deficiencias en el funcionamiento de las redes de transmisión, además las inversiones que se realizaron no fueron suficientes para satisfacer una demanda que aumentaba progresivamente, esta falta de inversiones tuvo como principal causa la existencia de tarifas que no reflejaban por lo menos el costo de producción de electricidad, esta situación se tradujo en la presencia habitual de apagones o de restricciones del servicio. En lo que se refiere a la composición del parque de generación eléctrico, este se encontraba conformado esencialmente por centrales hidroeléctricas y centrales térmicas, estas últimas utilizaban energías fósiles como carbón o combustibles líquidos (petróleo y diesel) y por consecuencia eran más costosas en cuanto a la energía producida. Estas condiciones determinaban que los precios sean frecuentemente altos.

Las modificaciones establecidas por la LCE fueron acompañadas por una política de privatización de las empresas públicas principalmente las centrales de generación y de las redes de distribución con la finalidad de buscar una ampliación y financiamientos de nuevas unidades de producción.

1. Situación crítica del sector eléctrico antes la privatización

Los mecanismos legales que se crearon para incentivar la participación de los agentes privados en la infraestructura eléctrica tuvieron un resultado aceptable a largo plazo, si bien en un inicio el marco legislativo establecido por la LCE no fue acogido con entusiasmo con el tiempo este régimen jurídico permitió el crecimiento del sistema de redes y de generación eléctrica. Por su parte, el mecanismo de

privatizaciones si bien en un inicio se consideró que estos procedimientos podrían mejorar la eficacia y prestación del servicio eléctrico su aceptación fue rápidamente decreciendo lo cual se refleja en la desaceleración de los proceso de privatización.

Antes de la instalación del gobierno militar en el poder ejecutivo, el Estado tenía un rol pasivo en la economía, este se limitaba a impartir una política estable y reconfortante para los inversionistas extranjeros, con el fin de mantener el crecimiento económico centrado principalmente en la exportación de materias primas. Con el primer Gobierno Revolucionario de la Fuerzas Armadas, cuya política estaba inspirada de tendencias intervencionistas y nacionalistas, el Estado pasa de cumplir un rol activo en la economía del país lo cual se refleja en una intervención directa en gran parte de las principales actividades económicas. Esta nueva política adoptada por el gobierno militar no tuvo un resultado positivo, la creación de empresas públicas en la gran mayoría de casos producto de la nacionalización generaron una pérdida de 2 500 millones de dólares por la creación de 175 empresas públicas¹⁰⁷.

Si bien la presencia monopólica del Estado en el sector eléctrico le permitió establecer unilateralmente el precio de venta de electricidad en beneficio de los consumidores, esto significó un abuso de su posición dominante. El Estado fijó los precios a un nivel inferior de los costos de producción y prestación, en realidad muy altos como consecuencia de una administración ineficiente. Esta situación tuvo como consecuencia que las empresas públicas acumularan enormes pérdidas. Ya que en el mercado eléctrico no existía una competencia entre diferentes agentes económicos no existía ningún incentivo para las empresas públicas en mejorar la productividad o las condiciones del servicio. En este sentido las empresas públicas del sector eléctrico tuvieron resultados desastrosos, producto de la acumulación de pérdidas fue imposible realizar una inversión

¹⁰⁷ Instituto Peruano de Economía, Consecuencias económicas de la « revolución » de Velazco. pág. 3

en infraestructura, esta situación fue una constante durante la segunda mitad de los años 80 y fue reduciéndose progresivamente al inicio de los 90.

En 1980 las empresas que conformaban el sector eléctrico registraban pérdidas por el monto de 426 millones de dólares, en 1990 las pérdidas acumuladas por este año fueron de 302 millones de dólares y en 1991 las pérdidas fueron de 38 millones de dólares¹⁰⁸. El reflejo de estas pérdidas fue los bajos índices de electrificación y la débil capacidad instalada de generación eléctrica, el déficit energético en 1990 alcanzaba aproximadamente 26 % de la energía demandada¹⁰⁹. El estado de funcionamiento del sistema eléctrico nacional era deplorable, lo que se traducía con un nivel de electrificación entre los más bajos de América Latina además que el sector de generación no podía satisfacer toda la demanda existente a ese momento. Con respecto al coeficiente de electrificación por habitante Brasil cuenta con 78 %, Colombia con 82 % y Bolivia y Paraguay 56%, el Perú tenía un coeficiente de electrificación por habitante de 52 % en 1990¹¹⁰.

2. Privatización en el Perú de empresas eléctricas

La transformación del sector eléctrico que se llevo a cabo por decisión del gobierno se realizó a cabo principalmente mediante dos mecanismos: las concesiones y las privatizaciones de activos del Estado de las empresas públicas que operaban en cada sector de la actividad eléctrica. La privatización fue elegida como la solución más adecuada a la grave situación económica del Perú: crisis financiera y deficiente gestión de las empresas públicas. El proceso de privatización estuvo caracterizado por su

¹⁰⁸ Citado por REY, Alonso y MENDOZA, Ana, *Privatizaciones y Concesiones. Porque sí*, En: Derecho y Sociedad, N° 26, 2004, pág. 144, Apoyo Comunicaciones, EL Potencial de la Inversión privada en el Perú. Las privatizaciones y concesiones como herramientas del progreso para los peruanos, pág. 48.

¹⁰⁹ Ídem.

¹¹⁰ CAMPODONICO SANCHEZ, Humberto, *Las reformas estructurales del sector eléctrico peruano y las características de la inversión 1992-2000*, En: Serie de Reformas Económicas N° 25, Lima 1999, pág. 42.

profundidad y acelerado ritmo. Lamentablemente no se tuvo en cuenta el rol de las empresas publicas en la economía nacional ni en la estructura del mercado, ni mucho menos se definieron objetivos específicos en el proceso de privatización en función de la realidad económica del Perú. En general, la reforma del sector eléctrico peruano se concibió como una medida urgente e imperativamente necesaria y no como un proceso que duraría en el tiempo y para el cual sería necesario tomar medidas progresivas y programáticas con el fin de alcanzar una competencia efectiva de agentes privados en cada subsector eléctrico.

En comparación a la experiencia de otros países, las privatizaciones en el Perú implicaron un retiro abrupto del Estado sin existir una reformulación del estilo de intervención. El proceso de liberalización en los países europeos fue gradual precedido necesariamente de un debate público con el fin de definir, determinar y si era necesario negociar las medidas a adoptar¹¹¹. En el Perú hubo una tendencia de evitar el debate público y hubo una urgencia en atraer inversiones al sector es por esto que no solo se privatizaron las empresas públicas, punto central en la reforma sobre el rol del Estado en la economía, sino que también se otorgo en concesión el ejercicio de las diferentes actividades del sector eléctrico. Esta situación tuvo como consecuencia la acumulación de normas en un corto periodo. La decisión de privatizar las empresas públicas fue el punto de inicio de una largo proceso través de la cual el Estado trasladaría la iniciativa productiva e industrial al sector privado con el fin de fortalecer sectores que se encontraban en una situación crítica y al mismo tiempo transformarlos en sector eficientes en cuanto a la gestión y prestación de servicios¹¹².

¹¹¹ Como lo señalamos en la primera parte del presente trabajo, en Francia el proceso de apertura del sector eléctrico a la libre competencia fue precedido de debates públicos y de consultación a los distintos agentes que intervienen en el sector eléctrico, además el proceso de apertura fue progresivo a través de la transposición de tres bloques de normas provenientes de la Comisión Europea.

¹¹² La situación económica de déficit fue reconocida y plasmada en el considerando tercero del Decreto Legislativo N° 674 de fecha 27 de setiembre 1991, el cual señala lo siguiente: “ *La actividad empresarial del Estado no ha arrojado, en conjunto, resultados económicos y financieros satisfactorios, lo que, de una lado, ha impedido la generación de los recursos*

Es mediante el Decreto Legislativo N° 674 relativo a la promoción de la inversión privada en activos y empresas del Estado, que se concretiza la voluntad del gobierno de iniciar un proceso de privatización en el ámbito de las empresas públicas que ejercen una actividad empresarial. El artículo 2 del referido decreto legislativo indica las modalidades mediante las cuales se pretendió incentivar el crecimiento de la inversión privada, estas son: *“a) la venta de activos o accionariado de las empresas del Estado; b) aumento de capital; y c) celebración de contratos de asociación “joint venture”, asociación en participación, prestación de servicios, arrendamiento, gerencia, concesión”*. Estas modalidades fueron concretizadas mediante una serie de ofertas públicas de acciones, o una venta privada o de manera general la venta de activos del gobierno o de una empresa estatal.

Estos instrumentos fueron reforzados a través de garantías otorgadas por el Estado con la finalidad de proteger las adquisiciones e inversiones sin ninguna limitación, en este sentido *“se estableció la posibilidad de utilizar los títulos de la deuda externa como parte de pago y se declaró la intangibilidad de los activos de las empresas en procesos de privatización”¹¹³*. Mediante esta decisión se pretende confortar a los posibles adquirentes de los activos del estado, mediante una doble vía, por una lado, una facilidad en la adquisición pudiéndose consolidar una deuda mediante activos públicos puestos en venta, y por otro lado, una imposibilidad de alienar o gravar los bienes destinados a ser vendidos en el marco del proceso de privatización puesto en marcha a inicios de los años noventa.

Por otro lado, el Estado buscaba no solo transferir la iniciativa y el riesgo de las actividades económicas a los privados, sino que al mismo tiempo pretendía que los agentes privados estén a cargo de efectuar las inversiones necesarias en la implementación, mejoramiento y mantenimiento

destinados a mejorar sus sistemas productivos y administrativos, reflejándose ello en los inadecuados precios con que ofrece sus bienes y servicios a la población; y de otro lado, ha contribuido a la generación del déficit fiscal, con el consiguiente impacto inflacionario”.

¹¹³ RUIZ CARO, Ariela, *Las privatizaciones en Perú: un proceso con luces y sombras*, En: Nueva Sociedad 207, 2007, pag. 135.

de la infraestructura esencial para el desarrollo de los servicios esenciales del país¹¹⁴. En este sentido, la reforma del Estado le permitió obtener rápidamente nuevos recursos económicos, sin embargo a largo plazo la privatización significó la pérdida de muchas empresas públicas que tenían un potencial económico, la aplicación irreflexiva del mecanismo de la privatización no permitió conservar algunas empresas públicas rentables y autofinanciables. Muestra de ello fueron las empresas que después de un periodo de reacondicionamiento y reestructuración antes de su privatización, habían revertido su balance de pérdidas y comenzaban generar utilidades.

Entre los primeros mecanismos institucionales en el marco del proceso de privatización que se utilizó, podemos citar la creación de la Comisión de Promoción de la Inversión Privada (COPRI) en 1991 implantada mediante el Decreto Legislativo N° 674, a través de este mecanismo se buscó poner en marcha el proceso de privatización y al mismo tiempo identificar las problemáticas que se dieron durante el periodo anterior. El COPRI consideró que durante los periodos presidenciales precedentes se dio prioridad a criterios políticos antes que a los criterios económicos o empresariales, hubo un sobredimensionamiento y un déficit fiscal que se tradujo en una pérdida de eficiencia, existieron beneficios dirigidos a ciertos grupos políticos y en algunos casos la estatización de empresas pública fue una fuente de corrupción¹¹⁵. Del análisis realizado por el COPRI se llegó a la conclusión que las empresas publicas en el sector eléctrico eran ineficientes con procedimientos internos eran lentos y complejos lo cual no era adaptado en un sector altamente dinámico como el energético, estas características colocaban a las empresas publicas en desventaja, ya que eran poco viables, lo que las condenaba a un paulatino deterioro y a una inevitable desaparición¹¹⁶.

¹¹⁴ REY, Alonso y MENDOZA, Ana, *óp. cit.*, pág. 149.

¹¹⁵ RUIZ, Ariela, *Las privatizaciones en Perú: un proceso con luces y sombras*, En: Nueva Sociedad, N° 207 enero-febrero 2007, pág. 133.

¹¹⁶ Comité de Promoción de la Inversión Privada, *La privatización en el Perú: un proceso en marcha*, COPRI, 1993, pág. 8.

La experiencia en otros países en materia de privatización ha demostrado que el proceso de privatización es una medida de corto plazo y no asegura un financiamiento público continuo en el tiempo. Sin embargo, al privatizar las empresas públicas el Estado pudo dejar de invertir en este sector además de abrir estos sectores del mercado que se encontraban dominados por una estructura monopólica y permitir el ingreso de diversos agentes económicos. Por otro lado, la privatización permitió al Estado continuar percibir los tributos correspondientes al funcionamiento y la explotación de actividades eléctricas por empresas privadas. El tipo de privatización que se utilizó fue la subasta pública internacional lo que implicó la transferencia del control de la empresa. Se consideró que este mecanismo era el más adecuado con el fin de establecer un proceso transparente y competitivo abierto a diversos postores.

Paralelamente en lo que respecta a la transferencia al sector privado de servicios o infraestructuras para su gestión se emitió el Decreto Legislativo n° 758 de fecha 13 de noviembre 1991, intitulado “Dictan Normas para la promoción de las inversiones privadas en la infraestructura de servicios públicos”, como bien lo señala el título de este dispositivo legal, él se encarga de regular el proceso de promoción de la inversión privada en los proyectos de infraestructura pública o/y servicios públicos indicados y declarados de interés público por el Estado, en el que se instaura la concesión como mecanismo principal con la finalidad que el concesionario se encargue de la construcción, operación y/o explotación y mantenimiento.

El Decreto Legislativo N° 758 establece en grandes líneas los lineamientos del proceso de promoción de la inversión privada, determina que servicios o infraestructuras pueden ser otorgados en concesión a los agentes privados mediante licitaciones o concursos¹¹⁷. Al mismo tiempo define los

¹¹⁷ Artículo 2 del Decreto Legislativo N° 758 indique que “el concepto de obras públicas comprende, entre otras, obras de infraestructura de transporte, saneamiento ambiental, energía, salud, educación, pesquería, telecomunicaciones, turismo, recreación e infraestructura urbana. El concepto de servicios públicos comprende entre otros, transporte público, saneamiento, telecomunicaciones, alumbrado público, así como servicios de educación, salud y recreación”.

roles y las competencia de la entidad concedente, así como los derechos y obligaciones del concesionario. Finalmente se establece una clasificación general del contrato de concesión: a título oneroso, gratuito, cofinanciada y mixta. En los hechos se puede constatar que el decreto legislativo bajo comentario, no tuvo una utilidad extendida ya que el gobierno prefirió dar prioridad al otro mecanismo antes expuesto, la privatización de empresas públicas.

Durante la primera mitad de los años noventa, como se constata, se instauraron una serie de disposiciones referidas al régimen jurídico de la actividad privada con la finalidad de establecer una articulación con la nueva política de liberalización y apertura de los mercados, sobre todo de los servicios públicos. Es en este sentido, se decidió plasmar los principios evocados en cada cuerpo legislativo antes referidos en la Constitución Política, es por este motivo que se prescribió en el artículo 30 de la nueva Constitución Política de 1993 el principio de subsidiariedad de la actividad empresarial del Estado, ésta medida tuvo como objetivo garantizar la prioridad a la actividad privada así como la inversión privada en la adquisición de empresas públicas y en el ejercicio de las actividades consideradas como servicio público mediante la concesión.

Esta decisión tuvo como consecuencia la implantación de normas complementarias al régimen legal ya existente¹¹⁸ y la modificación de diversos dispositivos que regulan la concesión de recursos naturales y las de servicios públicos, en adelante la explotación de estas actividades estará en manos de los concesionarios o empresas privadas las cuales tendrán garantías en la estabilidad y seguridad en sus inversiones.

¹¹⁸ Durante este periodo de privatizaciones se emitieron las siguientes normas: los Decretos Legislativos N° 758 "Normas para la promoción de las inversiones públicas en la infraestructura de servicios públicos", y N° 839 "Ley de promoción de la inversión privada en obras públicas de infraestructura y de servicios públicos", instrumentos jurídicos que fueron compilados en el Texto Unido Ordenado de las normas con rango de ley que regula la entrega en concesión al sector privado de las obras públicas de infraestructura y de servicios públicos" aprobado mediante Decreto Supremo N° 059-96-PCM y su reglamentado Decreto Supremo N° 060-96-PCM.

En este nuevo contexto constitucional, desde al año 1993 se inicio la creación de comités especializados de privatización CEPRI's con la finalidad de transferir al sector privado las empresas públicas del sector eléctrico, en ese sentido se crearon tres comités con el objetivo de privatizar las empresas ELECTROPERU, ELECTROLIMA y ETEVENSA, mediante este mecanismo se buscó no solamente crear una libre competencia en el sector eléctrico mediante la intervención de nuevos agentes económicos, sino que también se planeaba una venta individual de cada empresas de cada sector a diferentes agentes y no a una sociedad que detenga participaciones o acciones en distintas empresas de cada sector de actividad. En este tipo de proceso de licitación, el CEPRI encargado establece un precio de referencia o de base el cual es mejorado por cada postor que pretende ganar la licitación, la mejor proposición ganaba la licitación, la privatización estaba sujeta generalmente a compromisos de inversión.

En lo que se refiere particularmente a la venta de activos del Estado, en líneas generales la modalidad de privatización consistió en la venta del 60 % del global de acciones de las empresas públicas a la mejor proposición en el marco de un proceso de licitación. En lo que respecta al 40 % de acciones restantes, los trabajadores pueden comprar hasta 10 % de las acciones y el 30 % restante puede ser vendido al público mediante la Bolsa de Valores. Otra modalidad de privatización que se utilizó fue la capitalización de compromisos de inversión, es decir que existía la posibilidad de capitalizar las inversiones realizadas por una empresa privada la cual era realizada en el marco de un compromiso de inversión dirigido a mejorar la infraestructura eléctrica, esta participación en el capital de la empresa pública era generalmente de 60 %.

La finalidad de incentivar al sector privado a participar activamente en el sector eléctrico exigía establecer mecanismos de garantía para los inversionistas, así como mecanismos claros y seguros para la adquisición de acciones y bienes de las empresas públicas. En este sentido se suscribieron acuerdos de protección a la inversión extranjera y la resolución de conflictos mediante vía arbitral, en

esta lógica se firmaron, convenios establecidos por el Multilateral Investment Guarantee Agency y el International Centre for Settlement of Investment Disputes. En este sentido se modificó la Ley de Promoción de la Inversión Privada en Empresas Públicas con el fin de garantizar la venta de empresas públicas a los agentes privados.

Continuando con este gran proceso de transformación de la estructura del sector eléctrico, en 1994 se crearon dos empresas encargadas de dirigir el proceso de privatización de las redes de transmisión ETECEN y ETESUR las cuales gestionaban las redes de transmisión centro norte y sur. Entre 1994 y 1996 la empresa pública ELECTROLIMA se dividió en tres empresas Edelsur y Edelnor, empresas distribuidoras y Edegel generadora con vistas a su privatización. En 2002 se transfirió la actividad de transmisión al sector privado a la empresa ISA mediante una concesión por un periodo de 30 años a cambio de recibir un ingreso fijo anual y comprometerse a realizar las operaciones de mantenimiento de las redes.

Las distribuidoras Edelnor y Edelsur fueron privatizadas por un monto de 176 y 212 millones de dólares, estas distribuidoras fueron adquiridas por un consorcio de empresas (de origen Español, Chileno y Canadiense). El resultado de estas privatizaciones globalmente representó en 1994 más de 2,500 millones de dólares con sus correspondientes compromisos de inversión por un monto superior a 200 millones de dólares. En este mismo año (1994) se transfirió al sector privado 60 % de las empresas de distribución de electricidad de Lima. Posteriormente, en el año 1995, la venta de empresas públicas tuvo como resultado ingresos superiores a 1 millón de dólares, con compromisos de inversión. Cabe resaltar que la operación de privatización más importante, fue la transferencia del

60 % de las acciones de la empresa de generación eléctrica EDEGEL que generó la 50 % de los ingresos percibidos por privatizaciones de empresas públicas en 1995¹¹⁹.

En este último caso, referido a la privatización de EDEGEL a una monto de 524 millones de dólares de los cuales 100 millones de dólares fueron pagados con títulos de deuda externa, hubieron muchas críticas sobre esta operación, por un lado, se cuestionaba la pérdida de una presencia representativa por parte del Estado en un sector que se considera como estratégico, por lo que se proponía que el Estado obtuviera acciones doradas con derecho a voto, y por otro lado, se consideró que los ingresos percibidos con la venta estuvieron muy por debajo a la rentabilidad que la empresa generó en los últimos 18 meses, la cual había obtenido una utilidad de 14 millones de dólares. Otro argumento para cuestionar el precio de venta fue que el costo de instalaciones de centrales de generación similares a EDEGEL era muy superior al precio de venta de privatización y además las inversiones comprometidas no fueron relevantes dado que la empresa era autofinanciable al momento de la venta¹²⁰.

Antes del inicio del proceso de privatización, a inicios de los años 90, el coeficiente de electrificación por habitante era de 52,9 % este porcentaje aumentó en la segunda parte del primer decenio, en 1997 de coeficiente de electrificación fue de 68 %. Una vez iniciado el proceso de privatización época en la que se transfirió al sector privado una gran parte de las empresas públicas de generación, transmisión y distribución, se tuvo como resultado al año 2004 un ingreso al Estado de más de 2 325 millones de dólares además de 716 millones de dólares en compromisos de inversión en infraestructura eléctrica por parte de los agentes privados. La privatización de las empresas públicas

¹¹⁹ RUIZ CARO, Ariela, *"El proceso de privatizaciones en el Perú durante el periodo 1991-2002"*, Instituto Latinoamericano y del Caribe de Planificación Económica y Social – ILPES, Serie 22 Gestión Pública, junio 2002, pag. 35.

¹²⁰ ACUNA, Julio, *"EDEGEL: La venta al desnudo"*, En: Revista Actualidad Económica, N° 169, CEPAL, noviembre-diciembre 1995. Citado por RUIZ CARO, Ariela, *"El proceso de privatizaciones en el Perú durante el periodo 1991-2002"*, Instituto Latinoamericano y del Caribe de Planificación Económica y Social – ILPES, Serie 22 Gestión Pública, junio 2002, pag. 35.

fue creciendo progresivamente, de esta manera entre 1994 y 1997 se privatizó 51 % de las empresas de generación y 55% de las empresas de distribución¹²¹. Este porcentaje se incrementó, pues en el 2004 las empresas privatizadas representaban 64 % de la capacidad de generación eléctrica y 79 % de las redes de distribución. A nivel nacional el coeficiente de electrificación nacional pasó de 58 % en 1993 a 76 % al 2003 y en Lima el coeficiente de electrificación era de 99,91%¹²².

Una vez consagrado a nivel constitucional el rol subsidiario del Estado en materia económica y un régimen de protección de bienes de dominio y uso público mediante la figura de la concesión para la prestación o la explotación de servicios públicos y obras públicas, se emitió el Decreto Legislativo N° 839 de fecha 19 de agosto 1996 intitulada “Ley de promoción de la inversión privada en obras publicas de infraestructura y de servicios públicos” destinado a institucionalizar el régimen de la concesión dentro del marco jurídico de la promoción de la inversión privada. Este dispositivo legal crea la Comisión de Promoción de Concesiones Privadas (PROMCEPRI) destinada a la promoción de la inversión privada en el ámbito de las obras públicas de infraestructura y de servicios públicos. Es pertinente remarcar que el sistema creado por el Decreto Legislativo N° 674 (COPRI) continua vigente y funcionando paralelamente en su campo de acción, es decir en materia de incentivo de la inversión privada en activos y empresas del Estado.

El Decreto Legislativo N° 839 y su reglamento Decreto Supremo N° 060-96-PCM establecieron las principales funciones del PROMCEPRI, es decir tener a su cargo de manera exclusiva los procedimientos de entrega de concesión de obras públicas, aprobar un Plan de Promoción de la Inversión Privada previo al inicio de la licitación o concurso y establecer un régimen especial para la suscripción de convenios de estabilidad jurídica cuyo plazo se extiende al de la concesión. Podemos remarcar que lo establecido tanto en el Decreto Legislativo N° 758 y el Decreto Legislativo N° 839

¹²¹ CAMPODONICO, Humberto, *óp. cit.*, pág. 26.

¹²² Citado por REY, Alonzo, *op.cit.*, pág. 145, Apoyo Comunicaciones, El Potencial de la Inversión Privada en el Perú, pág. 49.

regulan los procesos de promoción de inversión privada única y exclusivamente a nivel nacional, es decir a nivel del gobierno central, es por esto que en el año 2003 se estableció el marco normativo para la promoción de la inversión privada en sus tres niveles de gobierno: nacional, regional y local mediante la Ley N° 28059 “Ley marco de promoción de la inversión descentralizada”. En este dispositivo se establecen los contratos de participación de la inversión privada, tales como: la venta de activos, la concesión, la asociación en participación, el contrato de gerencia, el *joint-venture* y la especialización de servicios, cabe indicar que esta lista no es exhaustiva y que el contenido de cada contrato no tiene límites salvo los indicados en la Constitución o la ley.

La evolución de títulos habilitantes destinados a incentivar la inversión privada y su incidencia en el desarrollo del sector eléctrico

Después de una experiencia desastrosa en la gestión del servicio público de electricidad, el Estado tenía claro que no solo el recurso a las privatizaciones sería necesario sino que la transferencia de la gestión de servicios públicos o de infraestructuras a los agentes privados era imperativo. Es por esta razón que en el primer decenio de los años noventa y a inicios del 2000 se emitió una serie de dispositivos jurídicos que permitieron no solo vender los activos del Estado, sino que permitieron transferir la explotación de infraestructuras a la iniciativa privada en vistas a su mejoramiento y mantenimiento. En este contexto y continuando con la reglamentación establecida por el Decreto Legislativo N° 839 se emitió el Decreto Supremo N° 059-96-PCM mediante el cual se aprobó el Texto Único Ordenado (TUO) de las normas con rango de ley que regulan la entrega en concesión al sector privado las obras públicas de infraestructura y de servicios públicos.

El Decreto Supremo N° 059-96-PCM no solo establece que la promoción de la inversión privada se realiza bajo la modalidad de la concesión, sino que también precisa que las concesiones, licencias, autorizaciones, permisos, servidumbres, entre otros, se rigen por las disposiciones establecidas en

este mismo decreto. Por otro lado, el decreto supremo establece un régimen propio al proceso de otorgamiento de concesiones, las garantías para la inversión privada, su régimen tributario et tramite que deberá seguirse en el caso de proposiciones o iniciativas de la parte de personas jurídicas nacionales o extranjeras en materia obras públicas o de servicios públicos.

De la lectura del decreto supremo se puede identificar las características principales del contrato de concesión. En tanto que contrato de derecho público la concesión es suscrita entre el Estado y un agente privado, su objeto es de conferir al concesionario derechos y obligaciones vinculados a la construcción y/o operación de una obra pública de infraestructura determinada con la finalidad de brindar un servicio público. Si bien el concesionario utiliza su propio financiamiento, la concesión se otorga la posibilidad de aprovechar económicamente dichos bienes u otro tipo de contraprestación a su favor. Finalmente, cabe resaltar que la relación contractual es temporal y se al término del contrato los bienes de la concesión revienen al Estado.

Cabe relatar que la ni el Decreto Supremo N° 059-96-PCM, ni su reglamento aprobado mediante Decreto Supremo N° 060-96-PCM, hacen referencia al elemento “riesgo” ni mucho menos la transferencia total de riesgo al concesionario en la noción de concesión. Esta situación permite la existencia coherente de la categoría de concesión cofinanciada, en la cual se puede utilizar la figura jurídica de riesgo compartido y de distribución de riesgos, lo cual será formalmente reconocido en la ley de las APP Decreto Legislativo N° 1012. En este sentido, no existiendo dentro de la definición legal de concesión el elemento “riesgo del concesionario” se puede considerar que la transferencia a un agente privado de obligaciones y derechos vinculados a la construcción y operación de una obra pública destinada a un servicio público con un riesgo compartido es efectivamente una concesión. Podremos remarcar que en la legislación francesa el elemento riesgo es una de las características distintivas del contrato de concesión, y justamente uno de los elementos que lo distinguen del

contrato de *partenariat public-privé*, esta última figura jurídica constituye, en derecho francés, un contrato publico a parte entera.

No obstante lo dicho anteriormente, podemos identificar que el elemento “riesgo” se encuentra en la forma de retribución del concesionario, dentro de uno de los tipos de contrato de concesión. Este es el caso de las concesiones “auto-sostenibles” es decir que el concesionario podrá obtener recursos financieros suficientes para amortizar sus inversiones a partir de la explotación de los bienes de la concesión, además de obtener un margen de rentabilidad. A través de este tipo de remuneración el concesionario asume el riesgo de la explotación de las obras o el servicio concedido, ya que si el servicio no genera una plusvalía el concesionario no podrá amortizar sus inversiones ni mucho menos obtener un beneficio.

Por otro lado, tenemos a las concesiones cofinanciadas en la cual el concedente, el Estado, asume un rol activo mediante la asignación de recursos necesarios para la explotación de la infraestructura o el funcionamiento del servicio, concretamente el Estado garantiza al concesionario el pago de determinados montos que permitirán la ejecución del servicio, en este caso el Estado asume parcialmente el riesgo de la explotación. Este tipo de financiamiento tendría como objetivo de financiar ciertos proyectos cuya explotación no constituye económicamente atractivo a los posibles inversionistas, no obstante estos proyectos son importantes para el desarrollo social¹²³. Finalmente, le decreto supremo hace referencia a concesiones mixtas donde concurren más de una de las modalidades antes mencionadas.

Las modalidades de concesión que se puede distinguir a partir de la reglamentación aplicable al contrato de concesión son dos: La concesión BOT (Build-Operate-Transfert) siglas que se traducen en contratos de construcción, operación y transferencia, mediante el cual el agente privado construye y

¹²³ TUESTA MADUENO, Arturo y POLO CHIROQUE Roberto, “Apuntes en torno al régimen fiscal de las concesiones de obras publicas de infraestructura y de servicios públicos”, En: Derecho y Sociedad, n° 43, 2014, pag. 40.

financia un proyecto de infraestructura para luego remunerarse a partir del uso del servicio que los usuarios realizan, una vez que la concesión llega a su final la infraestructura se transfiere al Estado; y la concesión BOOT (Build-Own-Operate-Transfer) la cual consiste en que el agente privado construye una infraestructura determinada que tradicionalmente está ligado a una inversión realizada por el Estado, el agente privado es legalmente propietario de la infraestructura que opera y gestiona sin embargo al término de la concesión la infraestructura es transferida al Estado.

Del análisis del decreto supremo antes referido, se puede remarcar que se encuentran ciertas características, de lo que sería posteriormente formalizado por la ley, de la categoría jurídica de las asociaciones público privadas. Es a partir de este decreto supremo que se puede notar la voluntad del legislador de no solo trasladar la gestión de la actividad económica pública de interés general, sino que al mismo tiempo busca compartir la creatividad y la eficacia del sector privado sobre el sector público para una mejor realización de los cometidos públicos ligados a una actividad propia de servicio público o si es el caso en materia de infraestructura¹²⁴.

En complemento a los mecanismos utilizados por el Estado para lograr una promoción de la iniciativa privada, a finales del primer decenio del año 2000 se optó por afianzar y promover la colaboración del sector privado con respecto al desarrollo de infraestructura y gestión de servicios públicos¹²⁵. Es

¹²⁴ HUAPAYA, Ramón, *Diez Tesis sobre las Asociaciones Público – Privadas (APP) en nuestro régimen legal*, En: Revista de Derecho Administrativo, n° 13, 2013, pag. 19. Según este reconocido jurista con la implantación del régimen de las APP “estamos asistiendo a un tránsito desde el Estado Regulador, que impone reglas que subordinan al privado a cumplir con objetivos de comando y control hacia un esquema que busca asociar al privado con el Estado mediante contratos para la consecución de objetivos de interés público, fundamentalmente a un gobierno a través de contrato, o mejor dicho, a un Estado contractualizado para el cumplimiento de sus roles tradicionales”.

¹²⁵ Según REY, Alonso y MENDOZA, Ana Julia, *Privatizaciones y Concesiones. Por qué sí*. En: Derecho y Sociedad, No. 26. Lima. 2006. p. 149, “la entrega de las actividades desarrolladas por el Estado en materia de servicios públicos no fue eficaz ni productiva esto “determinó la entrega de las empresas públicas (EP) al sector privado. Lo que se buscó conseguir a través de las privatizaciones de la EP y lo que se busca conseguir a través de las concesiones, es justamente la “promoción de la inversión” privada, es decir, que sean los privados que asuman

en este contexto el Estado implantó una nueva categoría de participación de los agentes privados a través de Asociaciones Público Privadas (APP), el Decreto Legislativo N° 1012 de fecha 13 de mayo de 2008 el cual aprueba la ley marco de asociaciones público privadas para la generación de empleo productivo y dicta normas para la agilización de los procesos de promoción de la inversión privada.

La creación jurídica de esta nueva categoría de participación privada en la explotación de servicios públicos, nace de la problemática de ejecutar proyectos esenciales para la sociedad y su desarrollo, pero económicamente no rentables para el agente privado que los ejecuta. Es por esta razón que las APP, y especialmente las APP cofinanciadas, permiten que proyectos de largo plazo sean ejecutados por agentes privados con la finalidad de asegurar servicios públicos o de infraestructura pública con alta rentabilidad social y baja rentabilidad financiera, en el cual el equilibrio financiero supone un cofinanciamiento parcial o total del Estado¹²⁶.

La particularidad de las APP es que el riesgo derivado la realización de un proyecto es contractualmente distribuido entre las partes que firmaron el contrato. La distribución de riesgo se efectúa en función de quien se encuentre en mejor posibilidad de asumirlo a un menor costo. En este sentido las APP permiten proveer un bien o prestar un servicio a cambio de una contraprestación determinada, ya sea la cesión de un derecho o el pago regular de un monto determinado. La diferencia entre las APP y las privatizaciones en la cual el Estado transfiere los activos o instalaciones existentes a sector privado, es que el Estado es el promotor del proyecto y el

no solo es riesgo de las actividades económicas, sino que ellos inviertan en la implementación, mejoramiento y mantenimiento de infraestructura esencial para el desarrollo del país”.

¹²⁶ PROINVERSION (Agencia de Promoción de la Inversión Privada), Las Asociaciones Públicos Privadas en el Perú, Documento de trabajo N° 4, Lima 2005, pag. 3.

que establece los resultados que deben ser alcanzados, dejando en manos de los inversionistas privados la definición de los medios a través de los cuales hacerlos¹²⁷.

Según la legislación y la doctrina, las APP son una categoría de compromiso de colaboración pública privada que tiene como objeto la ejecución de proyectos de dos tipos en cuanto a su financiamiento: cofinanciadas y autofinanciadas. De esta manera se considera que, en derecho peruano, el contrato de APP no es una categoría jurídica independiente, sino que se considera como una modalidad de financiamiento de proyectos de infraestructura ligada a servicios públicos¹²⁸. En este sentido el contrato de APP puede tomar cualquier forma contractual y no reviste solamente la forma de concesión, *“actualmente prácticamente la totalidad de APP constituidas son concesiones, como excepción se puede citar las APP para la operación de establecimientos de ESSALUD, prestación de servicios de bloqueo e inhibición de señales radioeléctricas en los establecimientos penitenciarios”*¹²⁹.

Buscando unificar y consolidar el marco de promoción de la iniciativa privada, el Poder Ejecutivo aprobó el Decreto Legislativo N° 1224 con la finalidad, al mismo tiempo, de promover, fomentar y agilizar la inversión privada. A través de este instrumento legal se buscó unificar los dispositivos aplicable al a la promoción de la inversión privada mediante APP en un solo texto normativo, en consecuencia se derogó el Decreto Legislativo 1012 y el Decreto Supremo 059-96-PCM excepto el primer y segundo párrafo de los artículos 19 y 22 sobre el plazo de los convenios de estabilidad jurídica en los contratos de concesión y la transferencia de bienes al término de la concesión. El

¹²⁷ FELICES, Enrique, *Asociaciones público-privadas para el financiamiento de infraestructura: El nuevo rostro del Project Finance*, En: THEMIS, No. 50. Lima. 2005. p. 142.

¹²⁸ El artículo 1 del Reglamento del Decreto Legislativo N° 1012 promulgado mediante Decreto Supremo N° 127-2014-EF indica en el segundo párrafo que *“Las modalidades de Asociaciones Público Privadas incluyen todos aquellos contratos en los que se propicia la participación activa del sector privado, tales como la concesión, asociación en participación, contratos de gerencia, contratos de riesgo compartido, contratos de especialización, así como cualquier otra modalidad contractual permitida por ley”*.

¹²⁹ PAZ SIME, Miguel Ángel, *El “Cofinanciamiento” de las APP: Concepto, Naturaleza, Evolución y Experiencias*, En: *Derecho y Sociedad*, 2017, pag. 347.

decreto legislativo consolida y actualiza las disposiciones derogadas, de esta manera su reglamento aprobado mediante Decreto Supremo N° 410-2015-EF indica en su artículo 11.4 que *“las modalidades de APP incluyen todos aquellos contratos en los que se propicia la participación activa del sector privado y se transfiere riesgos; además en los que la titularidad de la infraestructura pública, según sea el caso se mantiene, revierte o trasciende al Estado. De manera enunciativa puede ser la concesión, operación y mantenimiento de gestión, así como cualquier otra modalidad contractual”*.

De la lectura del texto antes citado, se puede remarcar que las modalidades de las APP incluyen los contratos en los que se encuentren las características propias del contrato de concesión, características que la doctrina a desarrollado y que se consideran como inherentes al contrato de concesión con el finalidad de distinguirla a otros contratos públicos, los elementos riesgo y transferencia nos indican que nos encontramos ante un contrato de concesión, sin embargo como se mencionó anteriormente, el contrato de concesión y la APP son dos categorías que se fusionan con la finalidad de promover la inversión privada. Si bien es cierto, esta forma contractual es contraria a la doctrina y a la legislación europea en materia de contratos públicos, donde cada categoría o tipo contractual es diferenciado e independiente, es importante resaltar que cada legislación se amolda o adapta a la realidad en la cual ella se aplica y desarrolla, es por este motivo que la combinación entre el contrato de concesión y la APP puede considerarse como una forma novedosa dentro de la legislación publicista de contratos públicos.

En lo que se refiere a los tipos de APP, se mencionó se pueden identificar a las APP cofinanciadas, según el artículo 13 del Decreto Legislativo N° 1224, estas requieren un *“cofinanciamiento o el otorgamiento o contratación de garantías financieras o garantías no financieras que tienen*

*probabilidad significativa de demandar cofinanciamiento*¹³⁰. Por otro lado, encontramos las APP autofinanciadas, estas constituyen los proyectos donde existe una mínima o inexistente garantía financiada por el Estado, o en el caso que existan garantías no financieras, estas tienen una exigua probabilidad o nula probabilidad de hacer uso de recursos públicos. Se puede remarcar que la diferencia entre la APP cofinanciada y la APP autofinanciada no se determina por el hecho de que el Estado asuma de manera total o no la inversión, sino por la probabilidad de que él llegue a asumirla¹³¹. Esta situación puede llevarnos a dudar de la utilidad de distinguir estos dos tipos de APP ya que de una manera u otra el Estado interviene y en todas se involucrará con garantías, recursos o compromisos contractuales¹³².

Lo cierto es que ambos tipos de APP (cofinanciada y autofinanciada) están esencialmente ligados a las nociones de compromisos firmes y compromisos contingentes, el glosario del Reglamento del Decreto Legislativo N° 1224 establece que los compromisos contingentes son las potenciales obligaciones de pago del Estado en favor de su contraparte contractual, por ejemplo las garantías; mientras que los compromisos firmes constituyen las obligaciones de pago de importes específicos o cuantificables del Estado a favor de su contraparte contractual, lo que se conoce como cofinanciamiento propiamente dicho¹³³.

Dentro de la categoría de APP se puede encontrar diferentes tipos de contratos dependiendo del tipo de actividad a cargo del inversionista privado. Por ejemplo, podemos mencionar los contratos siguientes: Diseño, construcción, financiamiento y transferencia (DBFT); Construcción, operación, transferencia (BOT); Construcción, operación y propiedad (BOO); Construcción, propiedad, operación

¹³⁰ Decreto Legislativo N° 1224 de fecha 25 setiembre del 2015 relativo al Marco de promoción de la inversión privada mediante asociaciones público privadas y proyectos en activos.

¹³¹ PAZ SIME, Miguel Ángel, *Op. cit.*, pag. 354.

¹³² HUAPAYA, Ramon, *Op. cit.*, pag. 22.

¹³³ Decreto Legislativo N° 1224 del Marco de promoción de la inversión privada mediante asociaciones público privadas y proyectos en activos, 25 setiembre 2015, artículo 27.

y transferencia (BOOT); Diseño, construcción, financiamiento y operación (DBFO). Los primeros proyectos en los que se utilizaron estos mecanismos contractuales fueron en los sectores de generación y transmisión de redes de transmisión de electricidad¹³⁴.

Una de las primeras experiencias de las APP en el sector eléctrico fue el Proyecto Olmos en la cual se otorgó una concesión para la construcción, operación y mantenimiento de las obras de trasvase de un complejo hidroenergético, con una capacidad de generación de 850 GWh. Este proyecto incluye tres fases, una primera de trasvase, una segunda de generación hidroeléctrica, y tercera de conducción y distribución de agua de riego. El Proyecto Olmos fue el primer proyecto realizado mediante el modelo de APP, la concesión fue otorgada por el Estado quien actuó a través del Gobierno Regional de Lambayeque, por un periodo de 20 años, renovable hasta un máximo 60 años, bajo la modalidad de BOT (Build-Operate-Transfert) con un cofinanciamiento entre el Estado y el concesionario.

Este contrato de concesión comporta un cofinanciamiento, por la primera parte del proyecto, de US\$ 185 millones de inversión, de los cuales US\$ 77 millones son a cargo del Estado mediante un aporte financiero no reintegrable, el cual sería financiado a través de un préstamo otorgado por la Corporación Andina de Fomento. La diferencia de la inversión estaría a cargo del concesionario¹³⁵. Otra forma contractual dentro de la categoría de APP, es la figura de la concesión tipo BOOT (Build-Operate-Own-Transfert) la cual fue utilizada para el desarrollo de las redes de transmisión eléctrica mayores a 138 KV, este tipo de contrato permite al agente económico privado de construir una infraestructura a cambio de recuperar su inversión en el plazo de treinta años, una vez que el contrato llega a su término la infraestructura es transferida a favor del Estado, los proyectos realizados, destinados a desarrollar las redes eléctricas, serán citados posteriormente.

¹³⁴ Ibidem, pag. 141.

¹³⁵ FELICES, Enrique, *Op. cit.*, pag. 150.

El régimen particular de la concesión eléctrica como mecanismo de desarrollo del sector eléctrico

La Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) no solo modificó la estructura del sector eléctrico, sino que también estableció nuevos mecanismos para la promoción de las inversiones y la libre competencia en el sector eléctrico, entre estos mecanismos se encuentra en un lugar central el contrato de concesión eléctrica. Esta figura jurídica es utilizada para la explotación de las actividades de generación, transmisión y distribución por parte de los agentes privados. Si bien no existe una calificación legal de esta categoría jurídica como contrato administrativo ésta es considerada como tal a partir de la lectura que se puede hacer del contenido del contrato¹³⁶. Es pertinente precisar que la reforma e in fine la concepción de la LCE fue elaborada solamente por ingenieros razón por la cual muchos aspectos legales no fueron trabajados por ejemplo la no temporalidad de los contratos de concesión¹³⁷.

Sobre el tema de la temporalidad dentro del contrato de concesión, se puede remarcar que una de las características propias del contrato de concesión eléctrica, y específicamente de la concesión definitiva, es la inexistencia de un plazo dentro del cual los derechos adquiridos a través de la concesión se ejercen. Se puede considerar que este elemento es característico del sector eléctrico contrariamente a lo señalado por la jurisprudencia del Tribunal Constitucional quien definiendo la concesión indica que mediante este instrumento *“implica la entrega, solo en ejercicio temporal, de determinadas funciones del Estado, estableciéndose una relación jurídica pública subordinada al interés público, y no de carácter sinalagmático”*¹³⁸.

¹³⁶ SALVATIERRA, Rolando, *Los contratos de concesión en el sector eléctrico*, En: Revista de Derecho Administrativo, N° 7, Lima, 2009, pág. 321.

¹³⁷ SALVATIERRA, Rolando, *óp. cit.*, Lima, 2012, pág. 225.

¹³⁸ Tribunal Constitucional, sentencia de fecha 18 de agosto de 2008, EXP. N° 05503-2007-PA/TC.

Es necesario precisar que las disposiciones de la LCE implantan un régimen específico para el sector electricidad, ya que ella no obedece a las reglas ni al procedimiento establecido por el procedimiento general de concesiones de servicios públicos regulado por el Decreto Supremo N° 059-96-PCM y actualmente el Decreto Legislativo N° 1224, por ejemplo la concesión eléctrica es obtenida mediante una solicitud de parte del interesado la cual da inicio al procedimiento de concesión y no existe un procedimiento de licitación o concurso, salvo el caso en que la ley lo prescriba (conurrencia sobre una misma área de concesión) o que PROINVERSION esté a cargo de un proceso de promoción de la inversión privada. Esta evolución será presentada posteriormente a efectos de comprender como el sistema de títulos habilitantes fue enriquecido mediante los diferentes dispositivos emitidos por el legislador.

La LCE establece un primer tipo de concesiones llamadas temporales las cuales permiten a las empresas interesadas realizar estudios de factibilidad durante un periodo de dos años. Este tipo de concesión es otorgada por Resolución Ministerial y puede ser otorgada al mismo tiempo a varias empresas interesadas en realizar actividades ligadas al sector eléctrico. Un segundo tipo de concesiones es la llamada definitiva la cual se utiliza en todas las actividades eléctricas y es otorgada mediante Resolución Suprema, ella es otorgada en el sector de producción cuando se genere más de 500 Kw; en el sector de transmisión cuando sea necesario establecer servidumbres o la ocupación del dominio público; y en el sector de distribución cuando la electricidad suministrada exceda 500 KW.

1. Desarrollo del sector de generación

El desarrollo del sector de generación eléctrica se hizo posible principalmente a través de dos categorías jurídicas, por un lado, se estableció un régimen de concesiones para los proyectos de gran envergadura y, por otro lado, se implantó un régimen de autorizaciones de generación eléctrica.

Concesión de generación eléctrica

Con respecto al sector de generación eléctrico, las concesiones sea temporal o definitiva son otorgadas por el Ministerio de Energía y Minas mediante resolución suprema, salvo en el caso de centrales instaladas que utilicen recursos hidráulicos o recursos energéticos renovables con una potencia instalada superior a 500 KW y menores a 10 MW, en estos casos si es necesaria una concesión definitiva, ella es aprobada mediante por el gobierno regional correspondiente¹³⁹. Dada la importancia de la cantidad de energía producida y de la utilización de recursos naturales utilizados para producirla, principalmente los recursos hídricos, el Estado establece una regulación para su utilización y explotación con la finalidad de satisfacer la demanda en energía. Por otro lado, la LCE establece un procedimiento determinado para adjudicar la concesión así como las condiciones y requisitos que el concesionario está obligado a respetar desde la fase de construcción hasta la liquidación o cierre de la instalación.

Si bien es cierto que la LCE establece que la iniciativa privada tiene la prioridad para el desarrollo de proyectos hidroeléctricos, ella subraya la importancia de celebrar un contrato de concesión entre el inversionista y el Estado. En el contrato de concesión se establecen las obligaciones y derechos de cada parte así como el cronograma y plazos para la realización de las obras previstas en la concesión y la puesta en servicio. La sanción al incumplimiento con estas obligaciones tiene como consecuencia la caducidad de la concesión, con respecto a este punto la principal crítica que se formula es que mediante diversas medidas administrativas, legales o judiciales, la mayor parte de proyectos se encuentran en incumplimiento de plazos y se ven obligadas a solicitar prorrogas de plazos sin ser declarados caducos, lo cual tiene como consecuencia un efecto negativo para las empresas interesadas en desarrollar proyectos de generación de electricidad.

¹³⁹ Artículo 1 del Decreto Supremo N° 056-2009-EM – Disponen adecuar competencias de los Gobiernos Regionales para el otorgamiento de concesiones definitivas de generación con recursos energéticos renovables.

Autorización de generación eléctrica

El régimen de autorizaciones tal como lo establece la Ley de Concesiones Eléctricas, se refiere al desarrollo de proyectos y actividades de producción de electricidad de origen térmico, es decir la transformación de energía primaria en mecánica, en la que se utilizan combustibles fósiles como el carbón, gas o petróleo. Las autorizaciones son otorgadas por el Ministerio de Energía y Minas salvo en el caso de las centrales de generación con una potencia instalada superior a 500 KW y menor de 10 MW, en tal caso la autoridad competente es el gobierno regional, el plazo para la toma de una decisión por parte de la Administración es de treinta días a partir de la presentación de la solicitud.

Dentro de solicitud se debe identificar al propietario, una declaración jurada de cumplimiento de las normas técnicas y de conservación del medio ambiente y el patrimonio cultural de la nación, datos técnicos, ubicación de las instalaciones e información complementaria con fines estadísticos. En la solicitud se debe incluir un estudio de impacto ambiental en el caso de centrales térmicas cuya potencia instalada sea superior a 10 MW.

Es necesario precisar que en lo que respecta el procedimiento para obtener una concesión o una autorización no son dos regímenes completamente independientes y bien separados. En este sentido, la precisión debe ser hecha sobre el procedimiento de las concesiones destinadas a fomentar la inversión de generación a través de fuentes consideradas como energías renovables, las energías de origen hidráulico hasta 20 MW, eólicas, biomasa, solar, en estos casos el artículo 38 de la Ley de Concesiones Eléctricas establece que el procedimiento que debe seguirse es el de las autorizaciones. En este sentido, por este tipo de centrales de generación eléctrica la concesión será otorgada mediante una Resolución Ministerial siguiendo el procedimiento para obtener una autorización.

El régimen de concesiones y autorizaciones establecido por la Ley de Concesiones Eléctricas establece claramente límites en cuanto a la potencia instalada para optar de uno de estos dos tipos de títulos habilitantes. Ya sea la concesión para el caso de de centrales de generación hidráulica o geotérmica con una potencia superior a 500 KW o centrales que utilicen como fuente energías renovables (hasta 20 MW en el caso de las hidroeléctricas), ya sea una autorización en caso de centrales de generación térmicas con una potencia superior de 500 KW.

En lo que respecta les actividades de generación, y en general para las demás actividades ya sea transmisión o distribución, que no alcancen los límites establecido anteriormente, el artículo 7 de la Ley de Concesiones Eléctricas señala que en estos casos, estas actividades *“podrán se efectuadas libremente cumpliendo las normas técnicas y disposiciones de conservación del medio ambiente y del Patrimonio Cultural de la Nación”,* en esto casos *“El titular deberá informar obligatoriamente al Ministerio de Energía y Minas el inicio de la operación y las características técnicas de las obras e instalaciones”*.

No obstante la implantación de estos mecanismos para incentivar la participación de los agentes privados en el sector de la producción de electricidad, al año 2004 el crecimiento de centrales eléctricas no fue el esperado, después de 12 años de la entrada en vigencia de la LCE solo se construyeron tres centrales hidroeléctricas de mediana importancia y se implementaron nueve centrales termoeléctricas con una capacidad considerable gracias a la explotación de yacimientos de gas. En este año 2004 se constató que la actividad de producción de electricidad desarrollada por los agentes privados era de 55 % y en consecuencia 45 % en poder del Estado¹⁴⁰.

Aunado al débil crecimiento del sector de producción, en 2004 se produjo un fuerte sequia en todo el país lo que provocó una crisis de abastecimiento eléctrico, al mismo tiempo el precio de los

¹⁴⁰ MANAYALLE, Alejandro, *Desregulación de tarifas en el mercado de generación eléctrica en el Perú*, En: Revista de Derecho Administrativo, N° 14, 2014, pág. 441.

combustibles se incrementó lo que provocó que los costos marginales de producción cuadruplicaran la tarifa regulada en el mercado mayorista destinado a las distribuidoras que suministraban electricidad a los clientes regulados. Esta situación tuvo como consecuencia que las plantas de producción de electricidad se negasen a celebrar contratos de suministro con las distribuidoras debido a que la tarifa fijada era considerablemente menor al costo real de producción.

La solución propuesta por el gobierno fue de permitir a las distribuidoras obtener electricidad sin respaldo contractual bajo la condición de que las pérdidas de las empresas productoras estarían a cargo del Estado. De esta manera la Ley N° 28832 ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, estableció un sistema de licitaciones en la que los distribuidores para satisfacer la demanda negocian con los productores quienes proponen un suministro a un precio competitivo. Esta medida si bien tuvo como objetivo de solucionar una falencia estructural del sector de producción, no fue del todo eficaz pues los precios que se pudieron negociar siempre tenían un límite fijado por OSINERGMIN.

La capacidad total de producción en el mercado eléctrico pudo desarrollarse no obstante estos problemas, en 1993 se producía un total de 2 172 Mw y pasó a 6 746 Mw a finales del 2011, es decir que la capacidad de producción se triplicó en aproximadamente 20 años de la entrada en vigencia de la LCE.

2. Desarrollo del sector de transmisión

Con el objetivo de ampliar y desarrollar la infraestructura del sector eléctrico y especialmente el sector de transmisión, se estableció la posibilidad de permitir una participación esencialmente privada en los nuevos proyectos de infraestructura, es decir la empresa declarada concesionaria después de un proceso de licitación pública internacional, tiene a su cargo la construcción de las redes, tiene el derecho de operarlas durante un periodo de treinta años (y recuperar su inversión

durante este periodo) y luego transferirlas al Estado. Este tipo de concesiones, llamada BOOT, se utilizó para exclusivamente para la construcción de las nuevas redes de transmisión eléctrica de una potencia mayor a 138 Kv.

Es necesario precisar que la concesión llamada BOOT se utilizó para satisfacer la necesidad de construcción de nuevas líneas de transmisión y no se aplica a la mejora de proyectos eléctricos ya existentes. Por otro lado este tipo de concesión no permite por sí sola la explotación del servicio público de electricidad, ya que ella otorga solamente el derecho de construir y operar la infraestructura, para desarrollar el servicio público de transmisión era necesario que la empresa concesionaria firme un contrato de concesión definitiva de transmisión. Finalmente, este tipo de concesiones permitió la construcción de las líneas de transmisión de 220Kv Mantaro Socabaya, las líneas Oroya Carhuamayo Paragsha, y la derivación Antamina y Aguaytia Pucallpa.

La figura jurídica de la concesión se utilizó de manera particular en el sector de la transmisión, además de utilizar la concesión como un mecanismo para desarrollar la infraestructura de las redes de transmisión se busco también transferir la gestión de las redes a los agentes privados. Es el caso del Sistema de Transmisión Eléctrica Nacional, el cual estaba gestionado y administrado por las empresas públicas ETECEN y ETESUR las cuales acumulaban en conjunto el 70% de las redes del Sistema Interconectado Nacional (SEIN). La concesión se estableció con el fin de transferir la gestión y operación de las empresas públicas antes citadas por un periodo de treinta años a cambio de un pago de un ingreso mínimo anual (Renta Anual Garantizada) en favor de la empresa Red de Energía del Perú empresa subsidiaria de Interconexión Eléctrica de Colombia.

Con la construcción de la Central Hidroeléctrica Santiago Antúnez de Mayolo, las líneas de transmisión que se construyeron permitieron conectar los sistemas eléctrico de Lima y el sistema Centro. Posteriormente, con la construcción de las líneas de transmisión de 372 Km entre las

ciudades de Lima y Chimbote se formó el Sistema Interconectado Centro Norte (SICN), este sistema permitió la interconexión de tres sistemas antes independientes, el sistema Lima-Mantaro, el sistema Cañón del Pato (que conectaba las ciudades de Huaraz Chimbote y Trujillo) y al sistema Cahua-Paramonga.

Además, el resto del territorio nacional se encontraba cubierto por otros sistemas, el Sistema Interconectado Sur Este el cual conectaba las ciudades de Cusco, Puno y Apurímac; por otro lado la parte sur oeste del país estaba cubierto por el Sistema Interconectado Sur Oeste el cual conectaba las ciudades de Arequipa, Moquegua y Tacna. En 1997 le llevó a cabo la construcción de la línea de transmisión Tintaya-Socabaya la cual permitió la interconexión del SISE y el SISO lo cual dio resultado al Sistema Interconectado del Sur (SISUR).

Debido al constante crecimiento económico y de la expansión de la actividad minera era imperativo interconectar el SICN y el SISUR, es por esto que en 1998 el Ministerio de Economía y Minas otorgó la ejecución del proyecto de interconexión al Consorcio TransMantaro S.A. en calidad de concesionario, esta concesión se llevo a cabo a través de la modalidad BOOT, bajo las condiciones de concepción, construcción y operación de las redes de transmisión por un periodo de 30 años para después pasar a propiedad del Estado.

El 8 de octubre del 2000 se inicio el funcionamiento de la línea Mantaro Socabaya de 220 Kv, a partir de esta fecha el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) comenzó sus operaciones. Otra fecha importante para el SEIN, fueron en un primer momento el año 2012 en el cual se puso en operación la primera línea de 500 Kv llamada Zapallal-Trujillo de 531 Km, en un segundo momento en el año 2015 cuando la empresa Abengoa Transmisión amplió la capacidad del SEIN a través de la conexión de la línea Ocoña-San José-Montalvo de 500 Kv de 225 Km. Con la unificación de la redes de transmisión, el panorama existente en el sector eléctrico que configurado de la siguiente manera: el

SEIN que agrupa las empresas generadoras, transmisoras y distribución; el Sistema Aislado Mayor, que no tiene conexión con las redes de transmisión del SEIN y en el cual existe todavía una integración vertical de las actividades eléctricas; y los Pequeños Sistemas Aislados en los cuales también existe un monopolio vertical y que están presentes en las zonas rurales.

Uno de los problemas recurrentes que se constató en el SEIN era la congestión de los sistemas de transmisión, es decir que las capacidades de transmisión de las redes se veían desbordadas por la cantidad de energía que se necesitaba transmitir. Esta situación creaba una insatisfacción y por consiguiente un desabastecimiento de la demanda de electricidad, era claro que el sistema de redes estaba limitado por su estructura. En respuesta a esta problemática la Ley N° 28832 sobre la Promoción de la Generación Eficiente creó dos nuevos sistemas de transmisión eléctrica y estableció dos tipos de concesión correspondientemente:

Por un lado, las instalaciones que conforman el Sistema Garantizado de Transmisión presentes en el Plan de Transmisión son otorgadas en concesión por PROINVERSION después de un proceso de licitación pública suscrito por el Ministerio de Energía y Minas. El objeto de la concesión es la construcción y operación de nuevas líneas de transmisión con la finalidad de la demanda de electricidad, y no para mejorar o reforzar proyectos eléctricos ya existentes. Cabe resaltar que este tipo de concesión no otorga el derecho de desarrollar el servicio público de transmisión, además se establece un régimen de calidad de servicio y un compromiso de inversión lo que incluye un cronograma de ejecución de obras y de aplicación de penalidades en caso de no cumplimiento¹⁴¹.

Por otro lado, las instalaciones que conforman el Sistema Complementario de Transmisión son aquellas que son resultado de la iniciativa de los agentes interesados además de aquellas que no

¹⁴¹ Las líneas de transmisión concesionadas bajo esta modalidad son la línea que conecta las ciudades de Carhuamayo, Parqsha, Conococha, Huallanca, Cajamarca, Cerro Corona y Carhuaquero (220 Kv); la línea Mantaro, Caraveli y Montalvo (220/250 Kv); la línea Chilca, La Planicie y Zapallal (220/250 Kv); línea Machupic, Chu y Cotaruse (220 Kv).

están incluidas en el Plan de Transmisión. En un principio, la construcción de estas instalaciones no tenía un soporte contractual, sin embargo el Decreto Supremo N° 010-2009-EM estableció un nuevo tipo de concesión para este sistema complementario. El contrato establece un compromiso de construcción, régimen tarifario y finalmente devolución al Estado al término del contrato.

En lo que se refiere a la electrificación rural la Ley N° 28749 de Electrificación Rural estableció un tipo de concesión el cual tiene un procedimiento que se basa en los principios de simplicidad, eficacia y celeridad realizada por PROINVERSION. Por otro lado se establece en favor del concesionario convenios de estabilidad jurídica, subsidios y una exclusividad en el área geográfica materia de concesión.

Las líneas de transmisión se incrementaron notablemente gracias a estos instrumentos legales, solamente en lo que se refiere a las redes de transmisión de una capacidad de 220 Kv, en 1995 las redes tenían una longitud de 3130 km, a finales del año 2011 las redes tenían una longitud de 9785 km, es decir un incremento de 3,1 veces.

3. Desarrollo del sector de distribución

Las redes de distribución están gestionadas bajo la forma de monopolio legal y de la misma manera que como las redes de transmisión, estas reposan sobre un monopolio natural. Según lo dispuesto por el artículo 30 de la LCE Las empresas de distribución benefician de la exclusividad en el ejercicio de sus actividades dentro de su área de concesión, de esta manera a cada empresa de distribución se le asigna una zona de concesión la cual es definida por bandas de 100 metros desde las instalaciones existentes, dentro de este perímetro la distribuidora no solo tiene la exclusividad sino que también la obligación de prestar el servicio de distribución eléctrica.

Es importante resaltar que el texto original de la LCE establecía solamente la posibilidad para la distribuidora de ampliar su zona de concesión, sin embargo con respecto al procedimiento a seguir

solo se indicaba que debería informar previamente al Ministerio de Energía y Minas. Con la modificación aportada por la Ley N° 29178 al artículo 30, si bien se desarrolló con mucho más detalle el procedimiento de ampliación y garantías necesarias para realizar las obras, el procedimiento deberá siempre ser iniciado de parte, como se puede apreciar no se estableció ningún incentivo en beneficio de las distribuidoras para ampliar su zona de concesión, más aun si esta ampliación podría ser en favor de zonas desfavorecidas o rurales.

Sobre la reforma de sector de distribución eléctrica, el Libro Blanco propone la modificación del ejercicio de la actividad de distribución delimitada no por banda alrededor de la red eléctrica existente sino por áreas geográficas, mediante este mecanismo *“los futuros usuarios del sistema eléctrico serán asignados a una concesionaria que administrará, operará y mantendrá las instalaciones transferidas por los ejecutores de proyectos de electrificación rural en su zona de concesión”*¹⁴². Por otro lado las concesionarias estarán obligadas a presentar planes para suministrar electricidad a los nuevos usuarios dentro de su zona de concesión ampliando así la frontera eléctrica. De esta manera lo que el Libro Blanco propone es que las concesionarias se involucren en la ampliación de la frontera mejorando eléctrica haciéndose cargo de una zona geográfica y de todos los usuarios (conectados o no) y proponiendo planes de electrificación correspondientes.

La proposición del Libro Blanco fue acogida por la modificación de la LCE introducida por el Decreto Legislativo N° 1221, el cual tuvo como objetivo ampliar la cobertura del servicio eléctrico creando las Zonas de Responsabilidad Técnica, estas zonas comprenden áreas definidas geográficamente en las cuales las empresas distribuidoras tendrán la preferencia para realizar inversiones de ampliaciones de la red. Esta medida se implantó con el objetivo de permitir un acceso al servicio público de

¹⁴² Libro Blanco del Marco Regulatorio de la Distribución Eléctrica en el Perú, OSINERGMIN, Mercados Energéticos Consultores, Universidad de Comillas, Lima, 2009, pág. 28.

electricidad a todos los habitantes de cada zona geográfica, los cuales serán tomados en cuenta por las distribuidoras para realizar sus planes de electrificación.

Resultado del proceso de privatización en el sector eléctrico después de su reforma

Si bien la LCE no prohibió la participación activa del Estado en la economía y en particular en el sector eléctrico, sector ampliamente dominado por la presencia del Estado, la mayor parte de empresas estatales, ELECTROPERU y sus filiales, presentes en este sector se privatizaron. Con respecto a las empresas de generación, se privatizaron EDEGEL, EGENOR, ETEVENSA, EEPSA y Cahua. No se privatizaron las centrales de generación del complejo Mantaro las cuales todavía siguen bajo la gestión de ELECTROPERU ni las centrales de la parte sur del país EGASA en el departamento de Arequipa, EGESUR departamento de Tacna ni San Gabán en Puno.

La capacidad de generación destinada al mercado eléctrico que se registraba en 1993 era de 2 172 MW, en el 2005 se registraba 6 200 MW y en el 2015 una capacidad instalada de generación a nivel nacional de 12 251 MW. En ese mismo año, 2015, la distribución de la producción de electricidad por el tipo de central era el siguiente: 63 % de origen térmico, 34 % de origen hidráulico y 3 % de origen solar y eólico¹⁴³. El crecimiento de la producción eléctrica tuvo una tasa media anual de 6,5 % en los últimos diez años, es importante remarcar que las centrales térmicas presentaron un crecimiento promedio anual de 12 % en razón a la explotación del gas natural de Camisea a comienzos del 2004.

Con respecto a la producción nacional de electricidad en 1995 se registraba una producción total de 16 880 Gwh mientras que en 2015 la producción alcanzada fue de 48 278 Gwh, el crecimiento tuvo una tasa de 5,4 % anual, dentro de la producción de electricidad se puede hacer la distinción entre la producción dirigida para el mercado eléctrico la cual representaba en 2015 45 711 Gwh (en 1995 esta

¹⁴³ Ministerio de Energía y Minas, Evolución de indicadores del sector eléctrico 1995-2015, pág. 1.

producción era de 13 106 Gwh) mientras que la autoproducción es de 2 559 Gwh (en 1995 la autoproducción era de 3 774 Gwh). Respecto a la distribución de la producción de electricidad con respecto a todas las centrales a nivel nacional se constata que 95 % es realizada por el SEIN mientras que la producción de los sistemas aislados es solamente de 1 %¹⁴⁴.

Las redes de transmisión en un inicio no fueron privatizadas sino que se crearon dos empresas estatales que se encargaron de la gestión de las redes, estas fueron ETECEN y ETESUR, mientras se preparaba la entrega en concesión por un periodo de 30 años, finalmente la concesión fue otorgada en favor de la empresa Red de Energía del Perú (REP) subsidiaria de la empresa Interconexión Eléctrica de Colombia (ISA). EN lo que concierne las líneas de transmisión, estas tenían una longitud de 3 130 km en el año 1995 la distancia de cobertura se incrementó a 8 665 km en el 2015 con respecto a las líneas de 220 Kv. En lo que se refiere a las líneas de 500 Kv en el 2011 se puso en servicio el primer tramo de 90 km, en el 2015 esta tipo de líneas tenía una longitud de 1 838 km.

En lo que se refiere a las distribuidoras, se privatizaron las que se encontraban en el departamento de Lima, EDELNOR, EDELSUR (actualmente Luz del Sur), Electro Sur Medio (actualmente ELECTRODUNAS) y las distribuidoras de Cañete y Chancay, las cuales pasaron a formar parte de EDELNOR y Luz del Sur. El consumo nacional de electricidad registrado en 2015 fue de 42 225,7 Gw/h (incluyendo las ventas a los clientes finales y la generación de uso propio), el crecimiento anual fue de 7 %. La estructura del consumo de clientes finales está dividida en 46 % de electricidad de distribución en el mercado libre y el 54 % en el mercado regulado, las tasas de crecimiento promedio anual de ambos mercados en los últimos diez años es de 7 %.

Con respecto a las inversiones que se realizaron en el sector eléctrico, en el 2015 se registraron 2 593 millones de dólares, de los cuales 91,2 % corresponden a inversiones de empresas privadas y 4,1 % a

¹⁴⁴ OSINERGMIN, *óp. cit.*, pág. 238.

inversiones de empresas públicas, en comparación con el año 1995 las inversiones en el sector eléctrico aumentaron de 779 %. Se puede decir que el proceso de privatización significó la disminución progresiva de la participación de las empresas públicas, el cual paso de 52,2 % en 1995 a 4,7 % en el 2015, mientras que la participación privada se ha incrementado desde 22,4 % en 1995 a 91,2 % en 2015. Del detalle de las inversiones realizadas en cada sector, se presenta que las inversiones fueron mayoritariamente hechas en el sector de generación el cual fue en 2015 de 71,4 % del total de inversiones, con respecto al sector de transmisión se realizaron 14,2 % y en el sector de distribución 14,4 % del total de inversiones realizadas.

La potencia de las centrales de generación se incremento de manera inversa con respecto al tipo de central, si en un primer momento la potencia instalada de las hidroeléctricas era superior a las centrales térmicas esta situación cambió con la explotación del gas natural de Camisea. Entre 1995 a 2015 las centrales hidroeléctricas tuvieron un crecimiento de 67 % mientras la capacidad de las centrales térmicas tuvo un crecimiento de 289 %. El inicio de las operaciones del proyecto de Camisea y la instalación del ducto principal de transporte en la parte central del país tuvo como efecto la implantación de las nuevas centrales de generación. En 2015 las regiones ubicadas en el centro del país concentraban el 65 % (6 982 Mw) de la capacidad instalada en el mercado eléctrico, la región sur concentraba el 22 % (2 169 Mw) y el finalmente la zona norte concentraba solamente 11 % (1 203 Mw) de la capacidad instalada. Es importante resaltar que esta distribución de la capacidad instalada no ha cambiado desde 1995 incluso la capacidad de la zona central ha aumentado en 2 % mientras que la capacidad de las zonas norte y sur ha disminuido.

Finalmente, el margen de reserva efectivo porcentaje que se determina a partir de la potencia efectiva que excede a la máxima demanda, esta reserva es un indicador del nivel de seguridad de la continuidad de las operaciones del sistema eléctrico, concretamente es un respaldo ante posible contingencia o condiciones adversas en el sistema eléctrico y la posibilidad de poder continuar su

funcionamiento con el fin de satisfacer la demanda de electricidad. El margen de reserva a sufrido diversas modificaciones en el periodo 1995 a 2015, en 1995 se registraba un valor de 39 % este margen de reserva se incremento considerablemente en el 2000 cuando se registraba un valor de 72 % debido a que la capacidad instalada fue superior a la máxima demanda requerida en ese año. Sin embargo, la primera parte del los años 2000 se produjo un crecimiento inverso, la demanda aumentó en 26 % mientras que la capacidad instalada se incremento solamente en 3 %. A partir del 2009 esta tendencia comenzó a invertirse, gracias a la construcción de nuevas centrales a gas natural y a la disminución del crecimiento de la demanda el margen de reserva efectivo comenzó a recuperarse hasta llegar a 58 % en el año 2015.

Es importante formular la diferencia entre el margen de reserva y la denominada sobreoferta eléctrica, comúnmente se argumenta que actualmente en sistema eléctrico peruano produce una sobreoferta porque hay un margen de reserva que ha pasado de 35 % a mas de 50 % por lo que la oferta es más grande que la demanda. Sin embargo, el margen de reserva es la capacidad de generación que tiene el sector eléctrico para afrontar inconvenientes o coyunturas externas que pudiesen poner en peligro el funcionamiento continuo y sostenido del servicio público de electricidad (sequia, incidente en el gaseoducto, falla en el mantenimiento de una central). Caso distinto es el de la sobre oferta, la cual constituye el excedente de producción de electricidad que no encuentra demanda en el mercado interno, la cual puede ser susceptible de ser exportada a otros mercado y para lo cual es indispensable redes de interconexión, este excedente de electricidad no es necesario en un momento dado en el mercado interno es por este motivo que se decide de disponerlo al exterior.

Es importante resaltar dentro de la evolución del sector eléctrico, la matriz energética en el sector eléctrico varió entre 2005 al 2014, en el año 2005 la principal fuente de energía primaria para la generación de electricidad era la hidráulica y representaba el 49 % de la energía producida, seguida

por el gas natural con 27 % y el petróleo industrial con 8 %. Esta configuración se modificó en 2004, con la entrada en operaciones del ducto de transporte de gas natural de Camisea y el desarrollo de nuevas infraestructuras de producción eléctrica adaptada al uso de gas natural, las centrales térmicas tuvieron un rápido desarrollo en el mercado eléctrico, en este sentido en el año 2014 el gas natural fue la primera fuente para la producción de electricidad la cual representaba 56 %, seguida de la fuente hidráulica con 31 % y el bagazo con 5 %.

Una regulación particular establecida en el sector eléctrico con la finalidad de implantar la libre competencia

Si bien la desintegración del monopolio legal establecido en el sector eléctrico fue una condición necesaria para la apertura del mercado eléctrico a la libre competencia, es importante resaltar que el equilibrio de la oferta y la demanda no podrán ser alcanzado por el simple funcionamiento del mercado, el mercado no es la alternativa a la regulación, sino su producto y consecuencia, es decir que para lograr que el mercado funcione correctamente o por lo menos en beneficio de todos los agentes del mercado es necesaria una regulación adecuada¹⁴⁵. Una regulación no solo se establece cuando existan monopolios naturales en el mercado sino también cuando una libre competencia comienza a formarse ya sea con el fin de crear las condiciones necesarias para su implantación y funcionamiento adecuado, ya sea con la finalidad de mantener su implantación.

Es este sentido una regulación sectorial es necesaria, la cual deberá adaptarse a las características particulares del sector así como a sus mutaciones y cambios. En conclusión, una reforma del sector eléctrico tuvo que concebirse como una reforma progresiva, y no como instantánea o coyuntural, una reforma de estas características e importancia tuvo que acompañar al sector en la

¹⁴⁵ QUINONES ALAYZA, María Teresa, *Mercado eléctrico en el Perú: ¿Una utopía?*, En: THEMIS N° 50, Lima, 2005, pág.75.

transformación de su estructura y en la interacción de los agentes que participan activamente en cada actividad del sector. Más aun cuando el sector eléctrico tiene la particularidad de contar con un producto homogéneo, si bien no se puede estocar, puede ser capaz de ser objeto de intercambios en el mercado a nivel mayorista y minorista. Sin embargo, para realizar estos intercambios, la electricidad depende esencialmente de las redes que permiten su transmisión, sin las cuales un intercambio sería nulo e imposible.

Una vez desintegrado el monopolio legal ELECTROPERU, el sector eléctrico peruano quedó conformado por tres actividades principales, la generación, transmisión y distribución. El legislador peruano decidió fusionar las actividades de distribución y comercialización por lo que el distribuidor no solo tiene a su cargo la transmisión de la electricidad de baja tensión sino que también está a cargo de la venta de electricidad al consumidor final. En este sentido, se consideró solamente a la actividad de generación como potencialmente competitiva mientras que las actividades de transmisión y distribución, en tanto que monopolios naturales pues no pueden ser duplicados y además cuentan con un funcionamiento en escala más beneficioso para los consumidores, necesitan una regulación adecuada para su acceso y explotación.

Las redes de transmisión como las redes de distribución son consideradas como facilidades esenciales dentro del sistema eléctrico, es decir son consideradas como una infraestructura necesaria del sistema eléctrico en cuanto al suministro y a la libre competencia en la comercialización, la utilización de estas infraestructuras debe imperativamente estar regulada ya que debe garantizarse un acceso no discriminatorio y abierto a todos los consumidores en especial a los clientes libres. En cuanto al uso de las redes por parte de terceros, esta fue calificada por la LCE como libre no sin asumir una parte de los costos de mantenimiento, ampliación y compensación por el uso.

En principio el pago por el uso de las redes era negociado y convenido libremente entre las partes, lo cual tenía como consecuencia que algunas empresas que eran monopólicas en su ámbito de gestión pudiesen abusar de esta posición dominante con el objetivo de cobrar un peaje muy alto por el uso de las redes como por ejemplo las distribuidoras dentro de su ámbito de concesión. En razón a esa situación la Ley 27239 que modifica la LCE y en particular su artículo 62 estableció que el costo de uso de las redes sería regulado por la Comisión de Tarifas Eléctricas quien fue absorbida posteriormente por OSINERGMIN.

En cuanto al acceso a las redes de distribución, en el año 2000 mediante Decreto Supremo N° 017-2000-EM se estableció que este fuese igual al Valor Agregado de Distribución (VAD) conforme al principio de libre acceso de las redes. En este mismo sentido, el regulador sectorial OSINERGMIN mediante resolución N° 091-2003-OS/CD estableció un procedimiento que fija las condiciones de uso y acceso a los sistemas de transmisión y distribución con la finalidad de asegurar el acceso a las redes en condiciones de libre mercado y no discriminatorias.

1. Regulación del mercado de oferta y demanda eléctrica

Las interacciones de la oferta y la demanda de electricidad en el mercado mayorista son ligeramente complejas, la oferta de electricidad está integrada solamente por las generadoras cuya producción es inyectada a una especie de *pool* para que a su vez la demanda pueda abastecerse a partir de éste. Es decir todos los generadores inyectan su producción, por su parte la demanda de electricidad conformada por los clientes de los generadores retiran físicamente lo que necesitan, siendo atribuido este retiro a nombre del generador suministrador del cliente. Una vez realizada la compra venta en el mercado mayorista, los generadores que participaron en la transacción recibirán una contraprestación por la potencia y energía inyectada y pagaran por la energía y potencia retirada por

sus clientes, de esta forma un generador será superavitario si inyectó más de lo que sus clientes consumen o deficitario si sus clientes consumen más de lo que inyectó¹⁴⁶.

En esta interacción de la oferta y demanda el COES cumple una función esencial pues coordina las operaciones de las centrales de generación con el objetivo lograr una eficiencia económica para lo cual toma en cuenta los costos variables de producción de cada generador. Para coordinar el abastecimiento de la demanda en electricidad a partir del parque generador disponible, el COES establece una lista ascendente con referencia al costo de producción, ordenando así el despacho de electricidad a partir de las centrales con costos de producción más baratos para luego dar paso a las centrales más caras, de esta manera se encuentran en primer lugar las centrales que funcionan con energía hidráulica, luego las centrales a gas, seguidas de las centrales de carbón y finalmente las centrales que funcionan con diesel o petróleo.

El mercado de la oferta de electricidad está conformado por diversos tipos de mercados. Debido a la variabilidad del precio de la energía y la imposibilidad de calcular el consumo en tiempo real, se establecen contratos a largo plazo entre las generadoras y las distribuidoras o los usuarios libres, en estos contratos se acuerdan la venta de electricidad a una fecha a determinar a un precio determinado. Este tipo de contrato puede estar sujeto a regulación concretamente en lo que respecta al precio, por ejemplo cuando las distribuidoras compran electricidad a los generadores con el fin de su suministro a los clientes regulados. La LCE establecía que los precios de venta de los generadores a las distribuidoras estaban regulados por un precio en barra establecido por el regulador sectorial, este precio incluye un cargo de potencia y un cargo de energía.

Como se mencionó anteriormente, los precios estaban basados en los costos marginales proyectados, es decir para determinar el precio de potencia se usa el criterio costo marginal para

¹⁴⁶ OKUMURA SUZUKI, Pablo Arturo, *El mercado mayorista de electricidad den el Perú*, En: THEMIS N° 68, Lima 2015, pág. 269.

incrementar en 1Mw la capacidad de la oferta al mínimo costo, por otro lado el precio de la energía se determina mediante modelos de simulación, los costos marginales en un periodo de cuatro años, los dos últimos años y los dos años que siguen. Esta regulación de precios fue criticada por los generadores de electricidad en la medida que ella no permitía cubrir los costos reales de la actividad de producción eléctrica y en consecuencia no incentiva a la inversión privada en el sector de la generación.

Por otro lado, existe un mercado libre de electricidad, en el cual los clientes libres o las distribuidoras se encuentran con los generadores con la finalidad de celebrar acuerdos de venta de electricidad en los cuales los precios y plazos son fijados por ambas partes. En realidad la negociación se realiza sobre el precio que se establece a nivel de la producción de electricidad, pues los cargos de transmisión y distribución así como otros cargos establecidos por la ley son fijos y son transferidos por el generador al sector correspondiente una vez que estos han sido pagados. Es preciso resaltar que si bien los agentes que participan en este tipo de mercado pueden negociar libremente, los agentes con un consumo medio o bajo, dentro de esta categoría de clientes, no tiene una suficiente capacidad de negociación, salvo que se trate de empresas mineras con un consumo mayor a 10 Mw, por lo que en la mayor parte de casos se considera que son clientes cautivos de las distribuidoras.

El mercado SPOT o intercambio entre generadores, al cual se le denomina también mercado a corto plazo, tiene una importancia particular en el mercado mayorista de electricidad. Ya que no existe un control exacto sobre la cantidad de electricidad que produce cada generador y por lo tanto no existe un equilibrio entre la demanda y la generación de electricidad, los generadores tienen saldos positivos o negativos que liquidar, es por esto que el mercado SPOT les ofrece la posibilidad de saldar sus cuentas de electricidad. El COES determina cuales son las generadoras excedentarias, es decir las que suministraron más potencia y energía de la que consumieron sus clientes, además de determinar

los pagos que deberán ser efectuados por las generadoras deficitarias, que suministraron menos de lo que consumieron sus clientes.

En este mercado podían participar, en un inicio, solamente los generadores de electricidad, sin embargo con la modificación que aporta la Ley N° 28832 no solo los generadores pueden participar en la compra de electricidad sino que también los grandes usuarios, determinados por su consumo, y las empresas distribuidoras que suministran electricidad a los usuarios libres¹⁴⁷. El precio de la electricidad que se establece en el mercado SPOT se determina en función del costo marginal de producción de una unidad adicional de energía en el periodo de 15 minutos, el despacho de electricidad de los generadores se realiza en orden decreciente de costos, el costo marginal se define como el costo variable de la unidad generadora más costosa. El modelo que se adoptó en el mercado mayorista es el de competencia mayorista el cual se caracteriza por la interacción económica directa en la venta de electricidad entre generadores y distribuidores o clientes libres.

Es necesario aclarar que en el mercado mayorista se hace la distinción entre el mercado físico donde los generadores entregan energía al sistema en función de su costo variable y la demanda de los usuarios libres y regulados se realiza mediante retiros en el sistema. En este tipo de mercado es necesaria la intervención de un operador el cual garantiza un balance entre la oferta y la demanda. Por otro lado, se tiene al mercado financiero, en el cual los retiros de energía se asignan a los generadores en función a los compromisos asumidos con los clientes libres o las distribuidoras.

La creación de un nuevo actor en el mercado mayorista, el comercializador mayorista desvinculado de las empresas distribuidoras y comercializadoras, podría ser considerada seriamente como un

¹⁴⁷ La entrada de los grandes usuarios y las empresas distribuidoras al mercado SPOT todavía no es posible ya que si bien el Reglamento del Mercado Mayorista de electricidad fue aprobado mediante Decreto Supremo N° 026-2016 aun queda en suspenso su entrada en vigor pues es necesaria la aprobación de los procedimientos técnicos del COES que resulten necesarios para el funcionamiento del mercado mayorista.

avance en la introducción de la libre competencia en el mercado mayorista. Este nuevo actor permitiría un mayor dinamismo y competencia, el cual tendría como función adquirir grandes cantidades de electricidad para luego revenderlas e incluso proponer una prestación adecuada para cada cliente, un actor especializado en esta actividad podría beneficiar de economías en escala lo que le permitiría competir con las empresas generadoras de electricidad¹⁴⁸. El crecimiento del mercado eléctrico peruano permite reflexionar sobre esta posibilidad la cual sería un mecanismo directo para ampliar la competencia en el sector de la comercialización mayorista.

En lo que respecta a los consumidores finales, como se precisó, en la actividad de comercialización de electricidad se establece una libre competencia en el sector mayorista, mientras que en la actividad de comercialización minorista se decidió de integrarla a la actividad de distribución. En lo que concierne los consumidores finales de electricidad, en un principio la LCE, estableció una distinción entre dos tipos de consumidores diferenciados por su consumo, por un lado los clientes libres, esta categoría está conformada principalmente por empresas quienes tienen, en razón al tipo de actividad que ejercen, un consumo importante el cual excede el límite fijado por la ley de 1 Mw y que puede negociar el precio de suministro de electricidad ya sea directamente con las empresas generadoras o ya sea con los distribuidores.

Por otro lado, la ley establece la categoría de cliente regulado, conformada por los clientes finales que consumen menos de 1Mw, el precio aplicable a este tipo de consumidores estuvo fijado por la antigua Comisión de Tarifas Eléctricas, esta función actualmente es ejercida por OSINERGMIN, en razón a su vulnerabilidad en caso de fluctuaciones y volatilidad del precio dentro de un mercado abierto a la libre competencia, además que los consumidores no tienen una suficiente capacidad de negociación con respecto al precio del suministro de electricidad pues existe una evidente asimetría

¹⁴⁸ OKUMURA SUZUKI, Pablo Arturo, *op.cit.*, pág. 268.

de información con relación a los distribuidores ni menos aún con las empresas generadoras por la capacidad y cantidad de consumo eléctrico que necesitan.

El mecanismo de tarifas reguladas se estableció con el objetivo de proteger a los consumidores de posibles abusos en una negociación con la empresa que realizara el suministro de electricidad o de un abuso de posición de dominio que pudiese existir en el mercado eléctrico abierto a la libre competencia. Sin embargo, el objetivo de liberalizar el mercado eléctrico y que exista una base lo más amplia posible de clientes en el mercado libre llevó al legislador a reducir el límite de consumo para determinar la categoría de cliente regulado. Mediante Decreto Supremo 22-2009-EM referente al reglamento de usuarios libres de electricidad se modificó el límite de consumo para diferenciar entre clientes regulados y clientes libres. En adelante el decreto supremo antes mencionado estableció que son considerados usuarios regulados las personas que consuman hasta 200 Kw, por su parte los usuarios libres son aquellos que consumen más de 2 500 Kw. Los usuarios que tienen un consumo mayor de 200Kw e inferior a 2 500 Kw tienen la posibilidad de elegir entre la calificación de usuario regulado o usuario libre.

El objetivo de la disminución en el consumo de electricidad para ser considerado cliente regulado es una medida coherente con el objetivo de la liberalización del mercado eléctrico, es decir a fin de cuentas solo los usuarios que no tengan una capacidad de negociación suficiente debería ser protegidos por una tarifa regulada, como es el caso de los clientes residenciales y no de las empresas que fácilmente podrían negociar un precio con el generador o distribuidor de su elección. Por otro lado, la rebaja del tope de 1000 kw a 200 Kw puede ser ambigua, ya que además se ofrece la posibilidad a los usuarios cuyo consumo sea entre 200 y 2500 kw la posibilidad de elegir entre ser clientes regulado o libre, esta posibilidad podría ser contra productiva pues esta clase de clientes podría fácilmente cambiar de una categoría a otra si el precio de la electricidad le conviene.

La posibilidad para cierto tipo de clientes de elegir la calidad de cliente regulado o libre gracias a la revocabilidad está claramente en contradicción con una apertura progresiva del mercado, es por este motivo que la figura de la revocabilidad ha sido criticada pues no permite ampliar el porcentaje de clientes libres que puedan elegir su suministro de electricidad y proteger solamente los clientes que realmente se encuentran en una situación frágil con respecto a las generadoras o distribuidoras. El objetivo de la regulación establecida por el legislador es de introducir competencia en el mercado y no por el mercado, al parecer este objetivo ya no es primordial para las autoridades sectoriales pues ya no hay interés en ampliar el mercado competitivo ni ampliar la base de compradores¹⁴⁹.

Es pertinente remarcar que la evolución de los clientes libres durante el periodo 1995 al 2015 no ha sido muy grande, es más podríamos señalar que el número de clientes libres no ha crecido de una manera considerable no obstante la liberalización del mercado eléctrico. En el año 1995 el número de clientes libres era de 206 mientras en el año 2015 el número de clientes libres era de 338. Por su parte el número de clientes regulados pasó del año 1995 de 2 491 835 a 6 718 648 en el 2015. Sin embargo las ventas de electricidad que se registraron en 1995 muestra que la diferencia entre clientes libres y regulados es de 35 % a 65% del total de ventas, esta situación se equilibró en el 2015 en el cual los clientes libres representaban 46 % y los clientes regulados 54 % de las ventas¹⁵⁰. Estas estadísticas muestran que en el mercado libre existe una fuerte concentración de agentes con una fuerte capacidad de consumo equivalente a la totalidad del número de clientes regulados.

2. Deficiencias programáticas de la regulación del mercado eléctrico

En el año 2004 se produjo una crisis del sistema eléctrico, si bien la LCE establece la obligación para los distribuidores de suscribir un contrato de suministro con las generadoras con la finalidad de

¹⁴⁹ QUINTANILLA ACOSTA, Edwin y QUINONES ALAYZA, María Teresa, *Sector eléctrico: marco institucional, problemas y nuevas tendencias*, En: THEMIS N° 69, Lima, 2016, pág. 136.

¹⁵⁰ Ministerio de Energía y Minas, *Evolución op.cit.*, pág. 4.

garantizar el requerimiento en potencia y energía, la ley no establece la obligación por parte de las generadoras de firmar el mencionado contrato, esta situación tuvo como efecto que los generadores decidieran dejar de suscribir contratos de suministro con las distribuidoras al precio establecido por el regulador por considerarlas inconvenientes económicamente, esto tuvo como consecuencia un problema de retiros de electricidad sin contratos por parte de las distribuidoras, ya que no era posible interrumpir el servicio para los clientes regulados.

La solución a esta situación fue propuesta por la Ley N° 28832, la cual tuvo como objetivo corregir la falta de inversiones en el sector de generación, esta ley estableció un sistema de licitación de suministro para las empresas de distribución el cual establecería el precio adjudicado en cada licitación y remplazaría el precio en barra establecido por el regulador sectorial al mismo tiempo que solucionaría el problema de retiros de electricidad sin contrato. Los contratos de suministros que se firmen al final de este procedimiento de licitación determinan precios firmes y a largo plazo, los cuales son asumidos por los consumidores finales. Este tipo de contratos permite no solo asegurar el suministro para atender la demanda de los clientes regulados sino que también permite estabilizar los precios para los usuarios, por otro lado este mecanismo permite que los precios sean establecidos por la competencia entre los generadores y no establecida por el regulador lo que incentiva las nuevas inversiones en el sector de generación.

Si bien con esta solución se buscó dar respuesta inmediata a una problemática urgente, el resultado de las licitaciones, lanzadas por las distribuidoras, fueron en ciertas ocasiones declaradas desiertas y como consecuencia, la demanda de distribución insatisfecha y un racionamiento en el consumo de electricidad necesario. El déficit fue cargado a los clientes libres quienes al estar al margen de la regulación tarifaria en sus relaciones contractuales con los generadores, fueron obligados a rechazar

ofertas de electricidad con la finalidad de que esta sea dirigida a abastecer el mercado regulado¹⁵¹. Esta decisión puede considerarse como una regulación social en el mercado, ya que el perjuicio que se evitó a los consumidores regulados a causa del déficit de generación que pudo dañar en gran parte la economía del país fue socialmente más beneficioso que las pérdidas que pudieron sufrir los clientes libres.

No obstante el resultado parcialmente satisfactorio del sistema de licitaciones, ya que quedaron porciones de lo licitado sin cubrir, el resultado final fue que 80 % de la demanda regulada se encontraba contratada como resultado de las licitaciones y solo 20 % permaneció con precios regulados¹⁵², unos años más tarde este porcentaje fue equivalente a cero.

Además del mecanismo de licitaciones la Ley N° 28832 propuso un mecanismo para desarrollar las redes de transmisión eléctrica que a la época tenían un bajo nivel de inversión y presentaban una insuficiencia en la cobertura a nivel nacional, la ley prescribió una planificación de las líneas de transmisión la cual sería realizada por el COES y sometida a aprobación del Ministerio de Energía y Minas en un horizonte de diez años de inversiones. Sobre la base de este plan se identifican las líneas de transmisión necesarias para el SEIN y se lanzan licitaciones dirigidas por PROINVERSION para seleccionar las empresas concesionarias que se encargaran de la construcción y operación de las líneas que pasaran a formar parte del Sistema Garantizado de Transmisión, por dichos trabajos se establece una tarifa, normalmente establecida en la propuesta de la empresas adjudicataria.

Una crisis mucho más fuerte del sistema eléctrico se evidenció en 2008, sin embargo esta crisis tuvo su origen en los mecanismos creados por las leyes LCE y la LGE que tuvieron la finalidad de incentivar las inversiones en el sector de generación principalmente. Las nuevas infraestructuras creadas en el

¹⁵¹ MANAYALLE, Alejandro, *óp. cit.*, pág. 442.

¹⁵² BUTRON FERNANDEZ, Cesar, Situación actual y el futuro del mercado de generación eléctrica, En: Circulo de Derecho Administrativo N° 8, Lima, 2009, pág. 291.

sector de generación en la primera parte de los años 2000 eran en su gran parte centrales que funcionaban a gas natural, este fenómeno fue comprensible ya que en aquella época el proyecto de Camisea proponía un abundante suministro de gas natural, además que el precio del gas no dependía del mercado internacional y las inversiones requeridas por cada Kw instalado en turbinas de gas era aproximadamente de 300 dólares en comparación a 580 y 1200 dólares por Kw de una central a ciclo combinado y central hidroeléctrica respectivamente.

Una de las prioridades de los proyectos de construcción de centrales térmicas era la ubicación geográfica de las futuras centrales, por razones estratégicas y económicas los inversionistas decidieron ubicarse lo más cercano posible del ducto principal de transporte de gas, esta situación tuvo como consecuencia que la mayor parte de las centrales se ubique en la parte central del país a proximidad de la capital, ya que el ducto no llegaba ni al norte y sur del país, en estas zonas el crecimiento de la capacidad instalada de generación era débil. Estas circunstancias determinaron una diferencia de precios de generación entre el precio del sistema central y el sistema norte o sur, y principalmente que los generadores rehúsen contratar con las distribuidoras de estos sistemas ya que en caso de congestión de las redes de transmisión las generadoras tendrían un precio muy alto por la electricidad producida por las generadoras a diesel ubicadas en el sur y norte del país, esto significó que una gran mayoría de licitaciones convocadas por las distribuidoras de estas zonas quedaran desiertas.

En 2008 hubo una convergencia de variables negativas para el mercado, en un contexto con una elevada tasa de crecimiento de la demanda eléctrica, se produjo una congestión del ducto de transporte del gas de Camisea, esto significó que las centrales a gas no podían funcionar al máximo de su capacidad y en consecuencia la capacidad instalada no podía cubrir la totalidad de la demanda además que una fuerte sequía comprometió significativamente la producción de electricidad de las centrales hidroeléctricas. Para solucionar esta problemática se decidió utilizar al máximo las

capacidades de generación térmica para compensar la escasez de generación hidroeléctrica, esta situación tuvo como resultado que no hubiese ninguna reserva para cubrir eventuales fallas del sistema, además que los costos marginales del sistema se incrementaron notablemente.

Si bien la utilización del gas natural proveniente de la explotación de Camisea significó un precio accesible de electricidad y la utilización de una fuente de energía primaria mucho más limpia que el petróleo y el diesel, se evidenciaron varios puntos negativos: la concentración geográfica de las generadoras de electricidad y la fuerte diferencia de precios entre el sistema del centro con respecto al sistema sur y norte además de la limitada capacidad de las redes de transmisión. Estas condicionantes significaron la aparición de frecuentes interrupciones del servicio eléctrico debido a la dependencia de las centrales de generación con respecto al funcionamiento regular del ducto de transporte de gas natural y evidenciaron lógicamente una dependencia de la capacidad de funcionamiento de las centrales eléctricas a gas a la capacidad de transporte del ducto.

Con respecto a la electricidad contratada por las distribuidoras a los generadores se identificó un problemática en la variación de precios, pues si estas dos partes celebraron un contrato a un precio determinado a partir de los costos marginales en caso de penuria de suministro de gas natural los costos que deberá soportar el generador serán mucho más elevados que los costos marginales que normalmente se registran. Contractualmente la generadora no podrá variar el precio pactado, sin embargo la Ley N° 28832 en su decimo segunda disposición transitoria reglamentó la situación de interrupción de suministro de gas con la finalidad de evitar que los precios se disparen, ante esta eventualidad la ley prescribió que los costos marginales registrados la semana anterior se aplicaban y además se estableció un mecanismo de compensación en favor de los generadores que tuvieron que generar ante la falta de gas y que aplicaban los costos marginales ficticios antes mencionados.

Una regulación similar se estableció para el caso de la congestión de las redes de transmisión, el Decreto de Urgencia N° 046-2007 prescribió el supuesto en el que las redes de transmisión estuviesen congestionadas, en este caso el COES estará encargado de determinar un costo marginal ficticio y además deberá calcular un nuevo costo de producción aplicable a las empresas generadoras con la finalidad de compensar sus pérdidas, finalmente el Decreto Legislativo N° 1014 estableció una regulación similar para el caso de congestión del ducto de gas natural. El legislador unificó estas tres excepciones para el establecimiento de costos marginales ficticios en el Decreto de Urgencia N° 049-2008 mediante el cual el COES es el organismo encargado de establecer costos marginales ficticios cuando existan restricciones en el sistema eléctrico además de mecanismos de compensación generados por la demanda y pagados por los consumidores finales.

Proyectando el crecimiento de la demanda de electricidad se determinó que en 2009 la oferta de electricidad no estaría en condiciones de satisfacer la demanda, por este motivo se autorizó a ELECTROPERU de contratar un máximo de 300 Mw de generación adicional de emergencia y repartirlas en las zonas centro, norte y sur del país. Adicionalmente se ofrecieron focos ahorradores por un monto de 4 millones de soles a ser instalados en las por los consumidores con la finalidad de reducir el consumo de electricidad especialmente durante las horas punta.

3. Regulación tarifaria de los sectores eléctricos

La distinción entre los usuarios finales de electricidad determina si les son aplicables o no las tarifas reglamentadas. Si los usuarios tienen un consumo superior a 2 500 Kw son considerados como clientes libres es decir que pueden negociar con toda libertad las condiciones de suministro, tanto los precios de electricidad y la cantidad de suministro o de potencia requerida, directamente con las empresas generadoras o distribuidoras. Los usuarios con un consumo entre 200 Kw y 2 500 Kw tienen la posibilidad de elegir entre la categoría de clientes libres o regulados. Los clientes regulados

son los usuarios que consumen menos de 200 Kw o entre 200 Kw y 2 500 Kw y que eligieron se clientes regulados, para esta última categoría La LCE estableció que las tarifas máximas que deben pagar están compuestas por tres componentes: los precios a nivel de generación, los peajes unitarios de los sistemas de transmisión y el Valor Agregado de Distribución (VAD).

La determinación del precio a nivel de la generación (PNG) tiene dos componentes, por un lado está el precio firme el cual es determinado del promedio de precios propuesto por los candidatos retenidos en las licitaciones lanzadas por las distribuidoras, y por otro lado el promedio de los precios establecidos directamente entre las distribuidoras y los generadores con la tarifa en barra establecida por el regulador. En lo que respecta la primera componente, ella está sujeta al mecanismo licitación entre las distribuidoras y las generadoras a partir del cual se fijará el precio de la energía que deberá pagar el distribuidor al generador, si el precio es superior al precio establecido por el regulador la licitación se declara desierta.

Gracias a este mecanismo las distribuidoras podrán recurrir a subastas para cubrir las ventas destinadas al servicio público de electricidad, este mecanismo de licitación fue creado por la Ley N° 28832 con el objetivo de definir una tarifa de generación de manera mucho más competitiva e incentivar la entrada de nuevas empresas en el sector de la generación. La adjudicación de una licitación tiene varios precios propuestos por varias empresas participantes, del promedio ponderado de los precios ofertados se obtiene el precio firme.

En la eventualidad que las distribuidoras no lleguen a cubrir la demanda de electricidad de la que se obtuvo en las licitaciones, tienen la posibilidad de contratar directamente con los generadores a precios no superiores a la tarifa en barra aprobada por OSINERGMIN, esta tarifa en barra se calcula sobre la base de los costos marginales de corto plazo obtenidos en el mercado SPOT los doce meses anteriores al periodo bajo análisis y también a partir de una proyección que se hace de los dos años

siguientes al análisis. Finalmente, el precio pagado por los consumidores finales regulados se obtiene de un promedio ponderado entre la tarifa en barra y el precio firme resultado de las licitaciones, este promedio es conocido como PNG.

Por su parte, el peaje de transmisión es calculado en función del sistema eléctrico que recorre la electricidad, como lo indicamos anteriormente las redes de transmisión del SEIN estaban conformadas en un inicio por el SPT y el SST, con la Ley N° 28832 se estableció una planificación del sistema de transmisión con la finalidad de aumentar las inversiones en este sector. Al mismo tiempo la ley añadió dos nuevos sistemas el sistema garantizado (SGT), conformado por las nuevas instalaciones mediante un proceso de licitación, y el sistema complementario de transmisión (SCT), conformado por las instalaciones construidas por iniciativa de los agentes privados.

La remuneración de las redes de transmisión principal es asumida por todos los usuarios del servicio eléctrico conformada por las redes troncales que sirven para conectar los centros de producción y los sitios de consumo. Por otro lado, la transmisión secundaria se remunera mediante peajes secundarios, el costo es asumido por los usuarios que la se sirven de este tipo de sistema. Este tipo de remuneración se modificó con la creación de las SGT y el SCT, de esta manera se estableció que la remuneración del sistema comprende los costos eficientes de inversión, operación y mantenimiento, el costo del servicio se establece a partir de licitaciones en las cuales se incluye el costo de inversión, operación y mantenimiento por un periodo de 30 años.

Además se establece que la retribución de las redes se realiza por los agentes que las utilizan, por ejemplo las instalaciones utilizadas para transportar electricidad desde un generador hasta las redes SPT o SGT son íntegramente asumidas por los generadores, sin embargo si se trata de transportar electricidad desde el SPT o SGT hacia una distribuidora o consumidor final la remuneración es pagada por la demanda. En el caso se la remuneración del SST y SCT es atribuida total o parcialmente al

generador mediante el criterio de utilización de las redes, por otro lado cuando la remuneración corresponde a la demanda ella se calcula a través de criterios geográficos.

El precio de distribución y comercialización, como ya se mencionó las actividades de distribución y comercialización se encuentran fusionadas en el mercado peruano, se encuentra regulado bajo el modelo de empresa eficiente y están remuneradas a través del valor agregado de distribución (VAD). El modelo de empresa eficiente permite determinar la remuneración de la empresa regulada en base a la estimación de los costos de una empresa "modelo" la cual opera de manera eficiente en el mercado, este modelo permite comparar el desempeño de la empresa regulada con referencia a una empresa ficticia con el fin de calcular los menores costos posibles y una eficiencia máxima de acuerdo con la tecnología disponible, mantenimiento estándar, geografía determinada y la demanda del zona respectiva.

Por otro lado, el VAD es el costo anual compuesto por diferentes conceptos: los costos asociados al usuario concretamente las actividades de lectura de medidor, procedimiento de lectura y emisión de la factura o recibo (sin tomar en cuenta la potencia y energía); la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (aVNR) el cual constituye el costo de renovar los bienes la infraestructura necesaria para la instalación del sistema de distribución, se toma en cuenta es el costo actual de instalación del sistema con la tecnología actual y no el costo en que incurrió la distribuidora a la hora de instalar el sistema; el costo estándar de operaciones y mantenimiento, este costo es considerado como parte del costo de inversión, este costo se le conoce como VAD y existen dos tipos el VAD de media tensión y el VAD de baja tensión.

Es preciso indicar que el Decreto Legislativo N° 1221 modificó el cálculo del VAD, el cual se hace actualmente por cada distribuidora de más de 50 000 suministros. Por otro lado, se establece a cargo de la empresa distribuidora la obligación de desarrollar proyectos de innovación tecnológica y/o

eficiencia energética en las redes de distribución el cual estará sustentado en un porcentaje máximo de los ingresos anuales; además se estableció un mecanismo de incentivo económico en beneficio de las distribuidoras que mejoren la calidad de la distribución eléctrica. Finalmente, con la finalidad de ampliar la cobertura de las redes de distribución se estableció que las empresas de distribución otorgarán una especial preferencia en realizar inversiones de ampliación de las redes en las zonas de responsabilidad técnica (zonas principalmente rurales que no cuentan con alumbrado público ni individual), para lo cual los gobiernos locales deberán solicitar y otorgar los permisos correspondientes en los lugares no comprendidos por el área de concesión de cada empresa distribuidora.

En esta misma política de regulación social, la Ley N° 28832 estableció el mecanismo de compensación en favor de los sistemas aislados, mediante este mecanismo se pretende reducir las diferencias de precio en el sector de generación, principalmente de la tarifa de barra entre los precios de los sistemas aislados y el SEIN. Es una evidencia que las ciudades que están conectadas al SEIN tienen bajos costos de acceso a la electricidad en comparación a las ciudades conectadas a los sistemas aislados, ya que estas últimas se abastece a partir de centrales térmicas o diesel cuyo costo es mayor que las hidroeléctricas. Es por esta razón que se creó un subsidio cruzado que va desde los consumidores del SEIN a los consumidores de los sistemas aislados, esto permite la reducción del precio de la generación eléctrica que paga un cliente regulado.

Entre los mecanismos que se implementaron en el sector eléctrico con la finalidad de ampliar y mejorar el servicio eléctrico, se puede mencionar al Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE) creado por la ley N° 27520 el cual tiene como objetivo favorecer el acceso y permanencia del servicio eléctrico a todos los consumidores residenciales cuyo consumo es mayor de 100 Kwh, este fondo se financia a partir de un cargo en la facturación final de los usuarios del SEIN. Otro mecanismo establecido por la Ley N° 29852 es el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) el cual tiene como

objetivo la incentivar la utilización de energías limpias en las poblaciones más desfavorecidas del país a través de la masificación en la utilización del gas natural en los vehículos y viviendas, el acceso al gas doméstico y la compensación de tarifas eléctricas residencial. El FISE obtiene financiamiento en un aporte otorgado por los grandes consumidores de electricidad, del servicio de transporte de gas natural y de la producción e importación de combustibles.

Finalmente, la Ley N° 30468 creó el mecanismo de compensación de la tarifa eléctrica residencial (MCTER), este mecanismo tiene como objetivo asegurar la competitividad de las tarifas eléctricas de los usuarios residenciales independientemente de su ubicación geográfica e independientemente del sistema al que pertenezcan ya sea el SEIN ya sea un sistema aislado. Este mecanismo se aplica sobre la facturación de los usuarios residenciales con un cargo de energía mayor al cargo ponderado referencia único de energía, este tipo de cargo se usa como referencia para la aplicación del MCTER, de esta manera se logra una misma tarifa para todos los usuarios residenciales a nivel nacional antes de la aplicación de los descuentos y recargos FOSE.

Con respecto a los cargos añadidos a la tarifa eléctrica, si bien es cierto que el precio de la producción de electricidad es bajo comparado con otros países, los sobrecostos de generación están siendo incluidos en el peaje de transmisión. Los costos de transmisión están acompañados de una serie de cargos que no son necesariamente ligados a la actividad de transmisión, por ejemplo los precios garantizados a la generación con recursos renovables, los sobrecostos por los gaseoductos y la seguridad energética. A estos sobrecostos se le suman diez cargos más de diferente tipo ya sea por compensaciones de generación adicional o de costo variable o por la seguridad de suministro, ya sea por la prima a la energía renovables, la compensación del FISE o por el afianzamiento de la seguridad energética.

En suma se considera que la tarifa eléctrica es poco transparente en la actualidad, esto genera también que los grandes clientes finales prefieran desconectarse del SEIN con la finalidad de evitar el pago de sobrecostos o cargos que a largo plazo podrían amortizar la construcción de líneas directas¹⁵³.



¹⁵³ QUINTANILLA ACOSTA, Edwin y QUINONES ALAYZA, María Teresa, *óp. cit.*, pág. 143.

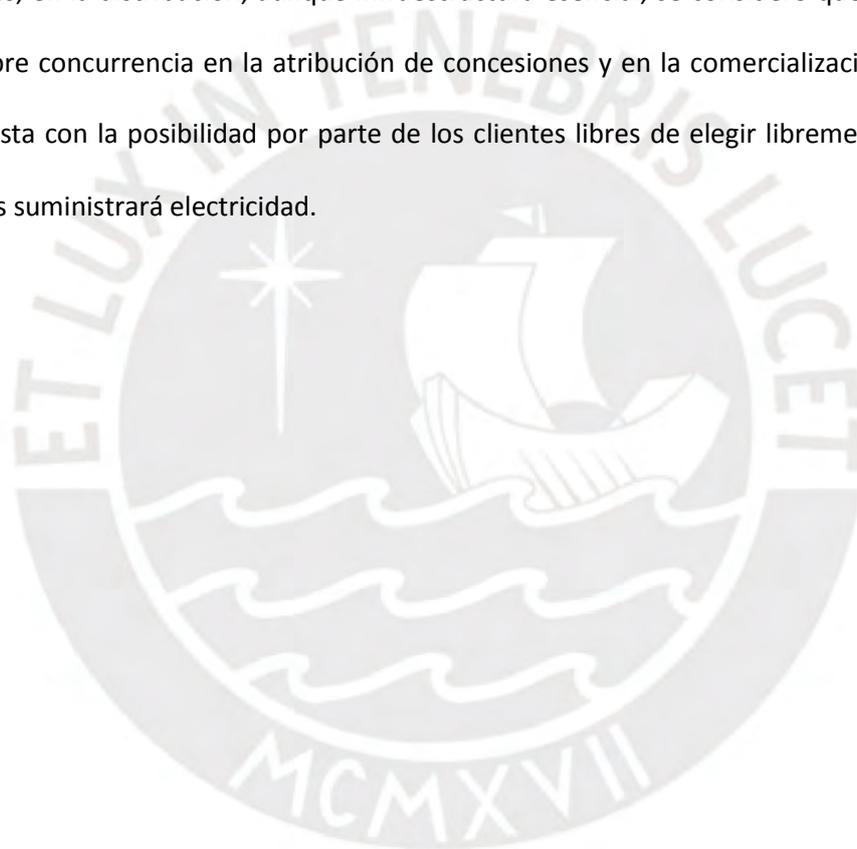
CONCLUSIONES DE LA SEGUNDA PARTE

- La presencia en el sector eléctrico francés y peruano de un monopolio legal estatal es un punto esencial en común entre estos dos sistemas, estos monopolios fueron establecidos después de una nacionalización de la totalidad de actividades del sector eléctrico, de esta manera la actividad económica del Estado estaba presente desde la generación hasta la venta de electricidad.
- La decisión de nacionalizar el sector eléctrico fue tomada en dos contextos diferentes, en el Perú la nacionalización del sector eléctrico se decidió nacionalizar el sector eléctrico, por parte del gobierno militar, porque se consideró la producción y utilización de energía eran actividades de alto interés nacional y estratégico, en consecuencia estas actividades solamente podían estar gestionadas por el Estado en conformidad al interés nacional.
- La nacionalización llevada a cabo en el sistema francés fue producto de una situación de calamidad nacional en que se encontraba el sistema eléctrico después de la segunda guerra mundial, esta decisión se tomó como medida urgente y necesaria para reconstruir los sistemas básicos de la sociedad entre los cuales se encuentra el servicio público eléctrico, el cual solo contaba con sistemas aislados.
- La liberalización del sector eléctrico en Francia tuvo como origen la puesta en marcha de un proyecto político común establecido por la Unión Europea con la finalidad de maximizar a nivel europeo el bienestar de los consumidores del mercado eléctrico a través de la creación de un mercado único interno europeo.

- Se puede señalar entonces que las causas de la evolución del sector eléctrico francés fueron exógenas que tuvieron como objetivo cambiar un modelo de funcionamiento que se mostraba eficaz y superavitario tanto en la gestión interna como en la presencia en el mercado eléctrico internacional con la finalidad de perfeccionarlo.
- La liberalización del sector eléctrico peruano se debió a una seria y aguda crisis económica no solo de la industria eléctrica, debido a una gestión defectuosa, sino también una crisis económica de nivel nacional. Después de la nacionalización, las empresas públicas no presentaban signos de poder continuar con la misma gestión por lo que se consideró necesario cambiar de modelo de gestión.
- El estado grave de funcionamiento del sistema eléctrico peruano fue la determinante para cambiar radicalmente las modalidades de gestión y participación del Estado en el mercado. Se buscó concretamente reducir al Estado a su función más básica, la normativa, interviniendo únicamente cuando era necesario ya sea por falta de intervención de la iniciativa privada ya sea por fallas en el mercado.
- El proceso de liberalización del mercado francés fue guiado por instrumentos supranacionales denominados directivas emitidas por la Comisión Europea, estas normas permitieron al legislador francés de seguir un proceso de liberalización de largo plazo y marcado por etapas bien definidas con la finalidad de alcanzar una apertura completa del mercado eléctrico.

- Contrariamente a los ideales europeos la ideología francesa de servicio público ligada a la idea de que el servicio público contribuye a la cohesión social y a la presencia preferente del Estado en los servicios que conciernen la sociedad fueron el principal obstáculo para la apertura del mercado eléctrico a la libre competencia además del correcto funcionamiento del sistema eléctrico hasta antes de la reforma.
- El proceso de liberalización del mercado peruano fue brutal, se tomaron medidas urgentes para poder revertir la situación financiera de las empresas estatales mediante la privatización de las empresas y la concesión de la construcción y operación, no se estableció un plan a largo plazo para poder proyectar los objetivos y las medidas que pudiesen ser necesarias y adecuadas para alcanzarlos.
- La ideología que se tuvo en consideración en la reforma del sector eléctrico peruano fue que la iniciativa privada era capaz de mejorar el estado del sector eléctrico. Sin embargo, no se tuvo en cuenta que una gestión guiada por el interés privado o empresarial no es concordante con el interés general, el Estado se conformó a ejercer un rol subsidiario, de mero regulador, supervisando o fiscalizando las actividades privadas.
- La apertura del sector eléctrico francés no tuvo como principal objetivo transferir las empresas públicas al sector privado sino que el método fue cambiar de naturaleza jurídica de la empresa pública en privada, procurando mantener una participación mayoritaria del Estado en el capital social e incentivando la entrada de nuevas empresas extranjeras en los sectores de la producción y comercialización mayorista y minorista.

- La apertura a la libre competencia en el mercado eléctrico peruano se hizo esencialmente en el sector de la comercialización mayorista, sin embargo se establecieron limites en el mercado de la comercialización pues solo las empresas generadoras pueden vender electricidad, y en un inicio solamente ellas podían participar en el mercado SPOT
- La apertura a la libre competencia en el sistema francés se aplicó en casi todas las actividades del sector eléctrico, en la producción de electricidad incentivado la entrada de nuevos agentes, en la distribución, aunque infraestructura esencial, se consideró que debería haber una libre concurrencia en la atribución de concesiones y en la comercialización mayorista y minorista con la posibilidad por parte de los clientes libres de elegir libremente la empresa que les suministrará electricidad.



Tercera Parte

Estado actual del proceso de liberalización del sector eléctrico francés y peruano y los nuevos desafíos del sector eléctrico

De la evolución del sector eléctrico se puede constatar que la estructura del mercado se modificó enormemente durante los últimos 20 años. En ambos casos, tanto en el sector eléctrico francés como en el peruano, se puede identificar que hubo antes de la liberalización del mercado una presencia monopólica del Estado en todos los sectores de la actividad eléctrica; sin embargo, se puede señalar sin ninguna duda que las causas de la liberalización y la modificación profunda de la estructura y funcionamiento del sector eléctrico no fueron las mismas. Por el lado europeo se constata que el sector eléctrico funcionaba de manera eficiente antes de la apertura a la libre competencia. La decisión de abrir el mercado nacional francés a la libre competencia fue tomada con la ambición de lograr que todos los consumidores de todos los países miembros de la Unión Europea puedan beneficiar de un sistema único que intercambie y comparta sus fortalezas y comparta las debilidades de otros sistemas menos desarrollados con la finalidad de obtener un crecimiento equilibrado de todos mercados europeos.

Por otro lado, se tiene un mercado peruano en una situación crítica a finales de los años 80, un estado de funcionamiento deficiente con sistemas asilados y un crecimiento mínimo y desequilibrado en las pocas zonas donde existía un sistema eléctrico¹⁵⁴. La decisión de liberalizar el mercado y abrir las puertas a la libre competencia se tomó como una medida urgente, la cual fue concretizada mediante las privatizaciones, la pérdida del manejo y de la propiedad de las empresas que operaban

¹⁵⁴ Según José Luis, BONIFAZ: "En 1992 el Perú registraba un índice de electrificación de apenas 48% lo cual evidenciaba que más de la mitad de la población carecía de electricidad", Distribución eléctrica en el Perú: Regulación y eficiencia, Universidad del Pacífico, CIUP, 2001, pág. 17.

en cada sector eléctrico, lo que tuvo un efecto relativo ya que si bien hubo un crecimiento progresivo gracias a las inversiones privadas y un funcionamiento eficaz gracias a la gestión de los agentes privados, la presencia del Estado en un sector estratégico como el energético puede verse en ciertos casos como una desventaja¹⁵⁵. El resultado de este conjunto de medidas se refleja en la Constitución Política de 1993, en la cual se cristaliza el modelo económico el cual es en adelante una “economía social de mercado” donde se respeta el derecho a la propiedad y a la libre empresa.

El resultado de estos dos procesos de liberalización, fue relativamente positivo ya que si bien de un lado hubo grandes avances en cuanto al crecimiento de la infraestructura y al nivel de producción de electricidad¹⁵⁶, el mercado no refleja totalmente una libertad de competencia entre agentes económicos. En ambos casos, el peruano y el francés, se mantuvieron las tarifas reguladas. En el caso francés, si bien se constata una desaparición casi total de este tipo de tarifas, éstas continúan rigiendo una pequeña parte de la demanda sobre todo a los consumidores finales, quienes todavía se muestran muy frágiles económicamente frente a los precios del mercado.

En el caso peruano se constata que las tarifas reguladas rigen una gran parte del mercado. En términos porcentuales, casi la cincuenta por ciento de la demanda de electricidad; en términos cuantitativos, la diferencia entre los clientes regulados y los clientes libres es abismal¹⁵⁷. En este sentido se puede decir que la libre competencia en el mercado peruano no es efectiva. Si bien existe un mercado SPOT en el cual existe un libre intercambio de cantidades de electricidad dentro del

¹⁵⁵ El sector de energía es considerado como uno de los sectores estratégicos en un país. La pérdida del control de este sector puede crear un contrapoder frente al Estado. Actualmente el sector energético ha tomado un puesto central en el ámbito social y económico.

¹⁵⁶ Según la publicación del Ministerio de Energía y Minas “Evoluciones en el Sector Eléctrico 1995 -2015” la potencia instalada se triplicó entre 1995 y 2015 llegando a alcanzar los 12 000 MW, en contrapartida la demanda aumentó en la misma magnitud llegando a 6 275 MW en el 2015.

¹⁵⁷ De acuerdo con el trabajo sobre la evolución del sector eléctrico del Ministerio de Energía y Minas antes citado, en 2015 el número de clientes regulados era de 6 718 310 mientras que el número de clientes libres era solamente de 338.

mercado mayorista, no existe una comercialización minorista y como consecuencia los consumidores finales no pueden elegir el suministrador de su elección.

Al no existir un sector de comercialización separado del sector de distribución, no se puede decir que exista una libre competencia efectiva en todo el sector eléctrico peruano, o por lo menos en el sector minorista. Esta situación permanecerá presente mientras exista un monopolio a nivel local de la distribución de electricidad, el cual monopoliza al mismo tiempo la actividad de comercialización eléctrica. Contrariamente, en el caso francés la realidad es otra, el legislador francés decidió no solo separar la actividad de comercialización de la actividad de distribución eléctrica sino que también introdujo una competencia entre los suministradores de electricidad, lo cual otorga al consumidor final la posibilidad de elegir la oferta que considere más adecuada para su consumo.

Por otro lado, se puede hacer una comparación con respecto a los mecanismos que se pusieron en práctica para lograr una libre competencia en el mercado eléctrico. En el caso peruano se buscó vender los activos estatales a empresas privadas y al mismo tiempo conceder en explotación la infraestructura y el derecho de ampliar la infraestructura existente a través de compromisos de inversión. En el caso francés, lo que se buscó en un primer momento fue de cambiar la naturaleza jurídica de la empresa pública de electricidad, para convertirla en una sociedad anónima, dentro de la cual exista una participación preponderante del Estado, esto es una consecuencia clara de la ideología publicista y del carácter esencialmente soberano del servicio eléctrico. Una de las consecuencias concretas de esta medida, fue la posibilidad de compartir la producción de electricidad del antiguo operador histórico con todos los competidores que se implanten en el sector de producción de electricidad.

Finalmente, una de las consecuencias de la deterioración progresiva del medio ambiente en el sector eléctrico, fue la introducción de energías renovables en la matriz energética, esto constituye una

tarea importante en la actualidad, por lo que se decidió incentivar e integrar las energías renovables en el mix-energético de casi todos los países productores de energía a partir de fuentes primarias. En el caso peruano, se buscó integrar este tipo de energía mediante un mecanismo de subastas con la finalidad de establecer una competencia ex ante; es decir, una competencia por el mercado con el objetivo de asegurar una parte de la oferta a los productores de electricidad a partir de una fuente renovable.

En lo que respecta al caso francés, se buscó una participación más directa de las empresas productoras de energía verde en el mercado; es decir, los productores venden directamente al operador histórico la energía que producen, el operador histórico está a su vez obligado a comprar esta energía a un precio que es fijado por el regulador, adicionalmente se creó el mecanismo del complemento a la venta de este tipo de energía, el cual consiste en que los productores de energías limpias colocan la electricidad que producen directamente en el mercado y reciben al mismo tiempo un subsidio, el cual les permite reducir su precio de venta y poder ofrecer su electricidad a un precio competitivo.

Las medias adoptadas por Francia y por el Perú, antes mencionadas de manera sucinta, nos permiten establecer un paralelo entre la evolución y el resultado del proceso de liberalización. Estas temáticas serán abordadas y ampliadas en los capítulos que siguen, lo cual nos permitirá establecer un paralelo entre el resultado que tuvo la apertura del mercado de electricidad a la libre competencia en el sector eléctrico francés y peruano, y nos permitirá responder a la pregunta: ¿cómo el mercado quedó estructurado después de 20 años de reformas? Finalmente se tratará el tema de los nuevos desafíos que se presentan para el sector eléctrico, sobre todo con respecto al medio ambiente y su protección frente a la producción de electricidad a partir de fuentes fósiles o nucleares, fuentes energéticas altamente contaminantes.

Capítulo I. El resultado del proceso de liberalización del sector eléctrico francés y su continua evolución frente a la problemática medio ambiental

La apertura a la libre competencia del sector de electricidad en Francia se realizó en el marco de una serie de directivas europeas destinadas a transformar el mercado eléctrico a nivel europeo. Esta transformación del mercado de electricidad fue progresiva y acompañada en cada etapa de cambio por un marco normativo que guiaba y enmarcaba la modificación de la estructura del mercado. La transposición del derecho europeo en el sistema jurídico francés, tuvo como consecuencia la apertura del mercado de las actividades de producción y suministro de electricidad e implantar una regulación adecuada sobre las actividades en redes (transmisión y distribución).

Es preciso resaltar que la reglamentación establecida para las actividades en redes es elaborada por la Comisión de Regulación de la Energía (CRE) la cual es miembro de la Agencia de cooperación de reguladores de energía (ACER), creada en el año 2009 por el Reglamento N° 713/2009 de fecha 13 de julio 2009. Esta agencia europea tiene como misión apoyar a los reguladores en materia de redes eléctricas a efectuar sus misiones y coordinar conjuntamente sus actividades, con la finalidad de

crear una interconexión entre países y facilitar el intercambio de electricidad donde haya una demanda insatisfecha¹⁵⁸.

Después de veinte años de la transposición de la primera directiva, la presencia preponderante de EDF sigue siendo una constante en el mercado eléctrico francés. Si bien los grandes consumidores de electricidad fueron los primeros beneficiarios de la apertura del mercado, los particulares y las pequeñas empresas no se beneficiaron de esta apertura, ya sea porque el precio establecido por el mercado no propone una oferta lo suficientemente accesible o porque no existe todavía una competencia lo suficientemente fuerte en el mercado como para reducir los precios a un nivel accesible para los pequeños consumidores¹⁵⁹.

El sector eléctrico francés actualmente quedó estructurado de la siguiente manera: el sector de la producción está abierto completamente a la libre competencia desde el año 2000, cabe precisar que para cubrir la demanda de electricidad se recurre a los productores menos costoso con respecto a su costo marginal. El precio de la electricidad está determinado por el costo marginal establecido por la última central de electricidad. Por su parte, las redes de transmisión, en tanto que monopolio natural, su uso está reglamentado por una tarifa de utilización de las redes públicas (TURPE) el cual es determinado por la CRE. Con respecto a las redes de distribución, éstas se encuentran bajo un régimen de concesión el cual es ejercido por la empresa ERDF (casi el 95% del territorio está gestionado por esta empresa) y cuya actividad es remunerada de la misma manera por la TURPE. Finalmente, la comercialización de electricidad está completamente abierta a la libre competencia

¹⁵⁸ El reglamento europeo N° 731/2009 establece que la ACER es una persona jurídica independiente que puede emitir recomendaciones y vigila la actividad de los administradores de las redes de transmisión de electricidad. Esta entidad europea fue creada en el 2009 y comenzó su actividad el 2011.

¹⁵⁹ Según el reporte de actividad de la Comisión de Regulación de la energía, en el año 2004 la consumación de los clientes residenciales y las pequeñas empresas estaba cubierta solamente en 6,7 % con respecto a la demanda total de electricidad.

desde el 1 de julio 2007. Los consumidores finales pueden elegir entre una oferta del mercado o por una tarifa reglamentada.

A partir de este contexto se puede concluir que la liberalización del mercado eléctrico se concretizó por a través de varios puntos: la libertad de elección de la empresa suministradora por parte de los consumidores finales (a partir del año 2004 para los consumidores profesionales), la libertad de implantación de los productores (a partir del año 2007), el derecho de acceso en condiciones objetivas, transparentes y no discriminatorias de todos los usuarios de las redes de transmisión y distribución de electricidad (a partir del 2007), la puesta a disposición de la energía de origen nuclear por parte de EDF en beneficio de las suministradoras alternativas, y el fin de las tarifas reglamentadas las cuales debieron desaparecer progresivamente, conforme al Derecho Europeo, efectiva a partir del 1 de enero del 2016.

La apertura del sector eléctrico muestra aún una cierta concentración en los sectores en competencia

En la segunda parte de este trabajo se constató que la producción legislativa en Francia fue importante, no solo a causa de la transposición de las directivas europeas en el derecho interno, sino que el legislador francés no quiso implantar una liberalización del mercado eléctrico de manera brutal, es por esto que las modificaciones estructurales que propuso el derecho europeo fueron transpuestas en derecho francés de manera progresiva y con un efecto mínimo en un principio. En este sentido, la apertura del mercado eléctrico para los grandes consumidores de electricidad se impuso desde el año 1999. Posteriormente desde el 1 de julio del 2004, el mercado conformado por los industriales fue liberalizado y finalmente a partir del 1 de julio del 2007 el mercado de los particulares y de las pequeñas empresas fue abierto a la competencia.

No obstante esta apertura progresiva del mercado eléctrico, es menester resaltar que existieron claros obstáculos para una apertura total del mercado; por ejemplo, la ley que promulga el Código de la Energía no establece una obligación para el Estado y/o sus órganos de ejercer un derecho de elección de su suministrador de electricidad, claro está en ese entonces todavía existían las tarifas reglamentadas; o por ejemplo, la posibilidad de los consumidores finales de ejercer su derecho de volver a formar parte de la categoría de clientes regulados y poder beneficiar de las tarifas reguladas. Este tipo de modificaciones fueron puestas en vigor seis veces entre los años 2005 al 2010, esto demuestra una inestabilidad legislativa y, sobre todo, presenta un marco jurídico complejo y nada claro para los consumidores.

La consecuencia lógica de estas medidas fue la poca acogida de las ofertas del mercado en el sector de los particulares y a las pequeñas empresas. Esto fue constatado por la Comisión de regulación de energía en junio del 2014, 36.2 millones de sitios de consumo, incluidos particulares y empresas, pertenecían a la categoría de clientes elegibles, lo cual correspondía a un consumo anual de 459 TWh. Este consumo se dividió en dos bloques bien definidos, por un lado 41 000 grandes sitios de consumo que representaban el 41 % del consumo y 31 millones de particulares y pequeñas empresas que representaban solo el 35 %, mientras que los industriales de medio y bajo consumo representaban 24%¹⁶⁰.

A esta situación se enmarca en un contexto de desinformación por parte de los consumidores finales, en setiembre del 2013, la encuesta anual de la CRE y del Ministerio de Energía mostraba que solo el 53 % de los consumidores tenía conocimiento de la posibilidad de cambiar de suministrador de electricidad, por el contrario, el 72 % pensaba que todavía las empresas monopólicas EDF y GDF eran las únicas empresas del mercado energético. Una reciente encuesta realizada por el Mediador

¹⁶⁰ Comisión de Regulación de energía, Marchés de détail, Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz naturel, 2^{do} trimestre 2014, pág. 4.

Nacional de la Energía, muestra que al 26 de setiembre 2016 el porcentaje de personas que tenía conocimiento de su derecho a cambiar de suministrador de electricidad era de 52 %, este porcentaje se mantiene con respecto al año precedente¹⁶¹.

No obstante, estos progresos mínimos, muchos consumidores no tienen conocimiento de la posibilidad elegir la empresa suministradora de electricidad de su elección, esto representa un obstáculo mayor en el proceso de apertura del mercado de electricidad, ya que el ejercicio de este derecho permite una libre competencia más amplia y beneficiosa para una gran cantidad de consumidores, con lo cual se lograría maximizar el bienestar de los consumidores finales.

Por otro lado, en lo que respecta a la situación del consumidor final dentro del mercado eléctrico, se puede concluir que éste no percibe concretamente los objetivos de la apertura del mercado eléctrico a la libre competencia. El principal objetivo fue de maximizar el bienestar del consumidor reflejado en una factura de electricidad mucho más baja gracias al juego de la libre competencia. Sin embargo, después de iniciado el proceso de apertura, la factura de electricidad aumentó en 3,3 % entre 2011 y 2012, este porcentaje disminuyó ligeramente entre 2012 y 2013 el cual fue de 3,2 %. Este incremento de tarifas eléctricas fue ocasionado por el aumento de las tarifas reglamentadas de venta y el aumento de la Contribución a los Cargos de Servicio Público (CSPE). No obstante, este continuo aumento del precio de la electricidad, la facturación eléctrica no muestra en realidad una disminución de precio de la electricidad en el sector mayorista, esto se debe a que este concepto representaba solamente el 32 % de la factura. Cabe precisar que la vigencia de las tarifas reglamentadas estuvo fijada hasta el 1 de noviembre del 2014, esta tarifa estaba calculaba sobre la base de los costos de producción de EDF. Adicionalmente, si el principal motivo de los consumidores finales para cambiar de suministrador era una tarifa eléctrica más baja, la diferencia de precios entre

¹⁶¹ Mediator Nacional de la Energía, *Barómetro Energie-Info du mediateur national de l'énergie*, Vague 10 – 2016, pág. 3.

la tarifa regulada y la tarifa propuesta por el mercado era variable, la diferencia se situaba entre -4 % y 27 %.

Si bien el contexto de la transformación no fue el ideal, uno de los principales obstáculos de la apertura del mercado eléctrico fue la compleja tarea de separación de empresas que actúan en cada sector de actividad. Al inicio del proceso de liberalización el objetivo no fue la desaparición inmediata de la empresa pública EDF sino su separación progresiva, es por este motivo que, como se indicó en la segunda parte, se estableció una separación primero contable, después jurídica y finalmente física. Sin embargo, esta separación si bien progresiva, fue muy compleja, se puede evocar, como ejemplo, el caso de la empresa que opera las redes de distribución ERDF, la cual posee la concesión del 95 % de la actividad en todo el territorio; el procedimiento de separación tuvo que lograr una independencia con respecto a los demás actores del sector: la empresa que gestiona la transmisión de electricidad RTE y la empresa dominante en el sector de producción, la cual es además la antigua empresa matriz EDF.

Es en razón a esta autonomía que se impuso a ERDF la obligación de mostrarse independiente y sin ninguna relación con respecto a los demás actores del sector. En el año 2013, esta empresa puso inició 37 acciones en diferentes áreas con el objetivo de garantizar su independencia sobre todo reforzando las atribuciones de su directorio con la finalidad de alcanzar una autonomía en su funcionamiento, y además en la imagen de la empresa con respecto a la empresa matriz EDF.

Apertura a la libre competencia en el sector de producción de electricidad

El sector de la producción de la electricidad fue el primer sector abierto a la libre competencia. El legislador estableció diferentes medidas para lograr un libre acceso es este sector, sin embargo, diversos obstáculos de orden estructural impiden que exista una libre competencia en este sector y que exista una concentración de la producción. Esta concentración se muestra muy fuerte, hasta el

14 de diciembre del 2016 solo tres productores representaban más de 106 Gw (EDF, ENGIE, E.ON); es decir, 82 % de la potencia instalada en Francia, y es solamente el grupo EDF que concentra el 75 % de la producción.

Si bien la apertura del sector de la producción debería haberse desarrollado a través la creación de nuevas capacidades de producción, la disminución de la demanda, la entrada al mercado de energías renovables y la disminución del precio de la electricidad mayorista que no permitió el desarrollar efectivo de nuevas capacidades de producción. Esta concentración se acentuó aún más a causa del dispositivo “obligación de compra ligada a las filiales renovables”, este dispositivo centraliza volúmenes suplementarios pertenecientes a la empresa EDF sin pasar por el mercado. Actualmente, los medios de producción llamados a cubrir la demanda de electricidad son: en un primer momento, las centrales nucleares, las centrales hidroeléctricas o las energías renovables, cuyo costo marginal de producción no es alto. Este tipo de centrales constituyen la base de la oferta de electricidad, mientras que los medios de producción mucho más eficaces, pero más costosos son llamados en caso de urgencia o de consumo elevado (principalmente la centrales con una fuerte de energía fósil).

De esta manera, el precio de la electricidad se determina en función del precio de producción de electricidad de la última central de producción requerida para satisfacer la demanda. Normalmente, una central de generación solamente produce electricidad cuando su costo de producción es inferior al precio del mercado, salvo el caso donde el abandono de la producción sea imposible o muy costoso. Sin embargo, existen otros mecanismos creados por el legislador francés que constituyen una excepción, por ejemplo, cuando existe al mismo tiempo una tarifa garantizada (subvención) y una obligación de compra por la producción, como en el caso de las energías renovables, la decisión de producir es independiente del precio del mercado.

Centrales hidroeléctricas

La producción eléctrica a partir de centrales hidroeléctricas permanece muy concentrada. Las 400 instalaciones hidroeléctricas más importantes representan el 95% de potencia producida, estas empresas son de propiedad del Estado y fueron concesionadas desde un inicio a EDF, esta empresa posee el 80 %, la segunda empresa con más centrales de producción es ENGIE, la cual posee el 17 %. Con la apertura del sector eléctrico a la libre competencia, el Estado deberá abrir el sector de concesiones hidroeléctricas a todas las empresas y crear una concurrencia en este sector no en el mercado. Esta decisión es sumamente importante pues el sector de producción hidroeléctrico representa el 13,8 % de la producción y más de 20 % de la potencia instalada. El marco jurídico de este tipo de producción fue establecido por la Ordenanza n° 2016-65 de fecha 29 de enero del 2016, esta reglamentación establece no solamente el proceso de concesión sino que también mediatas concretas para preparar la apertura de este sector a la libre competencia, por ejemplo, la realización de construcciones destinadas a la refacción de la central antes del inicio del procedimiento de concesión¹⁶².

Centrales térmicas

Por su parte, el sector de producción eléctrica en base de energía térmica, es decir gas y carbón, se encuentra en vías de desaparecer ya que con la disminución de los costos de producción de electricidad este tipo de productores se encuentra poco a poco menos requeridos, esto quiere decir que la probabilidad para ser requeridos con el fin de satisfacer los picos de consumos es actualmente escasa. Con las nuevas disposiciones a nivel europeo con respecto al medio ambiente y a su protección, se recomienda dejar de lado la producción del carbón, esto significaría la creación preferente de centrales de producción a gas ya que contaminan mucho menos que el carbón, sin

¹⁶² La obligación de abrir el mercado de concesión hidroeléctricas constituye una obligación para los estados miembros de la Unión Europea, esta obligación está prescrita en el artículo 106 del TFUE. Las concesiones hidroeléctricas son otorgadas en concesión por un periodo de 75 años aproximadamente 150 del total de concesiones terminan en el 2023.

embargo, la fuerte disminución del precio de las cuotas de CO2 además de la fuerte disminución del precio del carbón tuvieron como efecto que el costo de producción entre las filiales de gas y carbón no sea exagerado, es más a partir del 2011 que la producción eléctrica a partir de carbón está en aumento.

Centrales nucleares

En lo que concierne a la filial nuclear, teóricamente los mecanismos de apertura a la libre competencia propuestos en este sector son principalmente dos, ya sea la coexistencia de varios competidores en el sector pertinente, ya sea la coparticipación en las inversiones sobre las instalaciones ya existentes. Este último mecanismo fue privilegiado en el caso francés. En Francia existe un monopolio del parque nuclear el cual es explotado por EDF, la participación en el financiamiento de inversiones ya ha sido puesta en práctica en un porcentaje de 5 % del parque nuclear, de esta manera la posibilidad de participar en las inversiones sobre la infraestructura permite a las empresas que lo deseen ser copropietarias de una parte de la producción, este mecanismo es considerado como una alternativa al sistema existente establecido por la ARENH. Este sistema fue establecido por la ley NOME en el año 2010, se le conoce como “acceso regulado a la electricidad nuclear histórica” (ARENH), este sistema permite que los suministradores que lo soliciten se beneficien de un acceso a la electricidad producida por el parque nuclear, la cual goza de un precio competitivo.

Si bien este mecanismo permite beneficiar a una gran parte de suministradores de un precio competitivo de electricidad, tiene un impacto directo en el funcionamiento del mercado pues extrae del mercado el 67% de volúmenes negociados en el mercado, pero por otro lado orienta el precio del mercado a la baja. En este sentido, el Estado impuso un tope en el precio de venta entre 42,6 y 43,2 euros por MW/h por lo que los suministradores deben construir una oferta comercial atractiva a

partir del precio establecido por la ARENH. No obstante, estos aspectos positivos, este mecanismo crea una dependencia por parte de los suministradores, lo cual está en contradicción con el objetivo principal de este sistema que era el de permitir la entrada de nuevos agentes económicos autónomos¹⁶³.

La instauración de una nueva regulación del sector eléctrico dirigida a incentivar la libre competencia

Con la apertura del sector eléctrico a la libre competencia, nuevos actores fueron creado y otro ya existentes obtuvieron una importancia central. La regulación del sector eléctrico reposa sobre dos agentes importantes en el mercado, el primero es la Comisión de Regulación de la Energía (CRE) bajo el control del Consejo de Estado, y el segundo la Autoridad de la Competencia. La actividad de control de la Autoridad de la Competencia fue y es importante para la apertura del sector eléctrico a la libre competencia, ya que ella no solo interviene en los casos de abuso de posición dominante, especialmente en las interacciones entre un suministrador alternativo y EDF o una empresa local de distribución y ERDF, sino que también interviene para tomar una posición sobre la estrategia de la apertura del mercado a la libre competencia como fue el caso de los dispositivos ARENH, o con respecto a los procedimientos de ahorro de electricidad.

La actividad de la Autoridad de la Competencia se materializa de dos maneras, ya sea a través de decisiones sobre litigios entre agentes del mercado, o a través de opiniones sobre temáticas relacionadas al funcionamiento del mercado y las medidas que se pretende aplicar sobre él. Una de las primeras opiniones centrales sobre el tema energético de la Autoridad de la Competencia, antes

¹⁶³ Autoridad de la Competencia, Avis n° 14-A-16 de fecha 20 de octubre del 2014, concerniente el proyecto de decreto sobre la modificación del decreto n° 2011-466 de fecha 28 de abril del 2011 que fija las modalidades de acceso regulado a la electricidad nuclear, considerando 53.

Consejo de la Competencia, fue su opinión relativa a la separación contable entre las actividades de producción, transporte y distribución de electricidad. Esta opinión establece, como quedó plasmado en la primera ley de apertura del sector eléctrico, que la disociación contable entre las empresas de cada sector les permitirá alcanzar una gestión independiente, objetivo necesario para garantizar una apertura del mercado eléctrico¹⁶⁴.

Si bien la autoridad no interviene en casos donde se necesita un conocimiento técnico del sector eléctrico, su práctica se centra sobre todo en la práctica anticompetitiva, lo cual puede tener como consecuencia una sanción por abuso de posición dominante. No obstante esto, es necesario un trabajo interdisciplinario entre la Autoridad de la Competencia y la CRE.

En lo que respecta a la CRE, creada en el 2000 antes del inicio del proceso de apertura del mercado eléctrico, sus competencias fueron modificadas en numerosas oportunidades con la finalidad de extender sus competencias. Las principales atribuciones de la CRE están relacionadas a la determinación de tarifas, ya sea por la utilización de las redes públicas de electricidad (TURPE) la cual constituye una parte importante de los recursos económicos de los administradores de las redes; o por las tarifas reglamentadas de venta, la cual es determinada por el Ministerio de Energía bajo proposición motivada de la CRE; o también, por el acceso regulado a la electricidad nuclear histórica (ARENH) la cual es determinada de la misma manera por el Ministerio de la Energía bajo proposición de la CRE.

Uno de los problemas recurrentes en la actividad de regulación es la asimetría de información entre el regulador y el regulado, para compensar este obstáculo la CRE dispone de una serie de mecanismos; por ejemplo, el recurso sistemático a una concertación y consultación de las empresas reguladas. La CRE recurre sistemáticamente a estudios externos sobre ciertos temas dentro de sus

¹⁶⁴ Consejo de la Competencia, Opinión n° 00-A-29 de fecha 30 de noviembre del 2000, relativa a la separación contable entre las actividades de producción, transmisión y distribución eléctrica.

posibilidades económicas, y esto no le impide poder cofinanciar estos estudios con el mismo agente regulado, como es el caso de EDF con respecto a la ARENH. Por otro lado, gracias a la puesta en práctica de una regulación incitativa centrada en incentivar una eficacia de las empresas eléctricas, lo que le permite obtener una transparencia adecuada con respecto a las informaciones que se requiere.

La desaparición progresiva de las tarifas reguladas

Las tarifas reguladas de venta de electricidad, sin perjuicio del objetivo de abrir completamente el mercado de electricidad a la libre competencia y por ende la desaparición completa de las tarifas reguladas, actualmente coexisten sobre el mercado las tarifas reglamentadas para los pequeños consumidores, conocida también como tarifa azul, la cual es aplicada por los operadores históricos, como EDF y las empresas locales de distribución, en el marco de su monopolio legal y por otro lado las ofertas del mercado, las cuales todos los suministradores de electricidad pueden proponer. Las tarifas reglamentadas antes aplicadas a los grandes consumidores, llamadas verdes y amarillas, ya no existen desde el 1 de enero del 2016.

Como precedentes, se puede mencionar que antes de la desaparición de las tarifas mencionadas, el mercado se dividía en cuatro segmentos: los grandes sitios de consumo no residenciales los cuales tenían una potencia superior o igual de 250 Kw, en este segmento se encuentran los grandes sitios industriales, hospitales, supermercados y grandes inmuebles, etc. (consumo anual superior a 1Gwh). Los sitios medios de consumo no residenciales cuya potencia suscrita se encuentra entre 36 y 250 Kw, estos sitios corresponden a los locales de pequeñas y medianas empresas (consumo anual 0,15 Gwh y 1 Gwh). Los pequeños sitios no residenciales cuya potencia suscrita es inferior a 36 Kwa, siendo que estos sitios de consumo corresponden al mercado de masa no residencial como los

profesionales liberales, artesanos, etc. (consumo anual de 0,15 Gwh); y finalmente, los sitios residenciales cuya potencia suscrita es inferior a 36 KvA (consumo anual es inferior a 10 Mwh).

Mantener la existencia de las tarifas reglamentadas para los pequeños consumidores es considerada como una decisión política, la cual tiene como objetivo garantizar el poder adquisitivo de los consumidores finales, si bien ella es considerada como un obstáculo para la libre competencia efectiva en el mercado, el legislador ha siempre tratado de asegurar una competitividad de la tarifa reglamentada con respecto a las ofertas del mercado. En este sentido, el legislador estableció topes de consumo y fechas perentorias para las tarifas reguladas. Los usuarios con un consumo inferior a 36 KvA pueden elegir una oferta del mercado o una tarifa regulada, el tipo de usuario que concierne esta medida corresponde principalmente a los clientes residenciales o pequeños profesionales.

Con respecto a los clientes cuyo consumo es mayor a 36 KvA y que suscribieron una oferta sujeta a una tarifa reglamentada se les permitió conservarla, pero solamente hasta el 31 de diciembre del 2015, a partir de esta fecha ellos están obligados a elegir una oferta del mercado. En complemento a esta medida se prescribió que todos los usuarios que poseen una oferta del mercado no podrán suscribir ninguna oferta sujeta a tarifa reglamentada.

Evolución de la parte del mercado de las tarifas reguladas y las ofertas del mercado

El cálculo de la tarifa reglamentada se determina mediante la adición de precios del acceso regulado a la electricidad nuclear histórica, el costo del complemento al suministro de electricidad que incluye la garantía de capacidad, los cargos de transporte y los costos de comercialización, así como una remuneración razonable. Este tipo de cálculo tiene como objetivo mantener la competitividad con respecto a las ofertas del mercado, y la posibilidad por las empresas suministradoras de proponer precios de venta iguales o inferiores a las tarifas reglamentadas.

El balance que se obtiene de la apertura del mercado eléctrico a la libre competencia es que al 31 de diciembre del 2014 el mercado está largamente dominado por las tarifas reglamentadas, el cual corresponde al 90 % de los sitios de consumo de todas las categorías incluidas, lo cual representa el 70 % del consumo de electricidad. En el segmento residencial, las tarifas reglamentadas representan el 90,4 % mientras que en el segmento no residencial este tipo de tarifas representan 57 % del consumo, esto demuestra que los consumidores más grandes de electricidad son los que permiten el libre juego de la libre competencia en el mercado eléctrico. En lo que se refiere específicamente al sector residencial, a finales del 2014 se registró que 3 035 000 sitios de consumo de un total de 31,3 millones pertenecen a la oferta del mercado, y dentro de estos tres millones el 99% eligió una oferta de un suministrador alternativo¹⁶⁵.

Es importante resaltar que durante el año 2014 el número de sitios de consumo que eligieron una oferta del mercado aumentó en promedio de 46 500; es decir, un plus de 22,5 % sobre el año mientras que los sitios de consumo que eligieron al operador histórico EDF permanece estable. En lo que se refiere al segmento no residencial al finales del 2014 se registró 698 000 de sitios de consumo sobre un total de 5 millones que pertenecían a una oferta del mercado, de los cuales 64 % eligieron un suministrador alternativo. Si bien la apertura del mercado tuvo un efecto progresivo de diversificación de la oferta de electricidad, la presencia del operador histórico es imperante.

Sobre el segmento conformado por medianos y grandes consumidores no residenciales, el operador histórico EDF detiene el 77 % del mercado libre a la competencia, es importante resaltar que este porcentaje disminuyó con respecto al año precedente. Con respecto a los pequeños sitios de consumo no residenciales EDF detiene el 30 % del mercado abierto a la competencia mientras que el resto es detenido por Direct Energie y ENGIE con el 36 % y 33 % respectivamente. Finalmente, sobre

¹⁶⁵ Comisión de Regulación de la Energía, comunicado de prensa, *Bilan de l'ouverture des marchés de détail de l'énergie*, Observatorio de los mercados de electricidad y gas natural, de fecha 31 de diciembre 2014.

el segmento residencial ENGIE y Direct Energie se reparten el mercado libre a la competencia, aproximadamente la presencia de ENGIE representa dos tercios del mercado mientras que el tercio restante es detenido por Direct Energie. En cuanto al resto de sitios de consumos, es detenido por otros suministradores¹⁶⁶.

Como se mencionó a partir del 31 de diciembre del 2015, las tarifas reglamentadas de venta de electricidad aplicables en el sector profesional; es decir, para las empresas y las colectividades, desaparecieron, esto permitió que las empresas competidoras del operador histórico también llamadas suministradores alternativos puedan atraer nuevos clientes. Sobre los sitios de consumo medios no residenciales, la participación en el mercado pasó de 12,5 % en diciembre 2015 a 25 % en junio 2016. Sobre el segmento de grandes sitios no residenciales los suministradores alternativos pasaron a detener de 30,6 % en diciembre 2014 a 43 % en junio del 2016. Si bien la desaparición de las tarifas reglamentadas para los medios y grandes consumidores fue importante por la apertura del mercado, sus efectos fueron relativos ya que el 70 % de consumidores que dejaron de estar sujetos a una tarifas reglamentada pasaron a suscribir un contrato de electricidad con el operador histórico en el mercado libre¹⁶⁷.

Con respecto a los clientes residenciales, las tarifas reglamentadas predominan en este sector. Ellas representan el 87 % de los sitios de consumo al 30 de junio del 2016, y las empresas ENGIE y Direct Energie se reparten este mercado en una proporción dos a un tercio. Los otros suministradores detienen solamente un 4 % del volumen total del consumo de electricidad¹⁶⁸. En general, los resultados de la apertura del mercado eléctrico muestra que al 31 de diciembre del 2016 el 83 % de

¹⁶⁶ Comisión de Regulación de la Energía, *Le fonctionnement des marchés de détail français de l'électricité e du gaz*, Reporte 2014-2015, noviembre 2015, pág. 36.

¹⁶⁷ Comisión de Regulación de la Energía, *Surveillance, Etat de lieux des marchés de détail français de l'électricité et du gas naturel*, Reporte 2015-2016, pág. 7.

¹⁶⁸ Comisión de Regulación de la Energía, *Marchés de détail de l'énergie: ¿comment la concurrence progresse-t-elle ?*, En: *Décryptages*, noviembre 2016 N° 50, Paris, pág. 7-8.

los sitios de consumo se les aplica la tarifa reglamentada, esto representa el 38 % del consumo total de electricidad¹⁶⁹. Es importante señalar que una vez la desaparición de las tarifas reglamentadas para los medianos y grandes sitios de consumo no residenciales, hubo varios sitios de consumo que no pudieron pasar a elegir una oferta del mercado libre, este fue el caso de centros comerciales, industriales, hoteles y colectividades locales con un consumo superior a 36 KvA. Estos consumidores eran aproximadamente 100 000, en estos casos el legislador estableció un régimen transitorio en el cual el precio aumentaba en 5 % en promedio con respecto a la tarifa reglamentada con el objetivo de incentivar a este tipo de consumidores a elegir una oferta en el mercado. Este régimen transitorio llegó a su fin el 30 de junio del 2016.

En complemento de esta medida, en el caso de que los sitios de consumo no hayan elegido una oferta del mercado, la CRE organizó una licitación pública en conformidad a lo prescrito por la Ley N° 2016-129 de fecha 10 de febrero del 2016 con la finalidad de asegurar la continuidad del suministro de electricidad; sin embargo, el precio aplicable era el establecido en el mercado con un aumento del 30 %. Vale decir que esta medida tenía como objetivo que todos los sitios de consumo en esta situación encuentren una oferta en el mercado que más le convenga, en esta situación se encontraban 7 491 sitios pertenecientes al sector medio y grandes sitios de consumo.

Los avances del sector eléctrico frente a los nuevos desafíos medio ambientales

Frente a los desafíos que se presentan actualmente, la protección del medio ambiente es la principal causa de preocupación mundial. Hoy en día, no solo se busca una sociedad más justa con igualdad de oportunidades para todos, sino que también se busca, una sociedad respetuosa del entorno en el cual se desarrolla. La preocupante situación en la que se encuentra nuestro planeta tiene por consecuencia que las potencias mundiales tomen en cuenta seriamente la protección del medio

¹⁶⁹ Comisión de Regulación de Energía, Observatorio, 4to trimestre 2016, Les marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel, pág. 28.

ambiente y el crecimiento sostenible de la sociedad en un mismo nivel de importancia. En noviembre del año 2014, la Agencia Internacional de la Energía registró que el petróleo representa el 31,4 % de la producción mundial, el carbón 29 % y el gas natural el 21,3 %. En contrapartida el consumo mundial del petróleo representa 40,7 %, el gas natural 15,2 % y el carbón 10 %¹⁷⁰.

En el espacio europeo, la agencia europea de estadísticas EUROSTAT revela que en el 2015 en el espacio integrado por los 28 países miembros de la Unión Europea se produjo 766 millones de toneladas de energía equivalentes petróleo, de este total la parte de energías fósiles es como sigue: 19 % de combustibles sólidos, 9 % de petróleo bruto, 4,6% de líquidos de gas natural, mientras que las energías renovables representan el 27 % y la energía nuclear 29 %¹⁷¹. Con respecto al consumo, las energías fósiles representan el 60 % mientras que las energías renovables representan solamente 6,5 %. Estas cifras demuestran claramente una fuerte dependencia a las energías de origen fósil. La utilización de este tipo de energías provoca el aumento de los gases de efecto invernadero, y este fenómeno se refleja en el aumento de temperatura del planeta. Entre 1750, época de la revolución industrial, y finales del año 2013, la concentración en la atmósfera de dióxido de carbono CO₂, el principal agente que provoca el efecto invernadero, ha pasado de 250 partes por millón a 400, este nivel nunca ha sido registrado desde por lo menos 800 000 años.

Sin ninguna regulación específica sobre el consumo masivo de energía de origen fósil, el planeta sufrirá un aumento drástico de temperatura de 4,8 grados centígrados, lo que podría tener como consecuencia graves daños no solo para la flora y fauna sino para el ser humano y sus condiciones mínimas de sobrevivencia sobre la tierra. Numerosas conferencias mundiales organizadas por la ONU fueron realizadas con la finalidad de tomar decisiones globales con respecto a la preservación del

¹⁷⁰ Citado por BUZELAY, Alain, *Quelle stratégie énergétique pour l'Europe*, En: Revue de l'Union Européenne 2016, pág. 196.

¹⁷¹ <http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=fr&pcode=tsdpc320&plugin=1>

medio ambiente y luchar contra el calentamiento climático (por ejemplo, Kioto o Copenhague) sin embargo, estas no tuvieron un resultado efectivo.

La Conferencia de las Partes (COP) significó un impulso importante para alcanzar un consenso entre los países miembros de la Organización de las Naciones Unidas. La COP 21 marco un punto importante en esta evolución, pues el 12 diciembre del 2015 se llegó a un “acuerdo universal” aprobado por 196 delegaciones, llamado Acuerdo de Paris, que permitirá fijar el aumento de la temperatura mundial por debajo de 2 grados y continuar los esfuerzos por lograr un aumento por debajo de 1,5 grados centígrados.

En este contexto la Unión Europea se encuentra en una situación particular, ya que ella se construyó sobre la base de energías fósiles (uranio, carbón, gas y petróleo) y su modelo económico industrial se basa esencialmente en este tipo de fuentes energéticas. En un inicio el empleo de este tipo de energías primarias era aceptable pues el precio de producción era mucho menos caro que las nuevas tecnologías de producción y los problemas ambientales no eran considerables. Sin embargo, la situación cambio rápidamente, la utilización de energía de origen fósil y la acumulación de desechos radioactivos determinaron la modificación de prioridades en la política mundial y en especial europea.

El 24 de octubre del 2014 el Consejo de Europa fijó sus objetivos para el año 2030 en materia de clima y energía, estos fueron esencialmente alcanzar al menos una utilización del 27 % de energías renovables en la base energética, reducir las emisiones de CO₂ en 40 % y reducir el consumo de energía de por lo menos en 27 %. Sobre este último punto, la Comisión Europea considera que se debería establecer un objetivo a 30 % y que sea una obligación para los Estado miembros¹⁷². Para alcanzar estos objetivos, la Comisión Europea propone tres principios generales, los cuales son:

¹⁷² Consejo Europeo, Conclusiones de fecha 23 y 24 de octubre del 2014, EUCO 169/14.

garantizar un precio bajo de electricidad para los consumidores, garantizar una seguridad energética y continuar la reducción de la utilización del carbón como insumo en la producción de energía.

En esta misma línea, el legislador francés decidió concretizar estos esfuerzos políticos en su derecho nacional, esencialmente sus esfuerzos se centraron en reducir la principal fuente de contaminación del medio ambiente en el sector energético, el consumo y producción de energía de origen fósil. Por otro lado, decidió reducir progresivamente el uso de las energías de fuente nuclear, producto muy peligroso y contundente por sus efectos en el medio ambiente y los desechos que se producen de su explotación. Los dramáticos casos de Chernóbil o Fukushima son una muestra del terrible impacto que puede tener la utilización negligente de la energía nuclear. Es necesario resaltar que la principal fuente de producción de electricidad en Francia es la energía nuclear. Desde los años 50 este tipo de fuente energética fue mayoritariamente explotada y desarrollada por la empresa pública EDF.

Con la Ley de transición energética para el crecimiento verde, Ley N° 2015-992 de fecha 17 de agosto del 2015, se estableció mecanismos jurídicos destinados a favorecer la utilización de las energías renovables y reducir progresivamente la utilización de energías de fuente fósil. La ley de transición energética propone un marco de acción conjunto entre las empresas, ciudadanos y el Estado, y al mismo tiempo establece varios objetivos a largo plazo, entre los cuales se puede identificar: la reducción de las emisiones de CO₂ en 40 % hasta el año 2030 y dividir entre cuatro las emisiones de CO₂ hasta el año 2050; reducir el consumo de energía final en 50 % para el 2050; reducir el consumo de energía primaria de energías fósiles en 30 % para el 2030; introducir las energías renovables en la matriz energética en 23 % del consumo final bruto de energía hasta el 2020 y a 32 % del consumo final bruto de energía hasta el 2030; reducir la parte de la energía de origen nuclear a 50 % hasta el 2050; luchar contra la precariedad energética consolidando un acceso a todos los ciudadanos sin costo excesivo y finalmente reducir en 50 % la cantidad de residuos nucleares para el 2050.

Esta ley establece un control estricto de la producción nuclear y establece un tope con respecto a la producción de energía nuclear. Por otro lado, modifica el tradicional mecanismo de obligación de compra reemplazando las tarifas de compra por un complemento de remuneración, además de incitar a la participación de los gobiernos locales en el capital de las sociedades que producen electricidad a partir de energías renovables. Estas medidas fueron plasmadas en el Código de la Energía, ya sea creando nuevas disposiciones, o modificando las disposiciones existentes.

Mecanismos jurídicos destinados a una transformación de la matriz energética

Los mecanismos implantados por la ley de transición energética son concretamente, de un lado, reforzar las prerrogativas del poder público sobre el operador EDF y, por otro lado, el control de la producción de electricidad a partir de una fuente nuclear. Una de las características del sector de producción de electricidad francés es que aproximadamente el 70 % de la producción de electricidad es de origen nuclear, este tipo de fuente energética fue elegida por su bajo costo de producción, no obstante, su elevado costo de instalación e implantación. Este hecho tiene como consecuencia que las nuevas empresas que ingresen al sector de producción no puedan competir con el operador histórico ya que éste posee no solo propiedad del parque nuclear, sino que también, posee la gestión la cual la ha ejercido por más de 50 años bajo un régimen de monopolio legal.

En consecuencia, la explotación de EDF sobre el parque nuclear le otorga no solo una renta fija además de ubicarlo en una posición dominante en el mercado. Con la finalidad de revertir esta situación, el legislador francés estableció el mecanismo de acceso regulado de la electricidad nuclear histórica a través de la Ley 2010-1488 de fecha 7 de diciembre del 2010, esta ley que estableció una nueva organización del mercado eléctrico. Este mecanismo transitorio permite que los suministradores alternativos accedan a volúmenes de energía nuclear en las mismas condiciones que EDF. Si bien, EDF fue creado como una empresa pública y ejercía su actividad de producción bajo un

modelo monopólico, con la apertura del mercado eléctrico a la libre competencia esta empresa pasó a ser una sociedad anónima y, en consecuencia, en razón de su nueva naturaleza jurídica el régimen de derecho civil le es aplicable como una sociedad civil común.

Si antes del cambio de naturaleza jurídica de EDF, esta empresa se veía sujeta a la política del Estado obligada a alcanzar sus objetivos en beneficio del interés general, con el cambio de régimen EDF estructuro su misión con la finalidad de ejercer una misión de interés general, pero con un interés privado como finalidad. No obstante, estos cambios de naturaleza jurídica, el legislador enmarcó la actividad de EDF a través de una serie de obligaciones de servicio público, las cuales fueron presentadas y comentadas en los capítulos anteriores. Estas obligaciones tuvieron un soporte contractual en el acuerdo que el Estado firmó con EDF con la finalidad de garantizar el respeto de los principios inherentes del servicio público, así como de las obligaciones que derivan de su ejercicio.

Por otro lado, con la finalidad de controlar las actividades de esta empresa monopólica, en adelante una empresa privada, la ley de transición energética reforzó los poderes de intervención del Estado sobre la actividad de EDF. En un principio se estableció la figura del Comisario de Gobierno el cual tendría la facultad de intervenir en el consejo directivo de las empresas eléctricas que produjeran más de un tercio de la producción de electricidad nacional, solamente con una voz de consulta. Con la ley de transición energética se estableció que el Comisario de Gobierno no solo tenga el poder de oponerse a las decisiones que el consejo directivo de la empresa tome cuando éstas se encuentren en contradicción con el programa nacional plurianual, sino que también pueda vetar las decisiones si así lo considera necesario, según las disposiciones del artículo L 311-5-7 del Código de la Energía.

Otro tipo de medidas establecidas por la ley de transición energética fueron el control de la electricidad por fuente nuclear. Como se mencionó, uno de los objetivos principales de esta ley es la reducción de 50 % de la producción de energía eléctrica por fuente nuclear. Si bien con la apertura

del mercado se estableció un sistema de autorizaciones para la implantación de nuevas centrales de producción, el artículo L 311-1 del Código de la Energía estableció que la implantación o creación de nuevas plantas de producción deben ser coherentes con el programa plurianual de la energía, lo que quiere decir que el poder público puede oponerse a la construcción de nuevas centrales nucleares si éstas no están conformes a los objetivos de la ley de transición energética.

En este sentido se introdujo en el artículo L 311-5-5 del Código de la Energía, la imposibilidad de otorgar una autorización de implantación o creación de una planta de producción de electricidad de origen nuclear cuando ésta tendrá por efecto sobrepasar el tope de 63,2 Gw de producción de origen nuclear, la cual es igual a la potencia nuclear instalada en Francia. De esta manera, queda claro que toda nueva instalación de producción de fuente nuclear podrá existir si existe una clausura de otra ya existente y con una potencia idéntica.

El incentivo a desarrollar nuevas plantas de producción con fuente renovable, fue uno de los objetivos de la ley de transición energética, en esta medida su objetivo no solamente fue de modernizar o actualizar los mecanismos clásicos que existían para diversificar la fuente energética, como por ejemplo, la obligación de compra de electricidad de origen renovable, sino que también la ley se propuso establecer nuevos mecanismos de incentivos dirigidos a los órganos del Estado con el fin de amplificar la utilización de energías renovables.

La obligación de compra de electricidad de origen renovable es un mecanismo establecido por la ley de fecha 10 de febrero del 2000 que transpone la primera directiva. Este sistema establece la obligación del operador histórico EDF de comprar la electricidad verde producida por los pequeños productores con la finalidad de apoyar de manera transitoria su desarrollo. Actualmente el costo de producción de electricidad a partir del viento o de los rayos solares es muy alto; sin embargo, se proyecta que con el tiempo la tecnología podrá alcanzar los medios para convertir la generación a

partir de energías renovables más eficaces a un precio competitivo en el mercado. Mientras tanto, el Estado a través de la contribución al servicio público de electricidad (CSPE) y el fondo de perecuación sustentado por la contribución de todos los consumidores finales en la factura de electricidad, son los que soportan el sobre costo de la producción de electricidad basado en energías verdes.

Es importante precisar que una vez que este sistema de obligación de compra de electricidad sea puesto en práctica, muchos proyectos de creación e implantación de plantas generadoras a partir de energías renovables, especialmente de energía fotovoltaica, serán presentados y se adherirán al mecanismo de compra. Esto trajo como consecuencia que en 2010, mediante decreto supremo, se suspendiera el mecanismo de compra pues se proyectaba que la implantación de todos estos proyectos haría que la contribución de los consumidores fuera excesiva. Después de este periodo de moratoria, se estableció una nueva tarifa de compra de electricidad especialmente adaptada para los proyectos fotovoltaicos.

Nuevos mecanismos dirigidos a la inclusión de energías renovables

El mecanismo de compra de electricidad sufrió una modificación en su forma de aplicación gracias a las líneas directivas establecidas por la Comisión Europea de fecha 28 de junio del 2014 relativas a las subvenciones de origen estatal. Estas líneas directivas indican que con la finalidad de incentivar la integración de las energías renovables en la matriz energética, es necesario que los productores de este tipo de energía vendan la electricidad producida en el mercado directamente y que estén sujetos, en consecuencia, a las obligaciones del mercado¹⁷³. En este sentido, el artículo 104 de la ley de transición eléctrica introduce un nuevo mecanismo de apoyo a las energías renovables, el llamado complemento de remuneración el cual se mantiene al lado del tradicional mecanismo de obligación de compra.

¹⁷³ Comisión Europea, Líneas Directivas relativas a las subvenciones estatales a la protección del medio ambiente y de la energía para el periodo 2014-2020 (2014/C 200/01) de fecha 28 de junio del 2014.

El mecanismo de complemento de remuneración tiene por objetivo apoyar económicamente a los productores de electricidad de fuente renovable y de les incentivar a comercializar directamente en el mercado la electricidad que producen. Como se mencionó anteriormente, el precio de venta de la electricidad de fuentes renovables es mucho más alto que el precio de venta fijado por el mercado, es a causa de este sobre costo que el complemento de remuneración se otorga a este tipo de productores con el fin de proponer la electricidad producida a un precio competitivo, resultado de la diferencia entre el precio real de producción y la remuneración otorgada. De esta manera, el complemento les permite cubrir sus costos de producción y les asegura una renta razonable, el monto del complemento de remuneración es determinado por la diferencia entre la tarifa de obligación de compra y el precio de venta de electricidad establecido por el mercado. Este mecanismo, permite a los productores de electricidad a partir de energía renovables, tener una renta fija y al mismo tiempo comercializar electricidad directamente en el mercado.

La coexistencia de estos dos mecanismos que incentivan la utilización y la integración de las energías renovables, si bien transitorios, no tuvieron una plena aceptación de la CRE, quien considera que la coexistencia de estos dos mecanismos no es beneficiosa, ya que los operadores elegirán el sistema que les aporte más beneficios económicos lo que ocasionará un fuerte incremento de la CSPE¹⁷⁴. Es importante resaltar que estos dos mecanismos son operativos mediante dos procedimientos diferentes. Para el mecanismo de obligación de compra es necesario solicitarlo directamente al operador histórico EDF y firmar un contrato de venta; para el mecanismo de complemento de remuneración es necesario un procedimiento de licitación.

Participación pública en la creación de centrales eléctricas de energía renovable

¹⁷⁴ Opinión de la Comisión de Regulación de la Energía de fecha 9 de diciembre del 2015 relativa al proyecto de decreto sobre el mecanismo de complemento de remuneración.

Finalmente, antes de la entrada en vigor de la ley de nacionalización en 1945, los gobiernos locales desarrollaron sus medios de producción, transmisión y distribución de electricidad, creando para este fin empresas de economía mixta, o celebrando contratos de *joint venture* con los operadores privados. Vale decir que en esa época las competencias y prerrogativas de los gobiernos locales eran muy extensos. Con el fin de la guerra, el Poder ejecutivo decidió confiar estas actividades a un operador central de naturaleza pública, EDF, la totalidad de las redes y de los medios de producción. Durante la reconstrucción del país, la producción de electricidad se centraliza, principalmente en la energía nuclear. A mediados de los años 90 los gobiernos locales obtienen nuevamente el protagonismo en materia energética pues con la descentralización ellos participan directamente en la negociación de contratos de distribución o para la instalación de redes de calor, o para la implantación de centrales térmicas. Sin embargo, en razón de la naturaleza de la misión confiada a EDF y su calidad de empresa pública, las competencias de los gobiernos locales estuvieron siempre enmarcadas.

Los límites legales impuestos a los gobiernos locales fueron desapareciendo progresivamente, de manera principal por la aplicación de nuevas reglas de eficacia energética en el ejercicio de las actividades de las personas públicas. En este sentido, una de las novedades de la ley de transición energética fueron las nuevas modalidades de inversión pública a nivel local. El artículo 111 de esta ley establece la posibilidad para los gobiernos locales de participar en el capital de las sociedades que producen energía renovable. Esta disposición fue transpuesta en el Código de la Energía en su artículo L 314-27, el cual establece que *“las empresas en acciones (...) constituidas para llevar cabo un proyecto de energía renovable puede, al momento de su constitución o de la evolución de su capital, proponer una parte (...) a los gobiernos locales y a sus grupos sobre el territorio en el cual se sitúan”*. Esta medida de participación de la inversión pública local ha sido beneficiada por el dispositivo de creación de las sociedades de economía mixta de operación única. En este sentido las

competencias de los gobiernos locales fueron revitalizadas con el objetivo de tomar un rol activo en el desarrollo e integración de las energías renovables.

Estas disposiciones, en el marco del desarrollo de las energías renovables, permiten a los gobiernos locales una participación directa en la elección de la eficacia energética que el gobierno local hace eligiendo un cierto tipo de energía renovable y no otro, ya que esta elección depende de la geografía del territorio, de sus características de consumo, de su complementariedad con otros medios de producción y de las redes existentes¹⁷⁵. Esta participación se muestra también en otros dos aspectos, el primero, las concesiones hidroeléctricas, las cuales pueden ser explotadas por empresas de economía mixta; y por otro lado, la producción de calor y frío renovables es incentivado por el Estado, el cual amplía el perímetro de aplicación de los Fondos de calor, el cual hasta antes de la ley de transición energética, estaba solamente reservada a la producción de calor a partir de la biomasa, geotérmica, solar y a las energías de recuperación.

En lo que se refiere a las redes de transmisión, los gobiernos locales intervienen legítimamente, pues ellos reciben en su territorio la infraestructura necesaria para el servicio eléctrico, además intervienen cuando son consultadas para ofrecer una opinión o autorización con la finalidad de modernizar las redes de transmisión. Por otro lado, el decreto 2015-1442 de fecha 6 de noviembre del 2015, establece que los gobiernos locales intervienen en la actividad eléctrica con el fin de asegurar una evaluación de la eficacia energética de las redes con la finalidad de llevar a cabo medidas de modernización de las redes. Con respecto a las redes de distribución, las mismas observaciones que se formularon para las redes de transmisión pueden ser hechas, con el detalle que las propiedad de las redes pertenecen a los gobiernos locales, en este sentido su misión será de buscar un control constante del administrador de redes de distribución con el objetivo de alcanzar

¹⁷⁵ LEPEEM Jérôme y EZAN, Gaëlle, Les collectivités territoriales et l'amélioration de l'efficacité énergétique, En: AJ Collectivités Territoriales, n° 21, 2006, pág. 21.

una eficacia en la gestión y un control del consumo mediante mecanismos desarrollados por los administradores; por ejemplo, el medidor inteligente Linky, con el cual se pretende alcanzar una precisión en el cálculo del consumo eléctrico residencial.

Capítulo II. El resultado del proceso de liberalización del sector eléctrico peruano y su continua evolución frente a la problemática medio ambiental

La producción de electricidad a nivel nacional ha crecido significativamente en los últimos 17 años, desde el inicio de los años 1995 hasta el 2015 la producción se cuadruplicó pasando de 13 623 GWh a 42 334 Gwh; es decir, hubo una tasa de crecimiento anual de 5,8 %. Este crecimiento se refleja en el crecimiento del PBI, el cual en el mismo periodo pasó de 3 % a 5,8 %. Por otro lado, el consumo del mercado eléctrico, el cual está conformado por el SEIN y por los sistemas aislados, se incrementó de 9 849 Gwh en 1995 a 39 775 Gwh en 2015¹⁷⁶. A partir de estas estadísticas se puede constatar que existió un crecimiento constante de la producción y consumo de electricidad, el cual puede ser coherentemente interpretado como un crecimiento de la actividad económica en el país, lo cual en principio significaría un crecimiento de las condiciones de vida de los ciudadanos.

Con respecto a la liberalización del mercado eléctrico, el consumo de los usuarios libres representó en el año 2015 el 46 % del consumo total mientras que los usuarios regulados representaron el 54 % del consumo total del mercado eléctrico. Estas cifras muestran un aparente equilibrio entre estas dos categorías de clientes, lo cual podría traducirse como un equilibrio en la demanda de electricidad ya que no existe una concentración en el consumo; sin embargo, en términos cuantitativos se puede constatar que la realidad es otra pues hasta el año 2015 existen solamente 346 usuarios libres

¹⁷⁶ Ministerio de Energía y Minas, Evolución de indicadores del sector eléctrico 1995-2015, op. cit., pág. 29.

mientras que los clientes regulados son 6 681 682¹⁷⁷. Además, se puede constatar que el objetivo de un mercado eléctrico libre el cual se rige por la libre competencia está aún lejos, pues todavía queda más de la mitad del mercado, en términos de porcentaje, que no puede elegir libremente su suministrador de electricidad ni mucho menos negociar el precio de la electricidad de consumo¹⁷⁸.

En cuanto a la repartición del consumo por cada sector de actividad se puede constatar que el sector minero es el sector que más consumo demanda representando el 56 %, seguido del sector residencia con 23 %, del sector comercial con 18 % y finalmente el servicio de alumbrado público con 2 %. Esta diferenciación de consumo muestra que aproximadamente la mitad de la producción de electricidad se genera para la actividad minera mientras que el resto está dividido entre los demás sectores entre los que se encuentra el residencial. Por otro lado, el consumo de electricidad por región muestra que la región de Lima concentra el 46,7 % del total del consumo seguida por Arequipa con 7,7 %, Ica con 5,6 %, Cusco 4,9 % y Junín con 4,8 %¹⁷⁹. Estas estadísticas muestran la fuerte centralización a la que está sujeta nuestro país, las principales empresas, centros de consumo y concentración de la población se centran en un solo departamento, lo cual puede catalogarse como una de las razones de las desigualdades que existen en cada región y del estado de abandono de ciertas regiones por parte del Estado, principalmente las zonas rurales.

Esta concentración en el consumo se observa también en cada zona geográfica del país, en el año 2015 la zona centro concentró el 59 % mientras que el consumo de la zona sur representó el 26 % y la zona norte 14 % mientras que la zona oriente solamente el 2 %. Sin embargo, esta situación era mucho más preocupante hace 10 años, en aquella época el consumo de la zona centro era de 64 % el

¹⁷⁷ OSINERGMIN, La industria de la electricidad en el Perú, 25 de aportes..., op. cit., pág. 224.

¹⁷⁸ No obstante, esta diferencia importante entre clientes regulados y libre, la cantidad de clientes libre continúa en crecimiento, según OSINERGMIN el total de clientes libres registrados hasta julio 2017 es de 1222, los cuales representan un consumo de 2 123 Gwh. Estas informaciones pueden ser corroboradas en el link siguiente: <http://srvgart07.osinerg.gob.pe/SICLI/principal.aspx>

¹⁷⁹ OSINERGMIN, op. cit., pág. 226.

consumo total, la zona sur 24 %, la zona norte 11 % y el oriente 1 %. En comparación, se puede señalar que el consumo de la zona centro se redujo y se incrementó en el resto de zonas. Con respecto al consumo per cápita se constata que el consumo por habitante se duplicó entre los años 1995 y 2015 pasando de 584 Kwh a 1355 Kwh¹⁸⁰. Estas cifras se tienen que tomar con precaución pues se refiere sobre todo a un consumo promedio, la cantidad de electricidad que consumen ciertos sectores es mínima mientras que en otros es muy elevada. Diferencia que se refleja por la falta de recursos económicos o por inexistencia de acceso al servicio eléctrico.

A partir de estas estadísticas se puede deducir que este crecimiento de la economía y el crecimiento del consumo de electricidad están ligados, pues el aumento de la actividad económica y la mejora de condiciones de vida tienen como consecuencia un consumo ascendente de energía eléctrica. Si bien es cierto que un mayor consumo de electricidad puede ser la consecuencia de un mejor sistema de alumbrado público, de la utilización de equipos que permitan un mejor funcionamiento de las estructuras esenciales (hospitales, colegios y la administración en general) se tiene que reconocer que aún existen ciertas partes de la sociedad que no cuentan con un servicio de electricidad a un nivel aceptable, especialmente en las zonas rurales.

Muchos factores muestran que el estado actual de la electrificación rural mejoró notablemente. Durante el periodo 1993-2015 el coeficiente de electrificación rural tuvo un crecimiento constante pasó de 7,7 % en 1993 a 78 % en diciembre del 2015¹⁸¹, la cobertura nacional del servicio eléctrico pasó de 54,9 % a 93,3 % y la penetración del servicio eléctrico rural tuvo una progresión importante

¹⁸⁰ Ídem, pág. 228.

¹⁸¹ Ministerio de Energía y Minas, Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER), periodo 2016 – 2025, parte gráficos, Grafico N° 1. Es importante remarcar que el coeficiente eléctrico rural tuvo dos periodos de crecimiento continuo, un primer periodo entre 1993 – 1996, durante el inicio de la nueva política económica del Estado, y un segundo periodo entre 2008-2015, durante la realización de grandes proyectos de electrificación principalmente en el sector de transmisión. Finalmente, en el periodo 1997-2007 si bien hubo un aumento progresivo del coeficiente, 0,8 % en promedio, este no fue significativo.

en el periodo 2007-2015 pasando de 29,5 % a 78 %¹⁸². No obstante, estas estadísticas positivas, esto no significa que una parte de la población tenga un consumo adecuado de electricidad, la Encuesta Residencial de Consumo de Usos de Energía indica que en el año 2016 los hogares que se encuentran fuera del límite de pobreza, tienen un consumo promedio de electricidad de 166,2 Kwh/mes mientras que los hogares que se encuentran en situación de pobreza y extrema pobreza consumen 94,1 Kwh/mes y 61,2 Kwh/mes respectivamente¹⁸³. A partir de esta información, se puede afirmar que estos promedios muestran un crecimiento en el promedio de consumo de 72 % (con respecto al sector fuera del límite de pobreza), 23 % (sector en situación de pobreza) y 44 % (sector en extrema pobreza) en comparación con el año 2012.

En términos macroeconómicos, una de las consecuencias importantes de la liberalización del sector eléctrico es la reducción del precio de la electricidad. En 1994 se registraba una tarifa residencial de aproximadamente 170 USS/MWh mientras que en 2015 la tarifa residencial era de 129 USS/MWh¹⁸⁴. Evidentemente las privatizaciones y la nuevas forma de explotación de la infraestructura eléctrica muestra un efecto positivo para el consumidor final. Sin embargo, es importante remarcar que el precio de la electricidad antes de la privatización iniciada en 1994 era excesivamente alto ya que era un precio que reflejaba una serie de años de mala gestión pública, una fuerte deuda en inversiones y un defectuoso funcionamiento del sistema eléctrico en general. Las inversiones privadas no solo permitieron al Estado eliminar una parte de sus deudas sino que también permitió dinamizar el sistema eléctrico y extender su alcance en todo el territorio nacional.

¹⁸² Ministerio de Energía y Minas, Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER), periodo 2016 – 2025, Dirección General de Electrificación Rural, diciembre 2015, parte 1, pág. 4.

¹⁸³ Informe de Resultados Encuesta Residencial de Uso y Consumo de Energía ERCUE 2016, Gerencia de Políticas y Análisis Económico - GPAE.

¹⁸⁴ Ministerio de Energía y Minas, Tarifas eléctricas en el Perú, enero 2016, pág. 14. Este documento puede ser consultado en el link siguiente: [http://www2.congreso.gob.pe/sicr/comisiones/2015/com2015enemin.nsf/pubweb/389AD906020DCA4405257F960071F3B8/\\$FILE/PPT-MEM2016.PDF](http://www2.congreso.gob.pe/sicr/comisiones/2015/com2015enemin.nsf/pubweb/389AD906020DCA4405257F960071F3B8/$FILE/PPT-MEM2016.PDF)

La dinámica que se introdujo con la nueva política establecida al inicio de los años 90, fue beneficiosa para la economía nacional, pues al suprimir la preferencia nacional y la gestión estatal como principios generales, se instauró un régimen económico social de mercado dentro del cual el Estado tendría un rol subsidiario; es decir, que no intervendría en el mercado salvo casos previamente establecidos por la ley, cuando el interés general lo demande, o cuando exista una escasa o ninguna presencia de la iniciativa privada. Estos principios se reflejaron en la Constitución Política de 1993 y en los instrumentos legales que se emitieron posteriormente, como la Ley de Concesiones Eléctricas (Ley N° 25844), la Ley marco para el crecimiento de la inversión privada (Decreto Legislativo N° 757), La ley que asegura el desarrollo eficiente de la generación eléctrica (Ley N° 28832) o la Ley de electrificación rural (Ley N° 28749). Estos instrumentos establecieron un marco normativo que permitió al Estado gestionar mejor sus recursos, tanto para la explotación como para la construcción de nueva infraestructura. El fruto de estas decisiones políticas, concretizadas por el marco normativo antes mencionado, fue el dinamismo del mercado, y el crecimiento de la oferta y la demanda en el consumo de electricidad.

Liberalización del sector de generación de electricidad

La liberalización del mercado eléctrico a la libre competencia tuvo, como se esperaba, la entrada de nuevas empresas en el sector de producción de electricidad. Este fenómeno se concretizó gracias al mecanismo de licitación de contratos entre las distribuidoras y generadoras creado por la Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, Ley N° 28832 publicada el 23 de julio del 2006 conocida como Ley de generación eficiente. Este mecanismo permite obtener un precio de la energía a partir de los costos variables y ordena la oferta de los generadores de menor a mayor hasta cubrir la totalidad de la demanda. Ahora bien, para conocer el volumen de la demanda, las empresas distribuidoras deben contratar con una anticipación de al menos de tres años, a la cual los clientes libres pueden adherirse. Es preciso indicar que existe una variabilidad en la suscripción de contratos

con respecto a la anticipación de la demanda, hasta el 25 % de la demanda puede contratarse con al menos 5 años de anticipación, 3 % de la demanda a cualquier plazo y 75 % de los contratos pueden suscribirse con una antelación de 5 a 10 años.

Este mecanismo de subasta permite incentivar las inversiones en generación eléctrica ya que ofrece plazos largos de compromiso contractual a precios estables, lo cual es adecuado para la creación de nuevas plantas de generación hidroeléctrica, las cuales tiene como característica un alto costo de inversión para su implantación y un costo relativamente bajo de operación. Es en razón de estas particularidades que se formula la principal crítica a este mecanismo de subasta aplicado a las centrales hidroeléctricas, las cuales requieren más de tres años para su implantación, y su viabilidad necesita por los menos de diez años de un mercado cautivo, por este motivo sería conveniente que se firmen contratos de al menos 10 a 20 años. Por otro lado, sería mucho más beneficioso para el mercado mayorista que las nuevas centrales dejen libres una parte de su producción, la cual estaría reservada al mercado SPOT. Adicionalmente, sería muy beneficioso llevar a cabo licitaciones con capacidad de generación adicional para el caso de interrupciones con lo cual se tendría una reserva de respaldo¹⁸⁵.

Regulación des las infraestructuras en redes (transmisión y distribución)

En lo que se refiere a las líneas de transmisión eléctrica, si bien es cierto las redes constituyen un monopolio natural por lo que la liberación del mercado a la libre competencia es evidentemente difícil, ya que no se puede autorizar la construcción de varias redes por ser ineficaz y por provocar una saturación del espacio geográfico, esta situación provocaría una prestación ineficiente del servicio de transmisión de electricidad. En este sentido, como se trata de una monopolio natural se optó por instaurar una reglamentación adecuada que permita el acceso a todos los operadores

¹⁸⁵ DAMMERT LIRA, Alfredo, La agenda pendiente del sector eléctrico, En: Derecho y Sociedad, N° 45, Lima, 2016, pág. 187.

económicos en igualdad de condiciones y al mismo tiempo que el pago por la utilización de las redes se haga en completa equidad y de acuerdo a la utilización que cada agente haga de las redes. Las redes de electricidad de alta tensión tienen una particularidad que las caracteriza, este tipo de redes se encuentran en lugares alejados de las ciudades y constituyen la columna vertebral del sistema eléctrico. En este sentido la venta, la comercialización, el abastecimiento y el suministro de electricidad se logra gracias a las redes de transmisión, es por esto que una vez constituido el SEIN se pudo lograr un crecimiento mucho más acelerado de la demanda de electricidad así como una eficacia en la distribución de la electricidad generada.

Ya que las líneas de alta tensión transportan a grandes distancias la electricidad y su construcción no representa en la mayor parte de casos interesante para la iniciativa privada, la mayor parte de su construcción constituye una tarea del Estado, puesto que existen numerosos lugares donde la construcción de líneas de alta tensión no son beneficiosas para las empresas o agentes económicos con una actividad comercial o para un conjunto importante de agentes. En estas zonas, como por ejemplo las zonas rurales, no existe una fuerte concentración social o en lugares apartados donde no existe un alto nivel económico de los agentes del mercado, es imperativo que el Estado tome un rol protagonista en el desarrollo de las redes de transmisión. En respuesta a esta situación, la Ley de Generación Eficiente del 2006 asignó al COES la tarea de planificar el desarrollo de las redes de transmisión, es en esta línea de pensamiento que se estableció el Sistema Garantizado de Transmisión (SGT) el cual es propuesto por el COES y sujeto a la aprobación del Ministerio de Energía.

Por otro lado, se instauró el Sistema Complementario de Transmisión el cual surge a partir de la necesidad específica de cada operador económico, de esta manera cada agente económico desarrolla su red de transmisión la cual se conecta a las redes de alta tensión para contribuir al suministro de empresas u otros agentes a través de un mandato de interconexión. En general, el sistema de redes de alta tensión se desarrolló a través de un sistema de licitaciones de una duración

de 30 años, mecanismo que le permitió extenderse y alcanzar una penetración creciente del territorio nacional. La remuneración de las empresas titulares de las licitaciones se establece en el contrato que firman con el Estado, el cual se determina a partir de los costos eficientes¹⁸⁶. El desarrollo de las redes de transmisión fue muy importante después de la creación de los Sistemas Garantizado y Complementario de Transmisión, la longitud de las redes pasó de 9 123 Km en 1995 a 22 098 Km en el 2015¹⁸⁷.

Este mismo resultado se puede constatar en el sector de distribución eléctrica, en el cual existe un monopolio pero a nivel regional, ya que cada región está reservada para una sola empresa que asegura la distribución eléctrica, excepto en la ciudad de Lima donde dos empresas tienen la concesión del sector norte y sur de la ciudad, este fenómeno tiene como consecuencia que las actividades de estas empresas no estén en competencia por lo que es necesario una regulación sectorial. Esta regulación se basa en el esquema de empresa modelo eficiente combinado al modelo yardstick competition. Este mecanismo de regulación se aplica dividiendo cada concesión en seis sectores típicos los cuales se establecen según la densidad y el consumo de cada parte de la red. De esta manera una empresa de distribución dentro de su campo de acción puede incluir los sectores típicos A, B y C, de los cuales el sector típico A representa 30 %, el sector típico B representa 20 % y el sector típico C representa 50 %, entonces la tarifa VAD global será la sumatoria de cada porcentaje multiplicado por el VAD de cada sector típico.

En este sentido, el tipo de regulación que se aplica al sector de distribución varía en función del sector típico a partir del cual se estiman los costos que tendría una empresa modelo eficiente. La

¹⁸⁶ *Ibidem*.

¹⁸⁷ Ministerio de Energía y Minas, Evolución de indicadores del sector eléctrico 1995-2015, op. cit., pág. 18. En este documento el Ministerio de Energía y Minas indica que, a finales del año 2015, las redes de transmisión cuentan con 1 838 km de líneas entre 500 kV y 8 665 km de líneas de 220 kV, las cuales conjuntamente con otras líneas de transmisión (entre 138 kV y 30kV) constituyen en total 22 098 km.

determinación de estos costos permite fijar una tarifa de distribución denominada valor agregado de distribución, la cual está basada en la proporción de consumo de electricidad de cada sector típico sobre el total de consumo de electricidad registrado por la empresa. Una vez obtenido el valor agregado de distribución éste se ajusta según el modelo yardstick competition con la finalidad de obtener una tasa de retorno. La crítica que se formula sobre este sistema de regulación es que el cálculo de una empresa modelo puede estar lejos de los costos reales por estar basado en estimaciones de costos, además que este tipo de empresa no toma en cuenta todas las características de cada región y no toma en cuenta las necesidades de ampliación de las distribuidoras¹⁸⁸. Además, el valor de los activos no corresponde a los activos de las inversiones que se realizaron efectivamente, aunque se hace una comparación a nivel grupal para determinar si las empresas de distribución son financieramente sostenibles con los VAD resultantes de las empresas modelo, en la práctica los modelos empresa eficiente no permiten incorporar particularidades de las empresas distribuidoras¹⁸⁹.

En respuesta a esta crítica la LCE y su reglamento fueron modificadas y actualmente precisan que la fijación del VAD se realiza para cada empresa de distribución a partir de un estudio de costos de la totalidad de sus sistemas eléctricos por sector típico, con esta medida se busca que la regulación tarifaria refleje las particularidades de los sistemas de distribución de cada empresa de distribución eléctrica¹⁹⁰.

¹⁸⁸ DAMMERT LIRA, op. cit., pág. 188.

¹⁸⁹ Cambridge Economic Policy Associated (CEPA) y Negocios Globales Inteligentes (NEGLI), Revisión del marco regulatorio del sector eléctrico peruano, SBCC-10 PROSEMER-OSINERGMIN, 2 diciembre 2016, pág. 16.

¹⁹⁰ El Decreto Legislativo N° 1221 que mejora la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú, establece la modificación del artículo 67 el cual establece que los componentes de la VAD “se calculan para cada empresa concesionaria de distribución con más de cincuenta mil usuarios y para el resto de concesionarios de distribución conforme se señala en el artículo precedente, mediante estudios de costos presentados por

El impacto del consumo de electricidad sobre el medio ambiente en función de la fuente energética

Según el Ministerio de Energía y Minas en los últimos 15 años, la producción de energía eléctrica tuvo un crecimiento promedio anual de 6,1 % por encima de la tasa de crecimiento del PBI el cual fue de 5,3¹⁹¹. Este crecimiento se debió a dos circunstancias, la primera, las numerosas inversiones que se realizaron en el sector eléctrico, especialmente en los subsectores de producción y sistemas de redes, y, por otro lado, la disponibilidad de recursos energéticos. La explotación del gas de Camisea significó un hito importante en la evolución del sector eléctrico pues no solo permitió un crecimiento de la fuente energética nacional sino que también modificó la variabilidad de recursos energéticos a partir de los cuales se produce electricidad. Dentro de esta evolución, se tiene que mencionar la importante inclusión de las energías renovables en la matriz energética, este hecho permitió diversificar las fuentes de energía utilizadas tradicionalmente, las cuales eran esencialmente hídricas y térmicas, y al mismo tiempo lograr ofrecer una confiabilidad en el suministro de electricidad¹⁹².

El incentivo a la implantación de nuevas centrales de generación a partir de una fuente renovable como los parques eólicos, las centrales hidroeléctricas de menor potencia, las centrales térmicas (biomasa o biogás) permitieron reducir de manera significativa las emisiones contaminantes para el medio ambiente, especialmente el CO₂, contrariamente a lo que ocurre con el funcionamiento de las centrales que incluyen un proceso de combustión fósil. Si bien es cierto la matriz energética no está compuesta mayoritariamente por este último tipo de fuentes, su utilización constituye una fuente

los concesionarios de distribución, de acuerdo con los Términos de Referencia estandarizados que son elaborados por OSINERGMIN”.

¹⁹¹ Fuente MEM e INEI, elaboración GPAE-Osinergmin, citado por OSINERGMIN, La industria de la electricidad en el Perú, 25 de aportes al crecimiento económico del país, 2016; pág. 263.

¹⁹² *Ibíd.*

importante de contaminación ya que contribuye a la agravación del efecto invernadero. Es por esta razón que la inclusión de centrales de producción de energía verde permite mejorar el clima y contribuir a la reconstrucción de la capa de ozono. El incentivo a la implantación de centrales verdes y proyectos de generación de energía renovable permitieron evitar la emisión de 4,6 millones de toneladas de CO₂ por el periodo que cuenta desde el 2008, inicio de operaciones de la primera central a partir de energía renovable, hasta el 2015. Dentro de esta reducción de gas carbónico las centrales hidroeléctricas de baja potencia representan el 40 %, seguidas de las centrales de biogás con 27 % y los parques eólicos con 13 %¹⁹³.

Un estado de degradación progresivo del planeta como base de decisiones políticas a nivel mundial

No obstante estos esfuerzos a nivel nacional, es evidente que actualmente el estado de nuestro planeta está en progresivo deterioro, los fenómenos naturales que se producían en ciertas estaciones del año se repiten con mayor frecuencia, la temperatura del planeta está mucho más alta que años atrás lo que ocasiona la desaparición de las áreas polares y por ende, las reservas de agua dulce, adicionalmente existe una mayor escasez de los recursos hídricos y las sequías provocan un movimiento en masa de las poblaciones lo cual crea olas de migraciones, las cuales se ven amplificadas por las guerras. Esta situación provoca un desbalance no solo del equilibrio social sino económico y ambiental. Es por esta razón que una serie de iniciativas que nacen de la sociedad civil y que poco a poco son tomadas en cuenta por los organismos internacionales tienen como objetivo detener la contaminación del medio ambiente y crear condiciones favorables para el crecimiento sostenible de la sociedad en armonía con el medio ambiente.

La preocupación sobre el estado actual del medio ambiente y en general del planeta son el centro de discusiones mundiales, el cambio climático, las altas temperaturas que viene sufriendo el planeta

¹⁹³ Fuente Vásquez et al., 2014. Elaboración: GPAE - Osinergmin, citado por OSINERGMIN, La industria de la electricidad en el Perú, 25 de aportes al crecimiento económico del país, 2016; pág. 272.

como consecuencia de los gases de efecto invernadero son las principales causas de toma de conciencia de los líderes políticos en el mundo. La COP 20 que se desarrolló en Lima fue la oportunidad para constatar que los esfuerzos hasta ese entonces hechos no eran suficientes, si bien en esta conferencia mundial no se llegó a un acuerdo concreto, se confirmó el interés por mejorar la situación del planeta y sobre todo por buscar nuevas formas de producción y consumo de energía menos contaminantes y nocivas para nuestro medio ambiente. A nivel nacional, el Perú tiene un interés particular en adherirse a la iniciativa en favor de la protección del medio ambiente, ya que la situación que se proyecta en 20 años es dramática si no existe una voluntad firme en cambiar el modelo de producción energético.

El Perú es uno de los diez países más vulnerables al cambio climático, se estima que el 40 % del territorio cubierto por glaciales ha desaparecido en los últimos 44 años y que podrá desaparecer completamente en los próximos 25 años, esto significaría la desaparición de todo recurso hídrico de agua dulce, además de la desaparición de la principal fuente de agua potable que se posee. Por otro lado, la deforestación es responsable del 40 % de las emisiones de gas de efecto invernadero lo cual se acentúa con la presión agrícola y el tráfico ilegal de madera, 130 000 hectáreas de selva desaparecen cada año lo cual contribuye directamente a mantener la concentración de gases contaminantes en la atmósfera¹⁹⁴. A esta situación se suma los múltiples casos de contaminación de las fuentes puras de agua como los ríos y lagos, lo que ocasiona un daño directo no solo al medio ambiente sino también a la población que perece a causa de contaminaciones o depredación de sus recursos básicos.

Es preciso indicar que en el Perú las emisiones del CO₂ provienen principalmente de la pérdida de biomasa forestal. La deforestación de la Amazonia y otros espacios verdes que permiten introducir

¹⁹⁴ <http://www.lapresse.ca/environnement/dossiers/changements-climatiques/201412/03/01-4824926-les-glaciers-andins-a-lagonie>

oxígeno en el medio ambiente, están progresivamente desapareciendo. Por otro lado, el consumo de energía de origen fósil como el petróleo, el gas o el carbón para el transporte, la generación o para su consumo industrial, residencial y público representan una fuente de contaminación importante, y en general el ejercicio de la actividad agrícola y ganadera, la descomposición de residuos sólidos, las aguas residuales, demuestran que la contaminación del medio ambiente se convierte en la principal causa de la desaparición del equilibrio natural o en todo caso, la principal causa que impide que la naturaleza pueda renovar sus fuentes naturales y encontrar su equilibrio. En este sentido, se puede concluir que el crecimiento exponencial de la sociedad tiene como contrapartida la desaparición dramática del medio ambiente y desgraciadamente la destrucción del planeta, una fatalidad que al parecer será una realidad dentro de los próximos 20 años.

En el 2050 el Perú tendrá aproximadamente 40 millones de habitantes, con un control responsable del cambio climático es decir continuar con el crecimiento económico del país y al mismo tiempo reducir las emisiones de gas de efecto invernadero, se podría incrementar el PBI per cápita de S/. 74,8 mil a S/. 75,5 mil al año. Según el Proyecto de Planificación ante el Cambio Climático, el Perú podría reducir sus emisiones per cápita a 4,3 toneladas de dióxido de carbono. Por el contrario si no se toma ninguna medida ante el preocupante calentamiento del planeta en el 2050 se emitiría 8 toneladas de dióxido de carbono per cápita lo que significaría 40 % más de emisiones que en el 2010, lo que significaría que se habría sobrepasado el promedio mundial de emisiones del año 2010¹⁹⁵, bajo estas condiciones, la probabilidad de sobrevivencia en el territorio sería casi nula o por lo menos muy difícil ya que las condiciones de vida habrían desaparecido.

Potencial energético del Perú en vistas a transformar su matriz energética

¹⁹⁵ GAMIO AITA, Pedro, Perú potencial energético: propuestas y desafíos, En: Revista de Derecho Administrativo N° 16, 2016, pág. 221.

Gracias a la geografía del Perú existe un potencial energético considerable, por muchos años la fuente hidráulica constituyó la base de la generación eléctrica, sin embargo, actualmente las grandes reservas de agua están en peligro si la degradación del medio ambiente continúa. Históricamente la producción de electricidad, de origen hidroeléctrico, fue explotada por grandes empresas de generación las cuales fueron construidas a partir de un financiamiento estatal, esta realidad ha cambiado en la actualidad ya que existe en el mercado numerosos agentes económicos privados gracias a la privatización iniciada en los años 90 y gracias al marco jurídico que permitió la entrada de nuevos agentes de explotación de fuentes naturales.

Por otro lado, el fenómeno de la transformación de la matriz energética se dio gracias a la disponibilidad de nuevos recursos naturales y el fomento de la generación a partir de energías renovables. Como consecuencia se tuvo el crecimiento exponencial de las centrales termo eléctricas, así como la construcción de centrales hidroeléctricas de potencia reducida y la instalación de las primeras centrales solares y eólicas. Esta transformación tuvo como resultado que en el 2014, las centrales a gas natural de Camisea representaban el 41,3 % de la potencia efectiva instalada, seguidas de las centrales hidroeléctricas con 51,9 %, otras centrales térmicas con 3,5 % (centrales de gas natural de Aguaytia, Malacas, La Isla, diesel, residual y carbón), y finalmente las centrales de energía renovable que representaban solamente el 3,4 %¹⁹⁶.

Estas estadísticas muestran claramente que el Perú cuenta con una matriz energética prioritariamente hidrotérmica, esto quiere decir que la producción de electricidad está sujeta a elementos externos tanto climáticos como técnicos; es decir, el funcionamiento y la continuidad de la producción hidroeléctrica pueden estar sujetas a fenómenos naturales y afectar la producción dependiendo de los cambios climáticos, las sequías o inundaciones provocadas por las lluvias podrán variar el nivel de producción de electricidad. Por su parte, la producción de electricidad a partir de

¹⁹⁶ Comité de Operaciones Económica del Sistema Interconectado Nacional, Memorial Anual 2014, pág. 22.

gas natural está sujeta a las fuentes efectivas de gas y de la tecnología que se utilice para su explotación, de esta manera un ducto de transporte restringido o con una capacidad de transporte reducida podrá limitar la producción de electricidad térmica. Esta situación podría agravarse si como se constata en la actualidad la oferta del mercado está en manos de una cantidad limitada de productores. Hasta el 2015 la estructura del mercado de producción era un oligopólico, ya que la potencia instalada en el sector de producción de electricidad estaba en manos de Edegel, Enersur, Kallpa y el Estado, los cuales detienen aproximadamente el 73 % de la capacidad instaladas.

La introducción de energía de fuente renovable en la matriz energética

Una de las soluciones más eficaces para evitar la continua contaminación del medio ambiente, es el cambio progresivo de la matriz energética a través de la introducción de energías renovables y la limitación progresiva de la utilización de las energías fósiles. Si bien la producción de electricidad en el Perú es por una parte de origen hidráulico, por otra parte, es de origen fósil, el gas de Camisea representa actualmente una fuente importante de producción de electricidad, es por esto que su utilización, si bien ella no presenta una contaminación considerable para el medio ambiente, no debería representar una fuente primordial para el abastecimiento del mercado y llegar a representar un porcentaje importante en la matriz energética. Las problemáticas identificadas en la segunda parte del presente trabajo, demuestran que la dependencia a un solo tipo de fuente energética puede ser muy peligrosa para la continuidad del suministro eléctrico. En este sentido, la diversificación de la matriz energética es una necesidad la cual fue tomada en cuenta por el legislador peruano, quien desde el año 2008 comenzó con el proceso de incentivo a la producción de electricidad a partir de una fuente renovable.

La legislación peruana establece una distinción de las energías renovables en función de su grado de desarrollo tecnológico y su integración en la matriz energética, esta distinción se hace entre las energías renovables convencionales (ERC) y no convencionales (ERNC). Dentro de la primera categoría se encuentra la fuente hidráulica a partir de 20 MW mientras que en la segunda se encuentran las fuentes eólica, solar, geotérmica, biomasa y las pequeñas fuentes hidráulicas con una capacidad de hasta 20 MW. Es importante precisar que este último grupo de energías se denominan también Recursos Energéticos Renovables (RER) o energías limpias por la emisión casi inexistente de gases tóxicos para el medio ambiente. En ese sentido, el legislador ha establecido mediante el Decreto Supremo N° 064-2010-EM, como objetivos de la política energética nacional, lograr transformar la matriz energética al punto de poder diversificarla con un especial énfasis en las energías de fuente renovable. Este objetivo fue establecido con la finalidad de lograr que la producción de electricidad tenga un impacto mínimo para el medio ambiente y lograr de esta manera una reducción de las emisiones de carbono.

El año 2008 será el punto de partida para el desarrollo de las energías renovables, un marco normativo entra en vigor y establece nuevos mecanismos con la finalidad de incentivar el crecimiento de las energías renovables e integrarlas en la matriz energética, entre estos mecanismos se encuentran las subastas competitivas y periódicas con la finalidad de viabilizar los proyectos de producción de electricidad a partir de energías renovables. En este sentido, el Decreto Legislativo N° 1002 de fecha 1 de mayo de 2008 relativo a la promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables, y su reglamento aprobado mediante Decreto Supremo N° 012-2011-EM, establece un nuevo marco jurídico que incentiva el desarrollo y la utilización de energías de fuente renovable.

El Decreto Legislativo N° 1002 establece claramente la voluntad de diversificar la matriz energética y al mismo tiempo implantar una política de seguridad energética y protección del medio ambiente, en

este sentido se indica que el Ministerio de Energía y Minas deberá establecer cada cinco años un porcentaje dentro del consumo nacional de electricidad de participación de proyectos de energía renovable. Este porcentaje puede llegar hasta 5 % en cada año del primer quinquenio a partir de la puesta en vigor del decreto, es decir a partir de 2008.

No es sin interés indicar que en 2008 cuando el decreto legislativo en referencia y su reglamento entraron en vigor, la participación de energías renovables era de 0,01 % del total de energía producida mientras que el porcentaje de la energía hidráulica era de 61 %. Esta situación varió ligeramente en los últimos siete años, puesto que en el 2015 la participación de energías renovables fue de 4,1 % del total de producción eléctrica, dentro de esta participación exigua la producción hidráulica a menor escala¹⁹⁷. Lo cierto es que a partir de este crecimiento en el empleo de energías renovables es muy posible alcanzar el objetivo de 5 % establecido por el Decreto Legislativo N° 1002.

Por otro lado, el decreto legislativo permite identificar claramente los recursos energéticos renovables, los cuales tienen como fuente de energía la biomasa, solar, geotérmica, mareomotriz o eólico, en lo que respecta a la energía hidráulica, solo cuando la capacidad instalada no supere 20 MW. Precisamos que la reglamentación aplicable a la generación eléctrica a partir de una fuente renovable optó por considerar como RER no todas las centrales de generación con fuente hidráulica sino solo aquellas que posean una potencia instalada inferior o igual a 20 MW, si bien es cierto los recursos hídricos son RER independientemente del tamaño o capacidad por lo que no habría sentido en establecer un límite o diferenciaciones¹⁹⁸, en realidad esta disposición tiene como objetivo privilegiar las pequeñas hidroeléctricas e incentivar su implantación mediante la prioridad en el despacho para el consumo y un financiamiento especial para su desarrollo.

¹⁹⁷ OSINERGMIN, Op. cit., pag. 190.

¹⁹⁸ VIGNOLO CUEVA, Giancarlo, "Recursos Energéticos Renovables: aproximaciones conceptuales y determinación de su necesidad de implementación en el Perú". En: RDA, N° 12, 2012, pag. 98.

Para la explotación de este tipo de fuente energética RER, es necesario una concesión eléctrica definitiva, tal como lo establece el artículo 16 del Decreto Supremo N° 012-2011-EM. En lo que concierne el trámite para obtener las concesiones necesarias, ya sea temporal o definitiva, el solicitante o persona titular del proyecto deberá cumplir simplemente con los mismos requisitos establecidos para las concesiones de generación de energía señalados en la parte títulos habilitantes del presente trabajo. Con respecto a la entidad competente para emitir los títulos habilitantes antes mencionados, el Decreto Supremo N° 056-2009-EM precisa que las Direcciones o Gerencia de Energía y Minas de los Gobiernos Regionales autorizados podrán otorgar concesiones definitivas para la generación de energía eléctrica que incluyen RER con una potencia mayor a 500 kW y menor a 10 MW¹⁹⁹.

Entre las principales medidas que se establecieron con el objetivo de beneficiar las energías verdes, se puede mencionar la declaración de interés nacional y necesidad pública de la producción de electricidad mediante recursos renovables, declarada por el Decreto Legislativo N° 1002, el cual establece una serie de incentivos a la implantación de este tipo de energías; como por ejemplo, la prioridad en el despacho diario de energía realizado por el COES de la energía producida por una fuente renovable, la prioridad en la conexión de centrales de energía verde al sistema de redes de distribución y transmisión. Por otro lado, el decreto legislativo establece el mecanismo de subastas para la adjudicación de proyectos de energía renovable, la cual tendrá una periodicidad de dos años. En complemento a estas medidas, se establece la obligación a cargo del Ministerio de Energía y Minas de determinar cada cinco años el porcentaje objetivo de participación de las energías renovables en la matriz energética.

¹⁹⁹ Decreto Supremo N° 056-2009-EM de fecha 10 de julio del 2009, Disponen adecuar competencia de los Gobiernos Regionales para el otorgamiento de concesiones definitivas de generación con recursos energético renovables.

El Plan Energético Nacional 2014 – 2025 señala que la oferta de las energías renovables constará principalmente de la subasta de 1 200 MW de centrales hidroeléctricas para los años 2020-2021. Con respecto a las energías renovables se estima alcanzar el 5 % previsto en la ley para las tecnologías no hidroeléctricas. Los proyectos realizados en este subsector se pueden mencionar los sistemas de tipo hídrico (diesel/fotovoltaicos) en las zonas aisladas, fotovoltaico, eólico y biomasa para los sistemas aislados e interconectado nacional. En conclusión, se estima alcanzar no menos de 200 MW adicionales de generación renovable no convencional al horizonte 2025. El conjunto de todas estas medidas permitirá alcanzar una participación de 60 % de energías renovables en la matriz de producción eléctrica²⁰⁰.

El Estado tiene un rol primordial dentro esta política de crecimiento de energías renovables pues él determina cada cinco años el porcentaje de participación de las energías renovables en la matriz energética, además establece un sistema de subastas para adjudicar las concesiones dirigidas a sustentar el desarrollo de la generación de electricidad, los requisitos para la presentación, además el Estado realiza una evaluación y adjudicación de ofertas, la comercialización y las tarifas de las energías renovables.

Este esfuerzo conjunto del legislador peruano y la política establecida en el sector eléctrico fue resaltado en el reporte del 2016 del Foro Económico Mundial, el Perú ha logrado consolidar una competitividad energética; es decir, de crecimiento y desarrollo económico, en cuanto a la puesta en práctica de su política energética. El reporte señala de la misma manera el avance de la sostenibilidad ambiental así como la reducción de emisiones de metano, oxido de nitrógeno y CO2 como producto de las medidas adoptadas en los últimos años. Con respecto a la electricidad se indica

²⁰⁰ Ministerio de Energía y Minas, Plan Energético Nacional, op. cit., pág. 26.

que hubo un avance en términos de competitividad ya que se cuenta con fuentes primarias de gas natural a precios económicos y energía renovables competitivas²⁰¹.

Sin embargo, es pertinente indicar que las decisiones políticas y el marco normativo no fueron suficientes para consolidar y concretizar la puesta en práctica de la integración de energías renovables. Se hizo evidente la carencia de una articulación de entidades públicas que intervienen en este subsector, con la finalidad de establecer una coherencia institucional en la concretización de políticas públicas. Como respuesta a esta situación, se puede señalar que actualmente existe un trabajo coordinado entre los diversos actores encabezados por el Ministerio de Energía y Minas, quien promueve los proyectos de energía renovable, elabora un plan nacional de este tipo de energía y define los requerimientos de energía para las subastas; por su parte el Osinergmin, organismo regulador especializado en materia energética, dirige las subastas, establece las tarifas máximas que constituyen el precio de referencia para atribuir una subasta o declararla desierta, establece un control y fiscalización de las subastas y liquida los ingresos de los generadores; el COES quien coordina la operación del SEIN con la finalidad de permitir la integración de la energía de origen renovable en el mercado de corto plazo; y finalmente el Concytec quien lleva a cabo mecanismos de incentivo para desarrollar proyectos de investigación sobre las energías renovables.

Las subastas de suministro de electricidad con fuente de energía renovable

Es necesario mencionar que el mecanismo elegido para la introducción de las energías renovables en la matriz energética es la subasta pública, en este procedimiento intervienen tres entidades: el Ministerio de Energía y Minas quien define la subasta, la cantidad de energía solicitada y la asignación de esta cantidad entre los diferentes tipos de tecnología existentes. Esta asignación es tomada en cuenta por el COES con la finalidad de establecer un orden de prioridad de fuentes

²⁰¹ World Economic Forum, Global Energy Architecture Performance Index, Reporte n° 2016, pág. 10.

energéticas; y finalmente el Osinergmin y particularmente la GART, quien tiene a su cargo la tarea de dirigir la subasta y determinar el precio máximo de cada tecnología. El precio establecido toma en cuenta el costo del proyecto, el costo del capital y una tasa de rentabilidad razonable. El proceso de subasta toma en promedio seis meses.

Hasta finales del 2015 se llevaron a cabo tres subastas mediante las cuales se adjudicaron un total de 51 proyectos, lo cual es equivalente a 832 Mw. De la totalidad de proyectos, 22 proyectos ya se encuentran operando y generando electricidad para el SEIN, 29 proyectos se encontraban en construcción y solamente un contrato ha sido resuelto. Con respecto a la distribución de estos proyectos con respecto a la fuente, 358 Mw corresponden a la fuente eólica, solar, fotovoltaica, biogás y biomasa; es decir, tecnologías que no existen en el país, los restantes 474 MW corresponden a proyectos hidroeléctricos.

No obstante estos avances, en algunas fuentes de energía se evidencia que las cuotas de energía requerida han sobrepasado la oferta de las empresas participantes a las subastas; es decir, todavía no se ha alcanzado un nivel tecnológico tal, que permita el desarrollo interno de nuevas tecnologías de explotación de las fuentes renovables. No obstante, en este punto se puede remarcar que las características del proceso de subasta permiten crear una competencia por el mercado y no dentro del mercado. La competencia por el mercado es una consecuencia lógica de la filial renovable, ya que ella no cuenta con un desarrollo suficiente como para competir directamente con las otras fuentes energéticas como la hidroeléctrica o la energía térmica en el mercado, las empresas que se pudiesen aventurar a competir directamente en el mercado no alcanzarían a captar una oferta suficiente que les permitiese cubrir sus costos operativos, ni mucho menos una ganancia por el desarrollo de su actividad comercial.

La concepción y organización del mecanismo de subastas permite crear un nivel aceptable de competencia, esto se refleja en sus características, por ejemplo, la confidencialidad de precios y de los datos de los proyectos participantes, permitió lograr que los precios sean competitivos y al mismo tiempo evitar una posible colusión entre los participantes. La confidencialidad de información entre los participantes permite que todos los candidatos formulen una proposición lo más competitiva posible, lo que incluye un precio lo más cercano a sus costos de operación o margen, con la finalidad de ser declarado ganador de la subasta.

De esta manera, al existir una información asimétrica, donde solo cada participante conoce su disposición a ofertar un precio por cuota de energía, pero no la de los otros participantes ni los precios máximos fijados por el regulador, los precios se reflejan competitivos²⁰². Esta situación no impide que los candidatos busquen una referencia con respecto a sus precios antes de participar en una subasta, una vez declarada la atribución de una subasta el organismo regulador hace público el precio máximo que se estableció durante la preparación de la subasta. Este precio de referencia es usualmente utilizado por las empresas participantes en subastas subsecuentes con la finalidad de construir una proposición económica lo más cercana posible a las expectativas de los organismos que organiza la subasta.

Es importante mencionar que las tecnologías requeridas en cada subasta y las que efectivamente participan en las subastas, así como los volúmenes de energía asociadas, son muy variables en cada subasta. Como ejemplo se puede mencionar lo sucedido en la tercera subasta en la cual solo se subastó energía hidráulica y biomasa, quedando fuera las energías eólica, solar y biogás. De la misma manera se ha observado que la energía requerida para cada tecnología no ha seguido un patrón estable en cada subasta. Esta variabilidad ocasiona una incertidumbre sobre el futuro de las energías

²⁰² MITMA RAMIREZ, Riquel Ernes, Análisis de la regulación de energías renovables en el Perú, En: Derecho y Sociedad, Octubre N° 45, 2016, pág. 174

renovables ya que son proyectos que requieren estudios previos y se desarrollan sobre la base de un mínimo de certidumbre. En este sentido es más que pertinente la existencia de un plan de desarrollo de las energías renovables en el cual se priorice las tecnologías que se quiere promocionar, lo cual aportaría una eficiencia en el proceso de las subastas. Al no existir un plan a futuro para cada filial los esfuerzos hechos en cada subasta estarán potencialmente dirigidos a un cierto tipo de proyectos que lamentablemente incluyen ineficacias o altos niveles de incertidumbre, lo que se reflejará en precios elevados para los consumidores finales²⁰³.

Si bien existe un marco jurídico el cual incentiva y respalda la actividad de desarrollo de la producción de energía renovable, este sistema no puede ser eficaz u operativo si no existe un mínimo de potencial de explotación de energías renovables. En este sentido, con la finalidad de censar e identificar las fuentes renovables sobre nuestro territorio, se realizó una primera evaluación del estado de preparación de las energías renovables en 2014. La Agencia Internacional de las Energías Renovables (INRENA) considera que una de las causas del crecimiento económico del Perú se focaliza en un continuo crecimiento de la demanda de energía lo cual generará al mismo tiempo nuevas oportunidades de inversión en infraestructura energética: *“se prevé que estas inversiones producirán una capacidad adicional de 4300 MW, incluidos 1400 MW de energía hidroeléctrica y 600 MW de otras energías renovables”*²⁰⁴. El crecimiento de la oferta de electricidad de una manera equilibrada permitirá no solo diversificar la matriz energética sino que también hará del sistema eléctrico menos dependiente de un solo tipo de fuente energética. Esta diversificación constituye una oportunidad para modificar antiguas formas de explotación de los recursos naturales para hacerlos, posteriormente, de manera responsable y de manera sostenible.

²⁰³ Ídem, pág. 175.

²⁰⁴ INRENA, Perú: evaluación del estado de preparación de las energías renovables 2014, pág. XI.

El estudio del INRENA resalta la importancia del mecanismo de subastas elegido por el Perú con la finalidad de introducir las energías de fuente renovable en la matriz energética y constata el considerable potencial de energía hidroeléctrica, además de abundantes recursos energéticos como la biomasa, la eólica, geotérmica y la energía solar, los cuales no han sido por el momento explotados, estas fuentes de energía son una oportunidad para satisfacer la demanda de electricidad, la cual tiene un crecimiento muy alto en los últimos años, y al mismo tiempo reducir el impacto del consumo de energías de origen fósil sobre el medio ambiente²⁰⁵.

El Perú cuenta con diversas fuentes de energía renovable, con respecto a la energía solar a lo largo de la costa meridional en los departamentos de Arequipa, Moquegua y Tacna existe una radiación media anual de aproximadamente del 250 W por metro cuadrado. Nuestro país forma parte del anillo de fuego del Pacífico por lo que existe habitualmente sobre su territorio movimientos tectónicos, razón por lo cual se registra un potencial geotérmico de 3000 MW; la biomasa representa también una posibilidad en la producción ya que se cuenta con una capacidad de 177 MW y la posibilidad de construir centrales de biogás de una capacidad de 5151 MW²⁰⁶.

Si bien históricamente el Perú contó con una producción de electricidad mayoritariamente de origen renovable, hasta el 2002 la generación hidroeléctrica representaba el 85 % de la producción total de energía eléctrica, con el desarrollo del gas de Camisea la producción hidroeléctrica disminuyó significativamente, la cual representa actualmente el 48 % de la producción total de electricidad. Con respecto a la participación de las energías renovables en la matriz energética, se puede resaltar que en el 2008, año en el cual se iniciaron las licitaciones, las energías renovables representaban menos de 0,01 % del total de la energía producida, mientras que en el 2015 su participación llegó a representar

²⁰⁵ *Ibidem*.

²⁰⁶ OSINERGMIN, La industria de la electricidad en el Perú, Lima, 2016, pág. 185.

4,1 %, de este porcentaje, 2 % corresponde a pequeñas centrales hidráulica, 1,5 % a centrales eólicas, 0,5 % a centrales solares y 0,3 % de centrales de biomasa y biogás²⁰⁷.

La diversificación de la matriz energética y la utilización progresiva de energías renovables debería ser una prioridad en la política energética del Perú. La dependencia en un solo tipo de fuentes es muy peligrosa pues podría producir una carencia momentánea o perenne de generación eléctrica. Actualmente, no solo en Francia sino que en toda la unión europea se estableció un plan de diversificación de la matriz energética. El objetivo de este plan es reducir drásticamente el recurso masivo a fuentes de energía de origen fósil y nuclear, las cuales son identificadas como principales fuentes de contaminación del medio ambiente.

La utilización responsable y equilibrada de fuentes de energía para la producción de electricidad es finalmente el nuevo reto para todos los países a nivel mundial. Lamentablemente, los compromisos y acuerdos adquiridos por los países participantes a la COP 21 están lejos de ser respetados, el director del Programa de las Naciones Unidas por el Medio Ambiente (PNUMA), Erik Solheim, indica en su reporte anual sobre la acción climática mundial que “los compromisos actuales de los Estados cubren apenas un tercio de las reducciones de emisión (de CO₂) necesarias, lo cual crea un diferencia peligrosa (entre las acciones llevadas a cabo para reducir las emisiones de CO₂ y el objetivo de reducir el aumento de temperatura mundial por debajo de 2°C)” esta situación es la principal, sino la única, causa de las sequias, inundaciones y huracanes²⁰⁸.

Según el reporte de la PNUMA es imperativo al mismo tiempo acelerar urgentemente las acciones a corto plazo y reforzar las ambicione a largo plazo. Si la situación continua será imposible lograr que el mundo alcance una temperatura por debajo de 2°C. Para alcanzar este objetivo era necesario emitir a nivel mundial 41,8 giga toneladas de CO₂ en el 2030, lamentablemente actualmente se emite 51,9

²⁰⁷ *Ibidem*.

²⁰⁸ United Nations environment, The Emissions Gap Report 2017, noviembre 2017, pág. xiii.

giga toneladas registradas para el año 2016²⁰⁹. Constatar este fenómeno catastrófico para nuestro planeta debería ser tomado en cuenta seriamente pues nos dirigimos a una situación irreversible de degradación total del medio ambiente.



²⁰⁹ *Ibídem*, pàg. 3.

CONCLUSIONES DE LA TERCERA PARTE

- La liberalización del mercado eléctrico en Francia se concretizó a través de: la libertad de elección de los consumidores finales del operador encargado de suministrar electricidad, la libertad de implantación de los productores de electricidad, la aparición de nuevos agentes económicos en el sector de generación, el derecho de acceso a las redes en condiciones objetivas, transparentes y no discriminatorias de todos los usuarios y la puesta a disposición de la energía de origen nuclear por parte de EDF en beneficio de las operadores alternativos en el sector de generación.
- Actualmente, en el mercado francés existe una gran cantidad de consumidores que no tienen conocimiento de la posibilidad de elegir el suministrador de electricidad de su conveniencia, por consiguiente todavía existe desinformación sobre la apertura a la libre competencia. Un porcentaje considerable de consumidores finales consideran que las empresas monopólicas EDF y GDF son las únicas empresas del mercado energético. No obstante los esfuerzos por parte de los organismos estatales del sector eléctrico, muchos consumidores no tienen conciencia de la posibilidad de beneficiar del derecho a elegir su suministrador, esto representa un obstáculo principal para la apertura del mercado.
- La producción de electricidad en Francia es mayoritariamente nuclear, más de los tres cuartos de la producción total de electricidad proviene de esta fuente. Por otro lado, existe un monopolio del parque nuclear, el cual es explotado por EDF. En lo que respecta al sector de producción eléctrica en base de energía térmica, es decir gas y carbón, se encuentra en vías de desaparecer ya que con la disminución de los costos de producción de electricidad este tipo de productores se encuentran poco a poco menos requeridos.

- La participación de nuevos agentes en el sector de producción dentro del monopolio en la producción de electricidad de origen nuclear fue puesta en práctica mediante el mecanismo de participación en las inversiones por parte de agentes privados. La participación en el financiamiento de inversiones privados permitió su presencia en propiedad de las infraestructuras de producción en un porcentaje de 5 % del parque nuclear. Esto permite a los inversionistas no solo ser copropietarios de las centrales que se modernicen o construyan sino que también podrá ser propietarios de una parte de la producción de electricidad.
- Desde el 2016 ya no existen tarifas reglamentadas en Francia, sin embargo, se estableció una serie de regímenes transitorios que buscaban asegurar el paso de los consumidores finales al libre mercado y no provocar un cambio dramático entre los agentes del mercado. Actualmente se establecieron mecanismos de moratoria para los usuarios que no eligiesen un suministrador del mercado. En este sentido el objetivo de una oferta libre en el mercado mayorista y minorista fue alcanzada.
- El mecanismo que eligió Francia para la integración de energías renovables en la matriz energética fue el de obligación de compra de la electricidad por parte del operador histórico. Esta medida fue complementada con un refuerzo de remuneración percibida por los productores de energía verde, el cual constituye un subsidio a la venta directa de electricidad sobre el mercado, este mecanismo permite que el precio de venta de la electricidad, producida mediante energías renovables, sea competitivo en el mercado. Estos mecanismos se eligieron con la finalidad de alcanzar una presencia más activa de los agentes productores de este tipo de energía en el mercado eléctrico.
- La dinámica que se introdujo en el mercado peruano con la nueva política establecida al inicio de los años 90, fue beneficiosa para la economía nacional, pues al suprimir la

preferencia nacional y la gestión estatal como principios generales, instauró el régimen de una economía social de mercado dentro de la cual el Estado tendría un rol subsidiario. El resultado fue un crecimiento constante de la oferta de electricidad al mismo tiempo que la demanda fue ampliándose de manera progresiva.

- El marco jurídico establecido por el legislador peruano fue esencial para el crecimiento del mercado eléctrico, la implantación de un sistema de subastas para satisfacer la demanda de electricidad, el sistema de concesiones para la explotación de la infraestructura eléctricas, sobre todo las redes, permitieron su consolidación y crecimiento a través inversiones privadas. El modelo del mercado mayorista permitió un intercambio fluido entre empresas productoras, lo que permitió la entrada de nuevos agentes en el sector de la producción.
- En el mercado eléctrico peruano no existe una libre competencia en el mercado minorista, el sector de distribución se encuentra fusionado con el sector de la comercialización de electricidad a los consumidores finales. Este fenómeno tiene como consecuencia que los usuarios no puedan elegir una oferta de electricidad ni que exista una competencia entre suministradores. Esto se debe a que el sector de distribución tiene una naturaleza de monopolio natural.
- La matriz energética del sector eléctrico peruano ha evolucionado considerablemente, si tradicionalmente más de dos tercios de la electricidad producida era de origen hidroeléctrico y residualmente una producción de fuentes fósiles como el carbón o el diésel, actualmente la matriz energética se caracteriza por incluir una diversidad de fuentes, la explotación del gas de Camisea representó para el mercado eléctrico la oportunidad de crecer y ofrecer un suministro garantizado para la producción de electricidad. De otro lado, en los últimos años

la integración de energías de fuente renovables se convirtió en una prioridad para el funcionamiento responsable y sostenible del sector eléctrico.

- Es importante resalta que, en el sector eléctrico peruano, gracias a los mecanismos de incentivos a la implantación de energías renovables en la producción de electricidad, como por ejemplo la subasta pública, se ha logrado consolidar una competitividad energética, es decir, de crecimiento y desarrollo económico en el sector energético. Al mismo tiempo, esto permitió un avance de la sostenibilidad ambiental, así como la reducción de emisiones de metano, óxido de nitrógeno y CO2 como producto de las medidas adoptadas en los últimos años.



CONCLUSIONES FINALES

- El sector eléctrico europeo se caracterizaba por la presencia preponderante de grandes empresas monopólicas, de propiedad estatal, que ejercían las actividades de producción, transmisión, distribución y comercialización de electricidad. Este modelo fue desintegrado con la finalidad de crear un mercado interno a nivel europeo en beneficio de los consumidores finales. La instauración de una libre competencia entre todos los agentes económicos a nivel europeo permitiría maximizar el bienestar de los consumidores de electricidad.
- La transformación del sector eléctrico en Francia se llevó a cabo a través de la aplicación de tres directivas europeas emitidas por la Comisión Europea, las cuales establecieron una apertura progresiva del mercado eléctrico a la libre competencia. Al mismo tiempo se instauraron las llamadas “obligaciones de servicio público” con la finalidad de garantizar que, aunque el servicio público eléctrico sea explotado por un agente privado, éste se vea comprometido a asegurar una cierta calidad en la prestación del servicio, el cual será efectuado de manera continua y de manera equitativa a todos los usuarios.
- La desintegración de los monopolios presentes en el sector eléctrico tuvo como consecuencia la aparición de dos tipos de sectores, los sectores con una competencia potencial como la generación y la comercialización, en el cual puede existir una pluralidad de agentes económicos, y por otro lado dos sectores bajo una estructura de monopolio natural, las redes de distribución y transmisión de electricidad, al cual se le aplica una regulación específica basada en la teoría de facilidades esenciales.

- La transformación del sector eléctrico francés estuvo marcada por la transformación de la naturaleza jurídica del operador histórico EDF, el cual pasó de ser una empresa pública a una sociedad anónima. Si bien con una presencia predominante del Estado en su capital, esta empresa, en adelante privada, firmó un contrato de servicio público para asegurar que el ejercicio de su función se efectuara en conformidad a los estándares de calidad, equidad y continuidad propios de la noción de servicio público a la francesa.
- El resultado de la liberalización del mercado eléctrico francés fue la separación de actividades entre la producción, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, con una competencia efectiva en el sector de la producción eléctrica y en el sector de la comercialización mayorista y minorista. Estas características reflejan una apertura del sector eléctrico a la libre competencia, sin embargo esta libre competencia no logra aún que el precio de la electricidad se reduzca. Hasta la actualidad se mantiene un aumento progresivo de la tarifa eléctrica.
- La transformación de la estructura del mercado eléctrico peruano se dio a causa del estado inoperante en el que se encontraba el sistema eléctrico. La falta de financiamiento y de inversiones necesarias para mantener en buen funcionamiento el sistema eléctrico condujo al gobierno a privatizar las empresas públicas y otorgar en concesión las infraestructuras con la finalidad de asegurar un crecimiento continuo. Esta decisión significó el retiro abrupto del Estado de la actividad eléctrica en los sectores de producción y distribución eléctrica.
- El resultado de la liberalización del sector eléctrico peruano tuvo como resultado una separación de las actividades de producción, transmisión y distribución. No existe una actividad de comercialización minorista ya que la actividad de comercialización está integrada a la actividad de distribución la cual se ejerce bajo el modelo de monopolio local. Si

bien el precio de la electricidad se redujo en comparación al precio que se registraba a inicios de los años 90, no existe una libre competencia efectiva, pues no existe una comercialización minorista, además, aún se mantienen una tarificación reglamentada para una gran parte de consumidores finales.

- En Francia, la integración de las energías renovables en la matriz energética se efectuó a través de dos mecanismos, el primero fue la compra obligatoria de la electricidad producida mediante una fuente renovable, a la carga del operador histórico EDF; y el segundo mecanismo, es el complemento en la venta directa de electricidad. Este mecanismo es un subsidio que permite alcanzar un precio competitivo de la electricidad de origen renovable. La ideología del sistema francés es incentivar la participación directa de los productores de energía de fuente renovable en el mercado eléctrico.
- El sistema peruano establece un mecanismo de subastas de energía, el cual permite a los productores de electricidad a partir de energías renovables, obtener una garantía de venta pues se les asegura una demanda determinada. Este mecanismo tiene como finalidad incentivar la producción eléctrica de fuentes renovables, y al mismo tiempo busca diversificar la matriz energética. Lamentablemente, el resultado de las subastas que se lanzaron hasta el momento muestra que existe una mayor demanda con respecto a la oferta de electricidad, esta situación se debe a que cierto tipo de tecnologías requeridas en las subastas, como la mareomotriz o la biomasa, todavía no se han desarrollado plenamente en el Perú.

BIBLIOGRAFIA

Libros y revistas especializadas:

- ANGELIER, Jean-Pierre, *Electricité et gaz naturel : du monopole public à la concurrence réglementé. Une perspective historique*. Ed. HAL archives ouverte, 2005.
- BONIFAZ, José Luis, *Distribución eléctrica en el Perú: regulación y eficiencia*, Universidad del Pacífico, 2001.
- BOUAL, Jean-Claude, Europe et service public, *La Découverte* « Regards croisés sur l'économie », 2007/2 n° 2.
- BUTRON FERNANDEZ, Cesar, *Situación actual y el futuro del mercado de generación eléctrica*, En: *Circulo de Derecho Administrativo* N° 8, Lima, 2009.
- CAMPODONICO, Humberto, *Las reformas energéticas y el uso eficiente de la energía en el Perú*, Naciones Unidas, Comisión Económica para América Latina y el Caribe, Santiago de Chile, 1998.
- CAMPODONICO SANCHEZ, Humberto, *Las reformas estructurales del sector eléctrico peruano y las características de la inversión 1992-2000*, En: *Serie de Reformas Económicas* N° 25, Lima 1999.

- CHAPUS, René, *Droit administratif général*, Montchrestien, 15e éd., 2001.
- CHATRIOT, Alain, *Les transformations des services publics français au XX siècle*, La Découverte « Regards croisés sur l'économie », 2007/2 n° 2.
- CHEROT, Jean-Yves, *Droit public économique*, En: Economica, 2^e éd., 2007.
- CHEVALIER Jean-Marie, *Les 100 mots de l'énergie*, Ed. PUF, 2008.
- DAMMERT LIRA, Alfredo, *La agenda pendiente del sector eléctrico*, En: Derecho y Sociedad, N° 45, Lima, 2016.
- DELAUNAY, Benoît, *Les limites de la neutralité de l'article 295 traité CE à l'égard du régime de la propriété dans les États membres* : RJE 2009, étude 11.
- DUGUIT, Léon, *Traité de droit constitutionnel*, Boccard, 3ed, 1928.
- DUMONT, Jean-Louis, *Réussir la future organisation électrique française*, Reporte al Primer Ministro, Paris, La Documentation française, 1998.
- FELICES, Enrique, *Asociaciones público-privadas para el financiamiento de infraestructura: El nuevo rostro del Project Finance*, En: THEMIS, No. 50. Lima. 2005.

- FLACHER, David, *Ouverture à la concurrence et service universel*, La Découverte « Regards croisés sur l'économie », 2007/2 n° 2.
- GAMIO AITA, Pedro, *Perú potencial energético: propuestas y desafíos*, En: Revista de Derecho Administrativo N° 16, 2016.
- GAUDEMET, Yves, *Le service public à l'épreuve de l'Europe. Vrais et faux procès*. Mélanges B. Jeanneau : Dalloz, 2002.
- HUAPAYA, Ramón, *Diez Tesis sobre las Asociaciones Público – Privadas (APP) en nuestro régimen legal*, En: Revista de Derecho Administrativo, n° 13, 2013.
- LEPEEM Jérôme y EZAN, Gaëlle, *Les collectivités territoriales et l'amélioration de l'efficacité énergétique*, En: AJ Collectivités Territoriales, n° 21, 2006.
- MITMA RAMIREZ, Riquel Ernes, *Análisis de la regulación de energías renovables en el Perú*, En: Derecho y Sociedad, Octubre N° 45, 2016.
- MANAYALLE, Alejandro, *Desregulación de tarifas en el mercado de generación eléctrica en el Perú*, En: Revista de Derecho Administrativo, N° 14, 2014.
- OKUMURA SUZUKI, Pablo Arturo, *El mercado mayorista de electricidad den el Perú*, En: THEMIS N° 68, Lima 2015.

- QUINONES ALAYZA, María Teresa, *Mercado eléctrico en el Perú: ¿Una utopía?*, En: THEMIS N° 50, Lima, 2005.
- QUINTANILLA ACOSTA, Edwin y QUINONES ALAYZA, María Teresa, *Sector eléctrico: marco institucional, problemas y nuevas tendencias*, En: THEMIS N° 69, Lima, 2016.
- REY, Alonzo y MENDOZA, Ana, *Privatizaciones y Concesiones. Porque si*, En: Derecho y Sociedad, N° 26, 2004.
- RICHER, Laurent, *Commentaire de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité*, En: Dalloz, ADJA, 2000.
- RUIZ, Ariela, *Las privatizaciones en Perú: un proceso con luces y sombras*, En: Nueva Sociedad, N° 207 enero-febrero, 2007.
- RUIZ CARO, Ariela, *"El proceso de privatizaciones en el Perú durante el periodo 1991-2002"*, Instituto Latinoamericano y del Caribe de Planificación Económica y Social – ILPES, Serie 22 Gestión Pública, junio 2002.
- SALVATIERRA, Rolando, *Los contratos de concesión en el sector eléctrico*, En: Revista de Derecho Administrativo, N° 7, Lima, 2009.
- SALVATIERRA, Rolando, *Sector Eléctrico – A los veinte años de la reforma*, En: THEMIS, N° 61, Lima, 2012.

- SIMON, Denys y POILLOT-PERUZZETTO, Sylvaine, *Politique de concurrence*, En: Répertoire de droit européen, Dalloz, agosto 2005.
- SEILLER, Bertrand, *L'érosion de la distinction SPA-SPIC*, AJDA, 2005.
- TOVAR GIL, María del Carmen, *Evolución de las actividades eléctricas en el Perú*, Revista "Revolución con Electrificación" y Plan Nacional de Desarrollo 1971-1975, En: Derecho y Sociedad, N° 26, 2006.
- VIGNOLO CUEVA, Giancarlo, *"Recursos Energéticos Renovables: aproximaciones conceptuales y determinación de su necesidad de implementación en el Perú"*. En: RDA, N° 12, 2012.

Documentos oficiales:

- Autoridad de la Competencia, Avis n° 14-A-16 de fecha 20 de octubre del 2014, concerniente el proyecto de decreto sobre la modificación del decreto n° 2011-466 de fecha 28 de abril del 2011.
- Cambridge Economic Policy Associated (CEPA) y Negocios Globales Inteligentes (NEGLI), Revisión del marco regulatorio del sector eléctrico peruano, SBCC-10 PROSEMER-OSINERGMIN, 2 diciembre 2016, Informe Final.

- COM (2011) 885 final, Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones, 15 de diciembre 2011.
- Comisión Europea, Libro blanco sobre los servicios de interés general, 12 de mayo del 2004.
- Comunicación de la Comisión relativa a la metodología de análisis de las ayudas del Estado ligadas a los costos hundidos, adoptada por la Comisión Europea el 26 de julio del 2011.
- Informe final de la Comisión Investigadora sobre delitos económicos y financieros cometidos entre 1990 y 2001 del Congreso de la República.
- Comunicación de la Comisión al Consejo y al Parlamento Europeo COM (2001) 125, “Achèvement du marché intérieur de l’énergie », 13 de marzo 2001.
- Comisión europea, IX Reporte sobre la política de la competencia, 1979, pág. 9 y XXVII Reporte sobre la política de la competencia, 1997.
- Comisión de Regulación de la Energía, Le fonctionnement des marchés de détail français de l’électricité e du gaz, Reporte 2014-2015, noviembre 2015.
- Comisión de Regulación de la Energía, Surveillance, Etat de lieux des marchés de détail français de l’électricité et du gaz naturel, Reporte 2015-2016.

- Comisión de Regulación de la Energía, Marchés de détail de l'énergie: ¿comment la concurrence progresse-t-elle?, En: Décryptages, noviembre 2016 N° 50.
- Comisión de Regulación de Energía, Observatorio, 4to trimestre 2016, Les marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel.
- Comité de Promoción de la Inversión Privada, La privatización en el Perú: un proceso en marcha, COPRI, 1993.
- Comité de Operaciones Económica del Sistema Interconectado Nacional, Memorial Anual 2014.
- Consejo de Estado, Service public, services publics : déclin ou renouveau ? : EDCE, n° 46, 1995.
- Consejo Europeo, Conclusiones de fecha 23 y 24 de octubre del 2014, EUCO 169/14.
- Directiva 96/92/CE de fecha 19 de diciembre del 1996.
- Directiva 2003/54/CE de fecha 26 de junio del 2003.
- Directiva 2009/72/CE de fecha 13 de julio del 2009
- INRENA, Perú: evaluación del estado de preparación de las energías renovables 2014.

- Libro Blanco del Marco Regulatorio de la Distribución Eléctrica en el Perú, OSINERGMIN, Mercados Energéticos Consultores, Universidad de Comillas, Lima, 2009.
- Mediator Nacional de la Energía, Barómetro Energie-Info du mediateur national de l'énergie, Vague 10 – 2016.
- Ministerio de Energía y Minas, Evolución de indicadores del sector eléctrico 1995-2015.
- Ministerio de Energía y Minas, Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER), periodo 2016 – 2025.
- Ministerio de Energía y Minas, Plan Energético Nacional, noviembre 2014.
- OSINERGMIN, *La industria de la electricidad en el Perú, 25 años de aportes al crecimiento económico del país*, Consejo Directivo de OSINERGMIN, 2016.
- United Nations environment, The Emissions Gap Report 2017, noviembre 2017
- World Economic Forum, Global Energy Architecture Performance Index, Reporte n° 2016.
- XXXI Reporte de la Comisión Europea sobre la política de la libre competencia, 2001.

Jurisprudencia:

- Sentencia de la Comisión Europea N-504/2003 de fecha 16 de diciembre del 2003.
- Corte de Justicia de la Comunidad Europea, Paul Corbeau, 19 mai 1993, affaire C-320/91.
- Corte de Justicia de la Comunidad Europea, Commune d'Almelo, 27 abril 1994, affaire C-393/92.
- Corte de Justicia de la Comunidad Europea, 27 de abril 1994, jurisprudencia N° C-393/92.
- Consejo de Estado, 28 de junio 1963, Narcy.
- Consejo de Estado, 1 de julio 2010, n° 333275, Société BIOENERG.
- Conseil d'Etat, ass., 16 nov. 1956, Union syndicale des industries aéronautiques.
- Consejo de Estado, 22 de febrero 2007, Association du personnel relevant des établissements pour inadaptés.
- Consejo de Estado, pronunciamiento en asamblea, 29 abril 2010, n° 323179.
- Consejo de Estado, opinión n° 229486, Adélée, 11 de junio del 2001.

- Consejo de Estado, opinión N° 371234, 19 abril 2005.
- Consejo de Estado, 22 noviembre, 2002, n° 246764, SICAE Région Péronne.
- Consejo de la Competencia, opinión N° 00-A-21, relativa a las tarifas de utilización de las redes públicas de transporte o de distribución, 6 setiembre 2000.
- Consejo de la Competencia, Opinión n° 00-A-29 de fecha 30 de noviembre del 2000, relativa a la separación contable entre las actividades de producción, transmisión y distribución eléctrica.
- Tribunal de Conflictos, JurisData n° 2010-004898, 12 abril 2010, ERDF c/ Michel.
- Tribunal de Conflictos, n° 3718, ERDF/ Mme. M. Michel, 12 abril 2010; Consejo de Estado, opinión n° 323179, Béligaud, 29 abril 2010.
- Consejo Constitucional, decisión de fecha 30 de noviembre del 2006, n° 2006-543.
- Tribunal Constitucional expediente N° 34-2004-AI.