

## **Agradecimientos.**

*Este trabajo es la suma de nuestros esfuerzos mutuos, y de otros muchos colaboradores, que de manera desinteresada nos han alumbrado con su atención y entrega de tiempo. Agradecemos especialmente a nuestras familias, por su generosidad y paciencia. Además, para nosotros es particularmente importante destacar la ayuda recibida por las siguientes personas:*

- Profesor de la Cátedra de Derecho Económico, Pedro Arraztoa Ancizar.
- Profesor de la Cátedra de Derecho Económico, Enrique Aimone Gibson.
- Profesor de la Cátedra de Derecho Ambiental, José Luis Fuenzalida.
- Ayudante de alumno de la Cátedra de Derecho Administrativo, Stephanie Donoso Ramírez.
- Profesor de Consultorio Jurídico y Social, César Naranjo Quaglia.

## Índice.

<b>Introducción</b>	4
<b>CAPITULO I.</b>	
Iter Eléctrico.	
Generación-Distribución-Consumo	7
Antecedentes previos	9
La génesis de un modelo sui generis	14
El periodo de privatizaciones	20
Problemáticas en materia de compensaciones	23
Una crisis aun más profunda y las Leyes Cortas	28
Panel de expertos	31
Ley corta II	32
Sistema Eléctrico Chileno	34
Sistema de Concesiones, en Nuestro Ordenamiento Jurídico	35
Indemnizaciones a que dan lugar las Servidumbres Prediales Eléctricas	56
<b>CAPÍTULO II</b>	
Formas del mercado en cada tramo del iter eléctrico y su interconexión	71
Competencia en cada Tramo del Iter Energético	72
Competencia en el Sector Generación de Energía Eléctrica	
Competencia en el Sector de Transmisión de Electricidad y Distribución	77
Transmisión	91

Régimen de Acceso Abierto	95
Pago de Peajes	95
Distribución de Energía	97
Integración vertical en el sector eléctrico	108
<b>CAPÍTULO III y IV</b>	
Problemática energética en Chile; análisis legal y económico	110
Hidroelectricidad	111
Centrales Termoeléctricas	121
Renovación Energética	141
Costos y Beneficios de la Implementación de la Energía Nuclear en Chile	141
Energías Renovables no Convencionales	168
<b>Conclusiones</b>	176
<b>Bibliografía</b>	180

## **Introducción.**

El abastecimiento energético es un tema que ha captado la atención a nivel mundial y nuestro país no ha estado exento de tal preocupación. Las fuentes energéticas convencionales comienzan a escasear, debido a la disminución apreciable de las reservas de commodities como el petróleo y el carbón. Surgiendo así, desde hace un par de décadas, una necesidad progresiva de desarrollar nuevas tecnologías tendientes a aminorar y volcar el abastecimiento hacia otras fuentes, comenzando una apresurada carrera por integrar las matrices energéticas, a partir de diversas fuentes de generación.

Nuestro país no ha estado ajeno a estas transformaciones. En efecto, nos hemos visto enfrentados a dos importantes problemáticas energéticas, una la del año 98, que afectó fuertemente el sector generación de electricidad. Y la segunda, la que enfrentamos actualmente. La primera, nos llevó a replantearnos la posibilidad de que las empresas de generación de electricidad, pudiesen responder también por cortes en el suministro eléctrico ocasionados por eventos de fuerza mayor o caso fortuito, introduciendo un sistema de indemnización a los usuarios del sistema, a todo evento. La segunda, y que nos convoca en este trabajo, nos plantea el objetivo de indagar las razones que han determinado la insuficiencia de oferta en el sector generación.

Ciertamente las modificaciones introducidas en la legislación, particularmente a raíz de la reforma efectuada a partir del artículo 99 BIS DFL N° 1, han acarreado consecuencias no previstas por el legislador al momento de realizar las respectivas modificaciones. En efecto, como analizaremos en el transcurso de la memoria, algunas modificaciones introducidas en el sector generación, han obedecido a situaciones coyunturales, motivando posteriormente la

creación de normativas poco acertadas, que han influido negativamente en la composición de nuestra matriz energética.

Es en razón de la situación expuesta, que hemos decidido analizar la secuencia que ha tenido a lo largo de la historia, nuestra regulación en materia energética. Ello con el objetivo de verificar si ha existido una política manifiesta y coherente en la materia que nos atañe.

Por otra parte, nos hemos propuesto abordar el tema de las concesiones de electricidad, ya sea con carácter provisorio o definitivo, con la finalidad de explicar cómo se genera un proyecto de generación eléctrica, las obligaciones que impone y los derechos que se atribuyen al concesionario de generación, transmisión o distribución de electricidad, efectuando las distinciones que existen entre las tres formas de concesión.

En la segunda parte de este trabajo, abordaremos un aspecto de vital importancia para comprender la forma como opera nuestra matriz energética, cual es, la competencia en cada uno de los tramos del iter eléctrico. Analizando los actores que intervienen en cada una de las etapas de producción de electricidad, y las formas que adopta el mercado, distinguiendo en este último punto, las diferencias que presenta el sector generación versus transmisión o distribución en cuanto a la admisión de modalidades de competencia entre los operadores de la misma.

Seguidamente de lo anterior, realizaremos un análisis de cada una de las etapas de producción de electricidad, revisando el aspecto de la integración vertical por parte de solo una empresa en determinados ámbitos del mercado, con la finalidad de evidenciar las ventajas y desventajas que ello ocasiona.

La tercera parte se refiere a la Problemática Energética en Chile, efectuando un Análisis legal y reglamentario de nuestra matriz energética actual, compuesta principalmente por Hidro y Termoelectricidad. Tema en el cual nos proponemos indagar sobre las ventajas comparativas de las mismas, analizando las externalidades tanto positivas como negativas, si las hubiere.

En cuanto a la normativa aplicable, particular análisis merecen las centrales termoeléctricas, a raíz de la escasa regulación existente, siéndoles aplicables parte de la normativa contemplada en la Ley 19.300 (Bases Generales del Medio Ambiente) a propósito de los estudios de Impacto Ambiental, no así las normas contenidas en la ley 18.042 (LGSE), referente a las concesiones, tema que trataremos en el capítulo respectivo.

Finalmente incursionaremos en un aspecto que ha concentrado la atención del debate público en el último tiempo, denominado de la Renovación Energética. Materia que hemos dividido, para un mejor estudio, en dos grandes temas:

- Los costos y beneficios de la implementación de la Energía Nuclear en Chile.
- Las Energías Renovables no Convencionales.

En cada uno de los puntos recién enunciados, efectuaremos una breve mirada de las barreras a la entrada, externalidades, complejidades tecnológicas y distorsiones que podría ocasionar en nuestra matriz energética su inclusión, mediante una ley que las fomente.

Así, damos paso a este estudio, partiendo por hacer una breve reseña histórica, desde los albores de la industria eléctrica en Chile, sus diversas fases y las últimas intervenciones legales de importancia estructural, cuales fueron las denominadas Leyes Cortas, junto a un acotado análisis de los períodos investigados.

# **CAPITULO I.**

## **1. Iter Eléctrico.**

### **Generación-Distribución-Consumo**

## **I. Iter Eléctrico.**

### **Generación-Distribución-Consumo.**

La utilización de la expresión iter eléctrico, es un intento de conceptualización del camino o proceso que sigue la producción de electricidad, desde la creación de la misma (generación), hasta la utilización de la electricidad por los usuarios o clientes, ya sean éstos libres o regulados (consumo).

La generación, en términos generales, consiste en transformar alguna clase de energía no eléctrica, sea ésta química, mecánica, térmica o luminosa, entre otras, en energía eléctrica. Para la generación industrial se recurre a instalaciones denominadas centrales eléctricas, que ejecutan alguna de las transformaciones citadas, éstas constituyen el primer eslabón del sistema de suministro eléctrico.

Dependiendo de la fuente primaria de energía aprovechada, las centrales generadoras se clasifican en termoeléctricas, hidroeléctricas, nucleares, eólicas, solares, termoeléctricas, solares fotovoltaicas y mareomotrices. La mayor parte de la energía eléctrica generada a nivel mundial proviene de la hidro, termo y núcleo electricidad, respectivamente. Todas estas centrales, excepto las fotovoltaicas, tienen en común el elemento generador, constituido por un alternador, movido mediante una turbina que será distinta dependiendo del tipo de energía primaria utilizada.

Una vez producida la energía eléctrica, ésta debe ser consumida inmediatamente, ya que no puede almacenarse, para lo cual se recurre al proceso de reparto de la electricidad a través de la transmisión y distribución de la misma.

La red de transporte de energía eléctrica es la parte del sistema de suministro eléctrico constituida por los elementos necesarios para llevar hasta los puntos de consumo, a través de grandes distancias, la energía generada en las centrales eléctricas.

Para efectuar el transporte de la electricidad, los volúmenes producidos de la misma, deben ser transformados, elevándose su nivel de tensión. Esto se hace considerando que para un determinado nivel de potencia a transmitir, al elevar el voltaje se reduce la corriente que circulará, reduciéndose las pérdidas por Efecto Joule<sup>1</sup>. Con este fin se emplean subestaciones elevadoras en que dicha transformación se efectúa empleando equipos eléctricos denominados transformadores. De esta manera, una red de transmisión emplea usualmente voltajes del orden de 220 kV y superiores, denominados alta tensión, de 440 kV.

Posteriormente la energía es conducida por el Sistema de Distribución de Energía Eléctrica, el cual es un subsistema del Sistema Eléctrico de Potencia, cuya función consiste en el suministro de energía desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales (cliente), quienes hacen uso de la misma, produciéndose el consumo de la electricidad. Y es en atención a la magnitud del consumo de energía, que nuestra legislación (LGSE) hace una distinción entre clientes libres y regulados, en atención a si el consumo es superior o inferior a 2.000 KW, de potencia. Todo lo cual veremos en los capítulos que siguen.

---

<sup>1</sup> Efecto Joule: Si en un conductor circula corriente eléctrica, parte de la energía cinética de los electrones se transforma en calor debido a los choques que sufren con los átomos del material conductor por el que circulan, elevando la temperatura del mismo. (James Prescott Joule, lo descubrió en la década de 1860).

## **1.1 Antecedentes Previos.**

El desarrollo de la industria eléctrica y , del mercado nacido como consecuencia de ésta tiene su punto inicial, desde la perspectiva histórica, en la inauguración de las instalaciones de alumbrado público de la Plaza de Armas de Santiago y de algunos comercios circundantes, el año 1883, efectuada por una empresa privada.

Con posterioridad a este evento, un gran número de empresas eléctricas fue naciendo para servir principalmente al sector minero, alumbrados públicos de otras ciudades y servicio residencial, desarrollándose un mercado que se expandió sostenidamente en plena libertad. Sólo el año 1904 encontramos las primeras normas que buscaron regular la industria de la electricidad dictándose la ley denominada “Prescripciones para la Concesión de Permisos para la Instalación de Empresas Eléctricas en la República” la cual contenía tan solo cinco artículos y que, fundamentalmente, prescribía el otorgamiento de concesiones para usar bienes públicos o fiscales con el fin de instalar redes eléctricas y además estableció normas mínimas de seguridad para evitar peligros a las personas, sin embargo, dicha ley no produjo grandes intervenciones a la naciente industria.

La primera ley que busco regular al sector eléctrico de manera orgánica e integral fue dictada el año 1925, constituyendo el Decreto L N° 252 la primera “Ley General de Servicios Eléctricos”.

Este primer marco legal buscó regular las concesiones para el aprovechamiento de aguas destinadas a la generación de electricidad, la utilización de bienes públicos y el sistema de servidumbres particulares para la construcción de líneas eléctricas, como también instituyó el

Primer organismo destinado a controlar el cumplimiento de la ley y constituir el nexo formal entre las empresas y el ente estatal

Cabe destacar la referencia explícita de la ley en cuanto a la determinación de procedimientos a través de los cuales se fijarán las tarifas, siendo éste, básicamente un sistema en el que dichas tarifas otorgaran una rentabilidad equivalente al 15% del capital inmovilizado de la empresa, fijándose éstas en pesos oro lo cual constituye una cláusula de indexación automática.

Pocos años después, la intervención estatal se acentúa, pronunciándose en consecuencia, el año 1931 la segunda “Ley General de Servicios eléctricos” acrecentando el Estado su control, primero, mediante la creación de la Dirección de Servicios Eléctricos y segundo, en cuanto a las tarifas, a través de la fijación del capital inmovilizado de la empresas del rubro cada cinco años, y pudiendo éstas pedir nuevas tarifas solamente si su rentabilidad no alcanzaba al 10% durante 3 años consecutivos.

Además eliminó la reajustabilidad derivada de la conversión a pesos oro que había sido instituida, como recién se señaló por la ley de 1925

Ambas leyes fueron perjudiciales para el desarrollo del mercado energético en razón, principalmente de la fijación de tarifas eléctricas con motivaciones políticas, que, sumadas a la crisis económica internacional de los años 30, frenaron las inversiones de la empresa privada en el sector.

De esta forma, el retroceso del desarrollo de la producción de energía y conforme a la escuela keynesiana imperante en la época provocó la intervención activa del Estado a través de la Corporación de Fomento de la Producción CORFO, tomando a su cargo el ente estatal el desarrollo de la generación y transmisión de electricidad, mientras el sector privado se restringió, manteniendo su participación en el sector distribución y en las centrales que eran de su propiedad.

Lo anterior se vio reflejado directamente en la ejecución del Plan de Electrificación del país, programa el cual fue diseñado por el Instituto de Ingenieros de Chile y CORFO, que desembocó para su ejecución, en la creación de ENDESA el año 1944, cuya principal función fue, justamente la planificación del desarrollo eléctrico del País de manera centralizada, con un alto grado de tecnificación. Dicho Plan de Electrificación fijó primeramente el desarrollo de centrales hidroeléctricas en la zona centro sur de Chile y la construcción de líneas de transmisión que interconectaron los sistemas eléctricos, que anteriormente funcionaban de forma aislada. Desde el punto de vista de las tarifas, el esfuerzo se enfocó en mantener niveles de ingresos adecuados para las empresas eléctricas.

De esta manera y como consecuencia de lo mencionado anteriormente, el año 1959 tuvo lugar la dictación del DFL N ° 4 que vino a modificar en gran parte la anterior “Ley General de Servicios Eléctricos” del año 1931.

Los mayores cambios se refirieron a la forma de fijación de precios, permitiendo que las tarifas constituyeran una rentabilidad del 10% por sobre el capital inmovilizado, y reestableciendo cláusulas de reajustabilidad anual de los capitales, admitiendo la posibilidad de ajustes de las tarifas provisionales al acumularse variaciones superiores al 10% en los principales componentes de los costos.

Pero sin duda la principal contribución de este cuerpo legal, fue la creación de una comisión en la cual participaban delegados del Presidente de la República, de las empresas, de los consumidores y de la Superintendencia de Servicios Eléctricos, estableciendo así un antecedente para la constitución de la Comisión Nacional de Energía.

Por lo demás, al prescribir un marco concreto y clarificador, impulso las inversiones de la empresa privada, siendo la más importante CHILECTRA, la cual desarrolló dos importantes proyectos termoeléctricos en el área de Santiago-Valparaíso, con un total de 338 MW.

Sin embargo, el acontecer político de la época afectó nuevamente el desarrollo del mercado eléctrico, como ejemplo de lo anterior es posible mencionar la modificación realizada en el año 1966, que estableció la necesidad de obtener la aprobación del Ministerio de Economía respecto de cualquier alza propuesta por la Comisión de Tarifas, lo cual produjo que las decisiones definitivas en esa materia estuvieran basadas en criterios políticos, lo que fue el inicio de un fuerte desincentivo a la participación privada en la industria.

A medida que los cambios políticos se fueron acentuando, la intervención estatal se profundizaba, así, el año 1970 se estatizó CHILECTRA, en 1971 las tarifas fueron congeladas y la alta inflación imperante en el País ocasionó fuertes déficit operacionales, lo cual provocó el

congelamiento de los financiamientos al sector, frenando en forma definitiva el desarrollo de los planes y programas.

## **1.2 Génesis de un modelo sui generis.**

Con posterioridad al quiebre institucional del año 1973, y como consecuencia de a debacle económica experimentada por todos los sectores del País, se dio inicio a la reconstrucción orgánica y legislativa, primeramente de manera paliativa, a través de la adopción de medidas urgentes y algunas veces poco populares que tenían por finalidad, poner freno a la inestabilidad reinante en la época.

De esta manera, a partir de 1974 se llevaron a cabo una serie de medidas, la mayoría de corto plazo, las cuales buscaban racionalizar y normalizar el sector pero sin atacar aún la esencia del sistema, sino se trató de un proceso de reestablecimiento financiero de las empresas tanto estatales como privadas, dirigiéndose principalmente a la recuperación progresiva de los precios de los productos energéticos y al mejoramiento de la gestión de las empresas estatales a través de la supresión de diversas actividades que bien podían ser ejecutadas por la empresa privada, así fue como el área construcción perteneciente a ENDESA fue cerrada y dicha función traspasada a contratistas, similar ocurrió con el área transportes y maestranzas, todo lo cual fue una primera manifestación del principio de subsidiariedad imperante en nuestra institucionalidad.

Tal como se ha señalado, los cambios efectuados durante el período 1974-1979 tuvieron por fin recuperar un sistema que había colapsado, contribuyendo en gran parte a racionalizar y dar normalidad al sector, pero sin atacar el gran número de problemas de orden estructural los cuales obstaban a hacer eficiente y coherente la gestión de la industria eléctrica con las directivas que se estaban aplicando en las otras áreas económicas.

Los principales problemas estructurales existentes eran, los siguientes; a saber:

- Rol estatal preponderante en el sector eléctrico: El Estado era propietario del 90% de la generación eléctrica producida, del 100% de la transmisión y del 80% de la distribución lo cual significaba el control de recursos de inversión por sobre los US\$ 200 millones anuales, concurriendo con áreas prioritarias, sobre todo en el campo social.
- Como consecuencia directa del estatismo reinante, existían imposiciones de las regulaciones de precio de origen político produciendo una alta distorsión de precios y afectando la eficiencia del sector.
- También existían fuertes criterios políticos en cuanto a la toma de decisiones relacionadas con actividades no rentables tales como el desarrollo de proyectos no convenientes o la sobre contratación de personal
- El desarrollo del sector se encontraba bajo el monopolio de ENDESA lo cual impedía la gestación de proyectos por parte empresas privadas.
- Indefinición del rol de las empresas estatales: Existía en el sector energía, un alto grado de confusión entre los roles normativos y empresariales del Estado, las grandes empresas, tales como ENDESA en la práctica desarrollaban ambos roles lo cual desembocaba generalmente en graves conflictos de intereses.
- Relacionado con lo anterior, debemos mencionar la falta de control efectivo, aun cuando se trataba de empresas estatales, faltaban elementos de coordinación pertinentes entre los diferentes subsectores, en definitiva el peso de las empresas era superior al poder de los entes que se suponía debían regularlas.

- Inexistencia de un sistema de premios a las empresas eficientes, ni de castigo a las ineficientes como debe ser en un mercado competitivo, en efecto las tarifas eran altamente ineficientes desde el punto de vista económico pues se encontraban basadas en asegurar la rentabilidad en relación con los activos invertidos, sin reconocer los costos de oportunidad derivados de la producción, transmisión y distribución de electricidad.

Por las razones antes expuestas, fue menester crear una estrategia de orden general la cual se condijera con el proceso general de modernización que vivenciaba toda la institucionalidad chilena teniendo como ejes centrales los principios de subsidiariedad y de eficiencia, a fin de obtener el máximo desarrollo económico y social.

De esta manera el Principio de Subsidiariedad planteado desde la óptica del sector energético implica la no intervención del Estado, en tanto existan personas u órganos intermedios de la sociedad que sean capaces de actuar en el mismo nivel, es decir, no compete al ente estatal el desarrollo de actividades empresariales en este sector, en la medida que estas puedan ser ejercidas por la empresa privada, ocupándose claro está, de que estén cubiertos adecuadamente, los servicios para los sectores de menores ingresos.

En tanto a eficiencia económica, vista en términos generales tiene por objeto alcanzar el óptimo en la asignación de recursos, en relación directa con la teoría del óptimo de Pareto.<sup>2</sup>

---

<sup>2</sup> Optimo de Pareto: Es un criterio de mejoría social, conforme al cual, una situación alternativa sería mejor, si el cambio aumentara la utilidad de algunos sin disminuir la de los otros.

Teniendo la convicción en que la aplicación de ambos principios produciría resultados beneficiosos para el sector, los mecanismos usados para materializarlos en una estrategia energética fueron las siguientes:

- 1) La creación de la Comisión Nacional de Energía el año 1978 que tuvo por objeto concretar la separación de los roles normativos y empresarial del Estado. La CNE se constituyó como un organismo funcionalmente descentralizado, compuesto por un consejo de 7 Ministros y por una Secretaría Ejecutiva la cual es responsable de las actividades técnicas y gestión de la Comisión
- 2) La CNE tomo a su cargo la coordinación de las grandes decisiones de inversión correspondientes a las empresas estatales intervinientes en el sector.
- 3) Ajustes institucionales y legales dirigidos a :
  - Una administración eficiente de las empresas estatales, en base a los mismos criterios con que operan las empresas privadas
  - Abrir la participación del sector privado en las actividades del sector sea a través de la creación de nuevas empresas o privatizando las existentes
- 4) El establecimiento de un sistema de precios realista y eficiente que reflejara el valor de oportunidad de los productos energéticos.

Todo este largo proceso de readecuamiento, desembocó definitivamente en la creación de un sistema regulatorio del sector eléctrico extremadamente novedoso a nivel internacional y que tuvo su estructuración orgánica plena a través de la dictación del Decreto con Fuerza de Ley N° 1 de 1982 nueva "Ley General de Servicios Eléctricos", la cual recogió todo este proceso sistemático de reordenamiento institucional basándose en los principios de descentralización,

búsqueda de eficiencia, competitividad y atracción de la participación privada, reconociendo que el servicio eléctrico constituye una actividad económica más.

Esta “Ley General de Servicios Eléctricos”, se establece entonces como la columna vertebral de todo el sistema y sin ánimos de adelantar el análisis más acabado de sus institutos más sobresalientes, es posible definir en forma resumida cuales fueron sus lineamientos generales ; a saber :

- La determinación precisa de tres subsectores claramente reconocibles : Generación, distribución y transmisión
- El establecimiento de un sistema de tarifas a costo marginal para los consumidores pequeños (llamados clientes regulados) y de precios libres para los grandes clientes finales (principalmente las mineras). Ambas pretenden ser reflejo de los costos eficientes de suministrar electricidad.
- La separación de las actividades de generación y distribución, lo cual desencadenó la división de las grandes empresas estatales y la determinación de tarifas a costo marginal (Precios de Nudo) para las transferencias entre empresas generadoras y distribuidoras.
- La creación de entes organizacionales cuales son los Centros de Despacho Económicos de Carga, claves para la competencia en el sector generación, encargados de la coordinación de la operación de los grandes sistemas interconectados.

- Determinación de un sistema de peajes para el uso compartido de las líneas de transmisión.
- Definición de un sistema de concesiones, estableciendo claramente el régimen de obligaciones y derechos de los concesionarios.
- El establecimiento de un nuevo esquema de planificación en materia de generación que permita la competitividad en el sector.

En definitiva, la nueva legislación, se fundó en el establecimiento de reglas claras en aquellas materias en donde no era posible eliminar la intervención gubernamental como es la fijación de tarifas, poniéndose especial énfasis en la supresión de juicios políticos subjetivos, dando privilegio a la aplicación de criterios objetivos y generales y permitiendo también la apertura del sector eléctrico a la participación de los agentes privados.

### **1.3 El periodo de privatizaciones.**

Un elemento preponderante en las nuevas políticas aplicadas por el gobierno en la década de los 80 y máxima expresión del Principio de Subsidiariedad fue la privatización de gran parte de las empresas pertenecientes al Estado. Este proceso de privatizaciones fue llevado a cabo de manera progresiva en relación directa con las condiciones institucionales, políticas y financieras que iba vivenciando el País en ese entonces, con bastante precaución y pragmatismo en un principio, encuadrando con el desarrollo económico- social propuesto a partir de 1973.

Sin embargo, cabe señalar que tratándose justamente del sector eléctrico, el proceso de privatizaciones se realizó lentamente, en razón de que el Gobierno de la época consideraba al sector eléctrico como estratégico y sumado a la eficiencia operacional y de gestión que se habían logrado introducir a partir de las modificaciones efectuadas en la década del 70, los problemas de orden financiero se encontraban prácticamente resueltos.

Además el caso resultaba diferente al de otros sectores puesto que ya no se trataba de regularizar la propiedad de empresas estatizadas durante el gobierno anterior, sino de un cambio global de un área que desde hacía varios decenios estaba en poder de manos estatales.

No obstante lo anterior y después de bastantes tira y afloja entre sectores del mismo gobierno, gremios empresariales, trabajadores de las empresas e incluso de algunos miembros de las Fuerzas Armadas, que le daban a este sector una connotación estratégica especial, se dio inicio al proceso de privatización.

Cabe señalar que las especiales características de esta industria reclamaban dos requisitos esenciales, tales eran:

- 1) La existencia de un mercado de capitales fuerte e importante: Lo cual se vio muy ligado al nacimiento de un importante actor participante como inversionistas institucionales, tales eran las Administradoras de Fondos de Pensiones (AFP) gestores de los fondos de capitalización individual de los trabajadores del País, éstos junto a las compañías de seguros, trabajadores de las empresas eléctricas se constituyeron en claves para la privatización del sector. Definiéndose así, dos lineamientos para su concreción, cuales fueron: La licitación de empresas completas a inversionistas individuales y ventas de paquetes de acciones a inversionistas institucionales y Las ventas masivas de pequeños paquetes accionarios a personas a través del “capitalismo popular”
  
- 2) La garantía de transparencia en el proceso de ventas de acciones: La mayor parte de la venta ya sea de acciones o de empresas eléctricas completas, se efectuó a través de licitación pública o mediante el remate de paquetes accionarios en la bolsa de comercio. Esto, salvo en los casos en que se negoció directamente el valor de las acciones con trabajadores de las propias empresas para su traspaso ( normalmente a un valor ligado a su valor bursátil).

Concretamente, las primeras privatizaciones se practicaron a través de la licitación pública de dos distribuidoras filiales de ENDESA, cuales eran SAESA Y FRONTEL, en el año 1980 y que fueron adquiridas por el grupo COPEC. Sin embargo hasta 1983 el avance fue casi nulo, razón por la cual, la CNE estableció que los aportes financieros reembolsables que las empresas podían pedir a sus nuevos clientes, debían ser devueltos en acciones de la propia empresa.

De esta forma, las acciones del área eléctrica comenzaron a ser conocidas por público a través de sus transacciones en bolsa.

Sin embargo la privatización del coloso ENDESA, fue dificultosa, primero, por la importancia histórica que tenía como empresa estatal, la resistencia de algunos sectores y la existencia de ciertos problemas financieros que se derivaron luego de la eliminación del “dólar preferencial” que se había impuesto, quedando con pérdidas de 360 millones de dólares. La decisión que tomó entonces el gobierno fue la de efectuar dos importantes operaciones: Primero, la estructuración de la central Colbún-Machicura, que antes formaba parte directa de ENDESA en una filial CORFO llamada COLBUN S.A., para luego, como segundo paso, capitalizar 500 millones de la deuda de la ENDESA, con lo cual ésta quedaba con una relación deuda capital saneada, lo cual era muy importante puesto que el riesgo de invertir en una empresa sana financieramente, es menor.

De esta manera, fue posible comenzar con la privatización de ENDESA, lo que se efectuó con la venta de paquetes accionarios a las Administradoras de Fondos de Pensiones, trabajadores de la propia empresa, y principalmente a través del “Capitalismo popular”, es decir, la venta masiva al público de acciones, por un monto máximo de éstas a precios en torno al valor de bolsa y en condiciones de crédito favorables, que dieron lugar a un buen desarrollo y término del proceso.

En definitiva, la venta de ENDESA fue el hito que puso término al periodo de privatizaciones y más aún, puso fin a la larga tradición de publicidad del servicio eléctrico, dando paso a una época completamente distinta, donde la electricidad es proveída por entes privados, concretando el principio de base institucional de subsidiariedad en la materia que tuvo su inicio a principio de los años noventa.

#### **1.4 Problemáticas en Materia de Compensaciones, Art 99 Bis e Interferencias al sistema.**

Con el fin de dar una mayor explicación a la situación actual, es menester hacer referencia y remontarnos a lo acontecido durante la denominada Crisis Eléctrica de los años 98-99, la cual en definitiva fue la primera gran valla que tuvo que sortear este sistema de carácter sui generis, que ahora se encontraba en manos de privados, bajo una regulación que fue ejemplar para muchos países de América Latina y que llevo a una primera gran modificación del cuerpo legal y con posterioridad a la dictación de las llamadas Leyes Cortas I y II.

Fue difícil en un comienzo comprender las razones de porque un sistema que había sido tan exitoso, registrando uno de los crecimientos en capacidad de generación más importantes de Latinoamérica, basado fundamentalmente en los criterios económicos de conducta racional del productor, consistentes en que el aumento de generación, seguía con cierta precisión la expansión de la demanda que las empresas de generación deben proyectar para los futuros ciclos económicos, con el fin de evitar una sobre inversión en el área y en la prioridad que se le debe dar a las centrales que producen a un menor costo de generación. Siendo éstas, por cierto las centrales de generación hídrica.

En este contexto, es importante señalar, que no existe un acuerdo generalizado entre los distintos actores involucrados, en cuanto a las causas que desencadenantes de la crisis. Tanto el gobierno, como las generadoras, e incluso el mundo académico, no lograron arribar a un consenso explícito en este sentido.

Sin Embargo es posible mencionar de modo acotado, aquellas que se señalaron de forma más concurrente:

- 1) Como causas materiales e inmediatas es necesario destacar la grave sequía; la falla de la centrales de doble ciclo combinado y el uso acelerado del agua embalsamada : Según fuentes publicadas por la CNE en el período hidrológico de Abril de 1998 a Marzo de

1999, se registró la mayor sequía que afectó al país desde 1968-69, en lo referente a los caudales afluentes a las centrales del SIC. Esta sequía ocasionó una menor acumulación de nieve por tanto hubo una menor cantidad de agua disponible. Otro antecedente inmediato fue la disminución de las reservas del Lago Laja, en razón de la transferencia de 200 millones de metros cúbicos de agua a ENDESA, a mediados del año 1998, por decisión de la Dirección de Obras Hidráulicas (DOH), cantidad que fue considerada exagerada y precipitada. Por último la fallas en las centras termoeléctricas de ciclo combinado, sobre todo la de la central San Isidro perteneciente a ENDESA, que causó la interrupción del suministro eléctrico en la zona central el 11 de Noviembre de 1998.

- 2) La segunda razón se vincula con la estructura del sistema y se refirió al complejo sistema de compensaciones que regía en la época, particularmente en lo relacionado al costo de falla<sup>3</sup>, puesto que su determinación implica el conocimiento a priori de la curva de demanda y de la cantidad de energía disponible ANTES de que ocurriera la escasez. Este valor es lo que los economistas han denominado “**valor contingente**”, lo que quiere decir que es un valor que va a depender de las circunstancias del momento, por tanto es de cálculo impreciso.

Relacionado con lo último, es oportuno hacer una breve referencia al sistema de compensaciones que regulaba originariamente la Ley General de Servicios Eléctricos, Art. 99 bis en razón del cual era menester, en caso de presentarse los presupuestos prescritos, que las empresas generadoras deficitarias, indemnizarán; a las empresas eléctricas con excedentes de generación; a los clientes libres con capacidad de autogeneración; y finalmente a los usuarios de las empresas de distribución eléctrica (clientes regulados).

---

<sup>3</sup> Costo de falla: Es igual al valor marginal de la energía durante una escasez.

Respecto de los primeros; se trataba de compensar las limitaciones que se imponían a las empresas excedentarias de conformidad a los decretos de racionamiento que se dictaren; en el segundo caso lo indemnizable era el mayor costo en que el cliente autogenerador debía incurrir por no recibir energía de su proveedor habitual; y en el tercer caso, que era el con mayores repercusiones de índole política, se estableció para el resarcimiento de los daños y perjuicios que se le hubieren ocasionado a los clientes regulados por cortes de suministros no programados, provenientes de fallas del sistema.

Este sistema de compensaciones se encontraba regulado en el discutido artículo 99 bis<sup>4</sup>, en virtud del cual se dictaron los decretos de racionamiento<sup>5</sup> derivados de la crisis del 98-99 y que regulaba por lo demás, el mencionado sistema.

Conforme a la redacción original del mencionado artículo, se señalaba que *“... si una sequía durara más de un año hidrológico, el máximo déficit que los generadores estarán obligados a pagar, estará limitado al déficit que se calcule para el primer año hidrológico<sup>6</sup> de la sequía, considerando una hidrología igual a la del año más seco utilizado en el cálculo del precio de nudo.”*

---

<sup>4</sup> De producirse déficit de generación eléctrica derivados de fallas prolongadas de centrales termoeléctricas o bien de sequías, que lleven a la dictación de decreto de racionamiento por parte del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, las empresas generadores que no lograsen satisfacer el consumo normal de sus clientes distribuidores o finales sometidos a regulación de precios, deberán pagarles cada kilovatio-hora de déficit a un valor igual a la diferencia entre el costo de racionamiento y el precio básico de la energía,<sup>b</sup> a los que se refiere el artículo 99 anterior. Para estos efectos, se entenderá como consumo normal de un cliente en un período, aquel que resulte de considerar el consumo de energía facturado por el generador en el mismo período del año anterior, incrementado en la tasa anual de crecimiento del consumo que se hubiere considerado en la previsión de demandas de energía para el sistema eléctrico, en la última fijación de precios de nudo. Los clientes distribuidores, a su vez, deberán traspasar íntegramente el monto recibido a sus clientes finales sometidos a regulación de precios. Para el cálculo de los déficit originados en situaciones de sequía no podrán utilizarse aportes de generación hidroeléctrica que correspondan a años hidrológicos más secos que aquellos utilizados en el cálculo de precios de nudo. Asimismo, si una sequía durara más de un año hidrológico, el máximo déficit que los generadores estarán obligados a pagar estará limitado al déficit que se calcule para el primer año hidrológico de la sequía, considerando una hidrología igual a la del año más seco utilizado en el cálculo de precios de nudo. Por año hidrológico se entiende un período de doce meses comenzando en abril.

En el caso de producirse los déficit a que se refiere el inciso anterior, el decreto del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que autorice la aplicación de medidas de racionamiento, explicitará, basándose en un informe previo de la Comisión Nacional de Energía, el monto del pago por cada kilovatio-hora de déficit, como asimismo las demás condiciones que deberán aplicar las empresas generadores para el cálculo o registro de los déficit, y los montos y procedimientos que aplicarán las empresas distribuidores para traspasar a su vez los montos recibidos a sus clientes finales. Todos los cálculos deberán basarse en los valores utilizados en la última fijación de precios de nudo para el sistema eléctrico en cuestión. No obstante, el valor a utilizar para el costo de racionamiento no podrá superar, expresado en unidades de fomento, el promedio de los costos de racionamiento utilizados en las últimas seis

<sup>5</sup> Decretos de Racionamiento 640/1998 y 219/1999

<sup>\*\*6</sup> Por “Año hidrológico” se entiende un período de doce meses comenzando en Abril.

Lo anterior constituía una importante limitación al monto de las indemnizaciones a pagar, por lo demás en esos momentos tuvo lugar una importante contienda jurídica entre las empresas generadoras deficitarias principalmente ENDESA Y COLBUN S.A. y las autoridades de gobierno quienes consideraban que se cumplían los requisitos del Art. 99 bis por tanto, eran procedentes las compensaciones pertinentes, puesto que aplican los mecanismos como un sistema de multas y no como un precio que debía ser transmitido a los usuarios, como un costo de oportunidad de la energía en situaciones de escasez.

Sin embargo las empresas generadoras, hidroeléctricas principalmente, argumentaron que conforme a la normativa vigente y a la situación hidrológica del periodo 98/99, no correspondía el pago de dichas compensaciones, puesto que, la situación de sequía imperante en ese momento era mucho más grave que la acontecida en el período 68/69, la cual había sido la sequía más fuerte experimentada por el país hasta esos días. Y que por tanto, constituía el parámetro conforme al cual debían efectuarse los cálculos establecidos en el Art. 99 bis.

En consecuencia, se generaba en su favor una eximente de responsabilidad. (Este fundamento fue declarado válido).

Todo lo anterior, provocó la reacción urgente de los actores políticos, quienes consideraron de extrema urgencia generar profundos cambios al sistema.

Los primeros cambios vieron la luz mediante la rápida y sumarásimá publicación de la Ley 19.613 en 1999, la cual vino directamente a modificar el sistema de compensaciones (Art. 99 bis) y la dictación posterior de la resolución 88.

La modificación consistió, para explicarlo de forma simplificada, en que ahora el pago de compensaciones era a TODO EVENTO, y sin limitaciones, eliminando así la causal de sequía como eximente de responsabilidad por déficit de suministro, introduciéndose entonces la modificación siguiente : *“Para los efectos de este artículo, las situaciones de sequía o las fallas*

*de centrales eléctricas que originen un déficit de generación eléctrica que determine la dictación de un decreto de racionamiento, **en ningún caso podrán ser calificadas como fuerza mayor o caso fortuito.** En particular, los aportes de generación hidroeléctrica que corresponden a años hidrológicos más secos que aquellos utilizados en el cálculo de precios de nudo, no constituirán límite para el cálculo de los déficit, ni serán considerados como circunstancia de fuerza mayor o caso fortuito”*

Todo esto no fue un asunto menor, puesto que se nos ha demostrado tanto en su momento y con los hechos al pasar el tiempo, el como las intervenciones de orden político y adoptadas de manera apresurada vienen a crear fuertes interferencias en un mercado competitivo que pretendía regirse mayormente por las leyes de la oferta y demanda, añadiendo un cambio estructural a la industria eléctrica chilena, modificando fuertemente el concepto conforme al cual se había diseñado el sistema, incorporando una nueva variable que ha de ser asumida como un costo para quien pretenda invertir en el sector.

### **1.5 Una Crisis aún más Profunda y las Leyes Cortas.**

Es posible señalar que luego de la “tormenta/sequía” del periodo 98/99 vino un periodo de relativa calma, a causa por cierto del fin de la sequía, volviendo la pluviometría a sus niveles normales y además en razón de la puesta en marcha de las centrales termoeléctricas a ciclo combinado, cuyo combustible, el gas, llegaba a precios preferenciales a través del gaseoducto puesto en marcha el año 1995 en virtud de un acuerdo energético suscrito entre Chile y Argentina.

Es durante este periodo en el cual se maceraron las modificaciones más orgánicas a la Ley General de Servicios Eléctricos, nos referimos a las denominadas Leyes Cortas I y II , sin

embargo también fue en esta época en que se empieza a gestar el déficit energético que se vive en nuestros días.

En primer lugar, analizaremos en forma sucinta las más importantes modificaciones que incorporó la primera Ley Corta, Ley 19.940 publicada el año 2004:

- 1) Estableció un sistema de tarificación diverso para los Sistemas medianos (El de Aysen y De Magallanes), cumpliendo con las características y estructuras propias de ellos, de forma que el sistema de precios que se les aplique motive la inversión óptima y de largo plazo, con el fin de lograr costos finales menores para los usuarios. La metodología estándar del precio de nudo, no se condecía con la situación de monopolios verticalmente integrados que presentan estos sistemas.
- 2) Su principal aporte estuvo dado por la reconfiguración del mercado de transmisión con el fin de lograr una operatividad mas armónica, entre los cuales contamos:
  - La división del Sistema de Transmisión en tres subsistemas : Sistema de Transmisión Troncal<sup>7</sup>, Subtransmision<sup>8</sup> y Sistema de Transmisión adicional<sup>9</sup>, siendo cada sector regulado en forma diversa
  - Restricción de la integración vertical de las empresas operadoras de los sistemas troncales.
  - Se modifica el sistema tarifario del sistema troncal, de esta manera, la valoración de las instalaciones, de los costos de mantenimiento, operatividad y administración, como los proyectos de expansión se determinarán en base a estudios más acotados, existiendo coordinación de la autoridad pero con participación de todos los actores del mercado.
  - Declaración expresa del Segmento transmisión como Servicio Publico sometiéndolo a las mismas exigencias que las establecidas para el sector

---

<sup>7</sup> Es aquel que une los nudos del sistema eléctrico respectivo

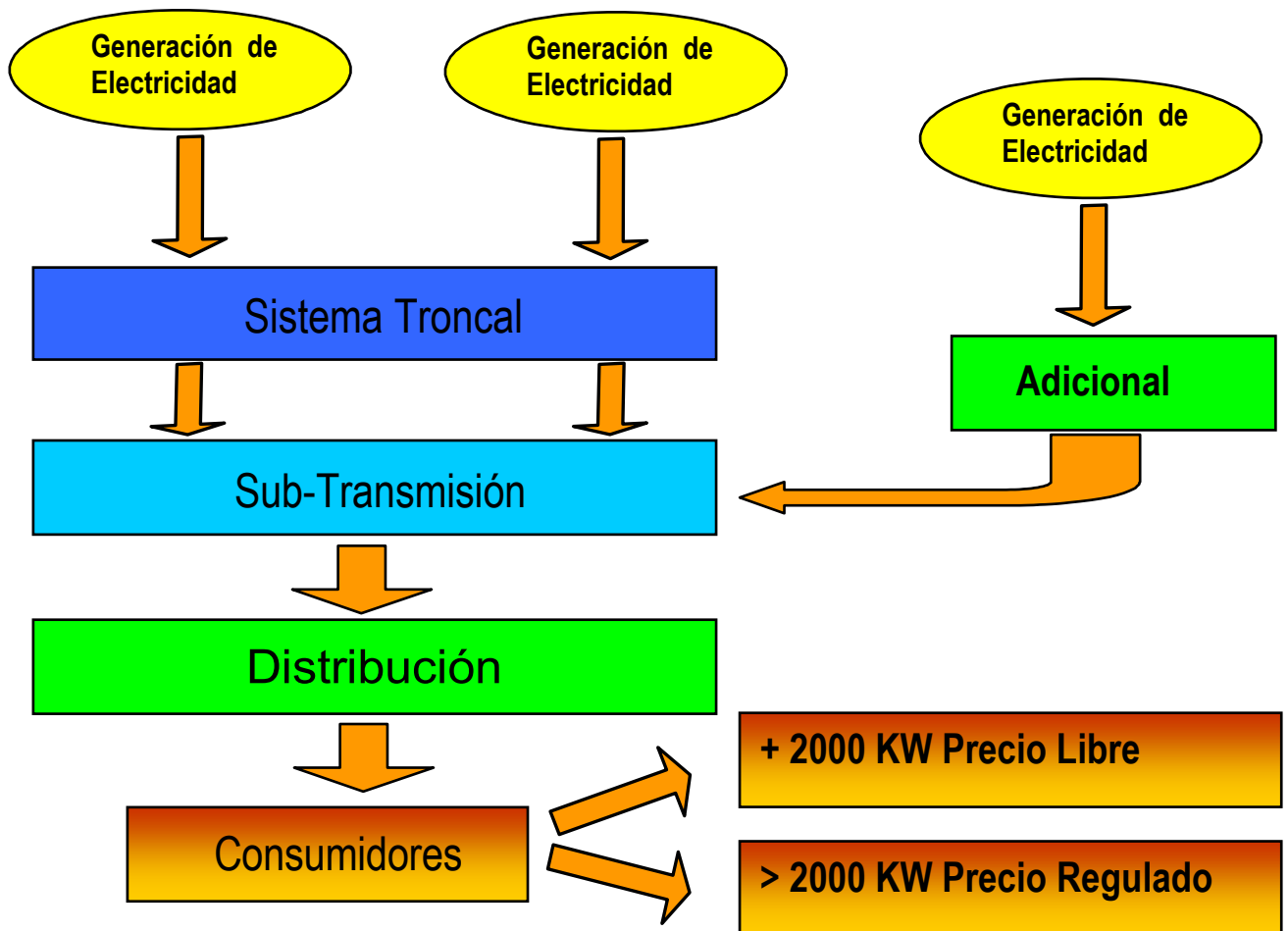
<sup>8</sup> Es aquel que inyecta energía a los puntos de distribución o de los puntos de los usuarios libres

<sup>9</sup> Se trata de las instalaciones de transmisión que restan a las señaladas.

distribución, se trata de requisitos de continuidad, calidad, no discriminación y obligatoriedad en la prestación del servicio.

- Los peajes dejan de ser negociados bilateralmente y son establecidos por el CDEC a través de criterios técnicos.

### Diagrama del ITER Eléctrico



- 3) Se introduce el concepto de "Peaje de Distribución", imponiéndose el principio de acceso abierto a las redes de distribución, facilitando el acceso de los comercializadores de energía.

- 4) Se reduce la banda de precios para la fijación de los precios de nudo, de un 10% a un 5%.
- 5) No es menos importante, la creación de un órgano especializado en dirimir conflictos derivados de la aplicación de la ley eléctrica, este órgano es el PANEL DE EXPERTOS.

### **1.6 Panel de Expertos.**

El Panel de Expertos es un órgano creado por la Ley N° 19.940, con competencia acotada, conformado por profesionales expertos, cuya función es pronunciarse mediante dictámenes de efecto vinculante, sobre aquellas discrepancias y conflictos que se susciten con motivo de la aplicación de la legislación eléctrica que le deben ser sometidas conforme a la Ley, y sobre las demás que dos o más empresas del sector eléctrico, de común acuerdo, sometan a su decisión”.

- Vendría siendo una especie de “jurisdicción eléctrica” ínter empresas.
  - Es integrado por 5 ingenieros y 2 abogados que ejercen sus cargos durante 6 años, y que deben tener competencia profesional, técnica, económica y jurídica relativa al sector.
  - Sus integrantes son designados por concurso público efectuado por el Tribunal de la Libre Competencia.
  - La ley estableció a su vez el procedimiento al cual se someterán las controversias que deberán conocer el Panel, debiendo este fallar por resolución fundada.
- 6) Reguló, por primera vez en nuestra legislación eléctrica, incentivos para el desarrollo de energías renovables no convencionales, estableciendo ventajas para la instalación de centrales geotérmicas, solares, eólicas, mareomotriz y otras similares cuyos excedentes

de potencia suministrada al sistema fuera inferior a 20 MW (Megawatts), consistentes principalmente en exceptuarlos del pago de peajes en el sistema troncal.

## **1.7 Ley Corta II.**

Una mayor discusión y algunos cambios en el panorama energético entraron la publicación de la Ley 20.018, la denominada Ley Corta II, la cual finalmente vio la luz el 19 de Mayo del año 2005.

Esta Ley tuvo dos aristas fundamentales; a saber:

- 1) Determina el marco legal del Sistema de Licitaciones para abastecer a los clientes regulados de las zonas respectivas, a dicho Sistema de Licitaciones deberán concurrir las empresas de distribución concesionarias interesadas.
  - Se trata de licitaciones públicas y abiertas, no discriminatorias y transparentes
  - Se permite la coordinación de las Distribuidoras con el fin de que presenten Licitaciones conjuntas.
  - En estas Licitaciones el precio de nudo se encuentra preestablecido, siendo este el precio de nudo existente al tiempo de la Licitación
  - El precio máximo de las licitaciones será igual al limite de precios de banda libres, incrementado en un 20%.
  
- 2) El segundo aspecto trascendente que vino a regular esta Ley, dice relación con la determinación de los precios de nudo, que se modificaba como consecuencia del nuevo sistema de contratación, aquí los precios son obtenidos de las licitaciones efectuadas siendo posible de ser trasladados a los usuarios finales.

- 3) De esta forma se estableció el precio de nudo de largo plazo, que son los precios de energía y potencia obtenidos de las mencionadas licitaciones.
- 4) Ahora bien, si el precio promedio así determinado es superior al 5% del total del sistema, el exceso deberá ser absorbido por el resto de los clientes del sistema eléctrico.
- 5) En materia de ERNC<sup>10</sup> se dispuso que éstas tendrían un derecho de venta de hasta un 5% del total de la demanda de las empresas distribuidoras destinadas a clientes regulados, lo cual constituye, mirado desde la perspectiva de las distribuidoras una obligación para la compra. Se estableció como un incentivo al subsector de generación a través de ERNC.

### **1.8 Sistema Eléctrico Chileno.**

El concepto de sistema eléctrico lo encontramos en la Ley General de Servicios Eléctricos, en el Art. 150, el cual nos dice que sistema eléctrico es ***“El conjunto de instalaciones de centrales eléctricas generadoras, líneas de transporte, subestaciones eléctricas y líneas de distribución interconectadas entre sí, que permiten generar, transportar y distribuir energía eléctrica”***.

En definitiva, se trata de la interconexión de las instalaciones eléctricas que van a permitir el abastecimiento energético de una zona específica, el cual es coordinado por el “Centro de Despacho Económico de Carga” (CDEC), a fin de lograr la seguridad y calidad exigida por la legislación.

En nuestro País, encontramos 4 sistemas eléctricos:

---

1. **El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)** : Se ubica entre las ciudades de Arica y Antofagasta y constituye un 34,83% de la capacidad instalada de Chile, siendo uno de los mayores sistemas.
2. **El Sistema Interconectado Central (SIC)**: Que va a cubrir el territorio comprendido entre las localidades de Taltal y Chiloé, y que es el mayor sistema existente en nuestro País con un 64,33% de la capacidad instalada.
3. **El Sistema de Aysén**: Abastece a la región que lleva su nombre (IX) y que posee un 0,22% de la capacidad, siendo el más pequeño de los sistemas.
4. **El Sistema de Magallanes**: Que atiende el consumo de la doceava región, con un 0,62% de la capacidad instalada en Chile.

### **1.9 Sistema de Concesiones, en Nuestro Ordenamiento Jurídico, respecto del Servicio Eléctrico.**

La concesión del Servicio Eléctrico en Chile, es una de las formas de aplicación del principio de subsidiariedad del estado, en efecto el **Art. 1** (incisos 3º y 4º) de la Constitución Política de la República (CPR), dispone por una parte que: *“El Estado reconoce y ampara a los grupos intermedios a través de los cuales se organiza y estructura la sociedad y les **garantiza una adecuada autonomía** para cumplir sus propios fines específicos”*. Y en el inciso siguiente señala que: *“El Estado está al servicio de la persona humana y su finalidad es promover el bien común, para lo cual debe contribuir a crear las condiciones sociales que permitan a todos y cada uno de los integrantes de la comunidad nacional su mayor realización material y espiritual posible, con pleno respeto a los derechos y garantías que la Constitución establece”*.

Son estos dos preceptos, sumado al **Art. 19** N° 21, que consagra *“El derecho a desarrollar cualquier actividad económica, que no sea contraria a la moral, al orden público y a la seguridad nacional, respetando las normas legales que lo regulen”*, los preceptos constitucionales que consagran el principio de subsidiariedad del Estado en materia económica, vale decir, los privados tendrán libre iniciativa para emprender actividades de diversa índole, reservándose al Estado el ejercicio de aquellas actividades las cuales no son posibles de ser desarrolladas por los particulares o bien son ejercidas deficientemente por los mismos.

Una manifestación del principio antes mencionado, lo constituye la concesión de la actividad de distribución de energía eléctrica por cuanto a través de este mecanismo la administración cede a una persona, facultades de uso privativo de una pertenencia de dominio público o la gestión de un servicio público en plazo determinado bajo ciertas condiciones<sup>11</sup>.

Tomando como punto de referencia la definición anterior, será menester determinar, Los tipos de concesiones que reconoce nuestra legislación, los organismos que otorgan tales concesiones, así como también los requisitos y procedimiento a seguir en cada caso, todo lo cual desarrollaremos a continuación.

### **1.9.1 Concesión del Servicio Eléctrico, una Actividad Publicada.**

La publicación consiste en una técnica de intervención<sup>12</sup> de la administración del Estado respecto de las actividades que realizan los particulares que revisten caracteres de Servicio Público, en virtud de la cual, en atención a la regularidad y continuidad con que se satisfacen ciertas necesidades de interés general o bien tomando en consideración la anteposición del interés de la comunidad por sobre el ánimo de lucro de las entidades públicas o privadas que prestan el servicio, la Constitución o la Ley disponen que una actividad determinada, tendrá

---

<sup>11</sup> Definición de la RAE.

<sup>12</sup> Ver; Alejandro Vergara Blanco, “Derecho Eléctrico”, Editorial Jurídica de Chile (2004), páginas 65-66-67.

carácter de Servicio Público. Y en virtud de tal declaración, dicha actividad estará sujeta a la autorización, fiscalización y control del Estado.

Tratándose del Servicio Eléctrico, la Ley General de Servicios Eléctricos en el Art. 7º consagra el carácter de Servicio Público de la actividad de la Distribución de energía eléctrica. Actividad que para ser desarrollada, requerirá contar con una concesión provisoria o definitiva.

En el caso de la Transmisión de energía eléctrica, la Ley 20.018 (texto refundido), establece también el carácter de Servicio público de dicha actividad. Sin embargo, tratándose del procedimiento de concesión ésta tendrá carácter facultativo, a diferencia de lo que ocurre con la Distribución de energía eléctrica, caso en el cual la concesión tiene carácter obligatorio.

Por tal motivo, el particular que realice la actividad de Transmisión, tramitará la concesión respectiva, cuando tenga el interés de ser beneficiario de las atribuciones que otorga la concesión, en particular respecto de los derechos de uso de suelo público o privado, cuestión que se analizará más adelante.

Respecto de la Generación de electricidad, la ley no reconoce su carácter de servicio público, por tanto se trata de una actividad que podrá ser desarrollada libremente por los particulares, al tenor de lo que establece el art. 19 N° 21 de la CPR. Y en cuanto al régimen de concesiones, el particular la tramitará, cuando tenga la expectativa de acogerse a los beneficios que otorga la concesión.

El Servicio Eléctrico en Chile como actividad regulada, reviste las siguientes características:

- a. **Servicio Público No Esencial:** A Pesar de satisfacer una necesidad de interés general, la no prestación de este servicio no pone en riesgo la existencia misma del Estado, pero sí acarrea graves perjuicios económicos.
- b. **Servicio Público Permanente:** Este servicio debe ser prestado de manera regular y continua para la satisfacción de un interés general.
- c. **Servicio Público Prestado de manera Indirecta:** La actividad del servicio eléctrico no es asumida directamente por el estado, sino que es delegada a los particulares a través del sistema de concesiones que establece la ley General de Servicios Eléctricos.
- d. **Servicio Público Obligatorios:** Por cuanto es la ley o la constitución las fuentes que establecen el carácter de Servicio Público de una actividad, lo cual ocurre en nuestra legislación, tratándose de la actividad de transmisión y distribución.

### **1.9.2 La Concesión Eléctrica Propiamente tal.**

El artículo 11 de la LGSE, en el capítulo I (Generalidades), se encuentra la distinción que hace nuestra legislación en cuanto al otorgamiento de concesiones Definitivas y Provisionales. Puesto que tratándose de las Definitivas, éstas son otorgadas mediante Decreto Supremo emanado del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción, previa orden del Presidente de la República. Mientras que tratándose de las Provisionales, éstas son otorgadas previa resolución de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Sin embargo cabe preguntarse, ¿cuál es el sentido de que nuestra legislación establezca dos tipos de concesiones, unas con carácter Provisorio otras Definitivas?.

### 1.9.3 Fundamento de la Distinción.

La Concesión Provisional<sup>13</sup>, se otorga por resolución de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, tiene por objeto otorgar el derecho a realizar **“mediciones y estudios”**, con miras a la posterior construcción de obras e instalaciones. Este tipo de concesiones tiene un carácter eminentemente temporal, en cuanto se otorga por el plazo que la administración determina en la respectiva resolución, para realizar tales mediciones y estudios.

En palabras de la ley, Art. 4 inciso 1º segunda parte, **“Permite realizar el estudio de los proyectos de las obras de aprovechamiento de la concesión definitiva”**.

La Concesión Definitiva, se otorga previo decreto del Ministerio de Economía, y tiene por objeto otorgar el derecho a realizar **“obras e instalaciones”**. A diferencia de las de las concesiones provisionales, éstas no tienen un carácter temporal, en la práctica se conceden por periodos de duración indefinidos o a perpetuidad. Por lo que constituyen, verdaderos derechos de propiedad sobre la cosa, a pesar de que en el ejercicio de la explotación de la concesión definitiva el concesionario estará sujeto a la vigilancia, fiscalización y control de la administración del estado.

### 1.9.4 Procedimiento de Constitución de Concesión Provisoria.

Al respecto el Art. 15 del R.L.G.S.E, establece: *“Permite el estudio de proyectos de obras de aprovechamiento de Concesión Definitiva”*. Y además, otorga el derecho, *“Para practicar o hacer practicar en terrenos fiscales y regionales, municipales o particulares , las mediciones y estudios que sean necesarios para la preparación del proyecto definitivo”*.

---

<sup>13</sup> Alejandro Vergara Blanco, “Derecho Eléctrico”, Editorial Jurídica de Chile (2004), páginas; 90-91-92-93-94

Respecto de la Solicitud de Concesión provisional, ésta se encuentra reglada en el Art. 19 LGSE. La norma establece, que la solicitud de concesión provisional deberá presentarse ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, debiendo contener:

- a. **Identificación del Peticionario;** Esta es una exigencia lógica de la ley, puesto que el título que conceda la concesión, lo hará respecto de una persona determinada, sin perjuicio de que dicho título concesional posteriormente pueda ser objeto de transacciones.
- b. **La Clase de Concesión que se solicita y el servicio al que estará destinada;** Esto es, el petionario deberá indicar que la concesión tiene por objeto la realización de mediciones y estudios. Y por otra parte, debe indicar si se trata de una concesión de Generación, Transmisión y/o Distribución de Energía eléctrica.
- c. **En el caso de centrales hidroeléctricas, además de su ubicación y potencia, se indicarán los derechos de aprovechamiento de agua que posea o esté tramitando el petionario y, si procede, el trazado y capacidad de los acueductos, la ubicación y capacidad de los embalses y estanques de sobrecarga y de compensación que se construirán para la operación de la central;** Este punto hace referencia a la concesión de generación de Energía Eléctrica, que como hemos señalado anteriormente tiene un carácter facultativo. Es decir, el interesado solicitará la concesión de generación cuando desee beneficiarse de las prerrogativas que otorga la ley (LGSE) a las personas que tienen la calidad de concesionarios eléctricos. Como por ejemplo, derecho de servidumbre sobre bienes de libre acceso público (calles, caminos, plazas, parques), o bien servidumbres sobre terrenos privados.

Siendo así, deberá acompañar junto con la respectiva solicitud de concesión, la documentación respectiva que acredite derechos de uso de agua o los certificados que acrediten que se encuentre tramitando dichos derechos.

***En el caso de líneas de transmisión y de distribución, su trazado y la ubicación de las subestaciones, con indicación de los caminos y calles y otros bienes nacionales de uso público que se ocuparán, y de las propiedades fiscales, municipales y particulares que sea necesario atravesar;*** Respecto de este requisito el señalamiento del trazado y distribución de las líneas de transmisión, será aproximado, lo cual en palabras del profesor Alejandro Vergara Blanco, “es plenamente concordante con el objetivo de este tipo de concesión provisional<sup>14</sup>. Por cuanto este tipo de concesión tiene por objetivo realizar mediciones y estudios que serán claves para determinar si es o no atractivo para el interesado solicitar la concesión definitiva. Y sólo en ese caso el interesado tendrá derecho a realizar instalaciones y obras, debiendo señalar en el acto de la petición, el emplazamiento y características de aquellas.

***d. Una descripción de los trabajos relacionados con los estudios, que se ejecutarán durante el período de la concesión provisional y los plazos para la iniciación de éstos, para su terminación por secciones o para su terminación total;*** (Este requisito se repite en el Art. 20 letra f del RLGSE). Al respecto estimamos que precisamente en este punto encontramos una diferencia en cuanto a los requisitos que deberá cumplir el interesado solicitando uno y otro tipo de concesión, a saber: definitiva o provisoria. Puesto que tratándose de la definitiva, no bastará con una descripción de los trabajos

---

<sup>14</sup> Alejandro Vergara Blanco, “Derecho Eléctrico”, Editorial Jurídica de Chile (2004), página 102.

relacionados a realizar. Sino que además deberá adjuntar un plano general de las obras con una memoria explicativa de las mismas (Art. 19 letra f).

- e. **Un presupuesto aproximado del costo de las obras;** Requisito que claramente se establece tratándose de la solicitud de concesión Definitiva. Por cuanto, sólo una vez que el interesado a realizado las mediciones y estudios, se encontrará en condiciones de calcular el costo aproximado de la construcción de instalaciones y obras, ya sea de Generación, Transmisión o distribución.

### **1.9.5 Formalidades de Publicidad de Solicitud de Concesión.**

*Artículo 20 (LGSE): “Toda solicitud de concesión provisional será publicada una sola vez, por cuenta del interesado, en el Diario Oficial, el día 1° o 15 del mes, o día hábil siguiente si aquellos fueran feriados, después que un extracto de la misma haya sido publicado por dos veces consecutivas en un diario de circulación nacional y previa comunicación al Ministerio de Bienes Nacionales en el caso de afectar terrenos fiscales”.*

De la norma se colige que la solicitud de concesión provisional, una vez presentada, debe ser publicada en el Diario Oficial y en un Diario de Circulación Oficial. Sin embargo cabe reparar, en el hecho que la ley no exige un plazo de publicación una vez que se ha presentado la solicitud de concesión.

Por otra parte, tratándose de la afectación de terrenos fiscales, se deberá poner en antecedentes al Ministerio de Bienes Nacionales, mediante una comunicación previa.

### **1.9.6 Reclamos de Terceros, a quienes afecte la solicitud de Concesión**

**Provisoria.** *Artículo 20 (LGSE) inciso 2° “Dentro del plazo de treinta días, contado desde la fecha de la publicación en el Diario Oficial, los dueños de las propiedades que ocuparen o*

*atravesaren las obras proyectadas, u otros interesados, podrán formular a la Superintendencia los reclamos en aquello que los afecte. La Superintendencia pondrá al solicitante en conocimiento de los reclamos para que los conteste en un plazo máximo de treinta días”.*

La Concesión eléctrica de concederse, creará derechos a favor del concesionario eléctrico. Derechos que se traducen en la ocupación de terrenos públicos o privados, pertenecientes a terceros.

Tratándose de terrenos privados, los particulares verán afectado el ejercicio de su derecho de propiedad, por cuanto se impondrá al dueño del predio sobre el cual se ejerce el derecho de uso, goce o disposición, la obligación de tolerar las actividades de exploración, que se concretarán en mediciones realizadas con maquinaria e instrumental apropiado, tendientes a la elaboración de los referidos estudios.

Por este motivo, la Ley contempla un procedimiento a través del cual el tercero afectado podrá deducir observaciones u oposiciones que tendrán por objeto impedir el otorgamiento posterior de una concesión definitiva.

Este reclamo debe ejercerse en el plazo de 30 días contados desde la publicación en el diario oficial de la Solicitud de Concesión Provisoria.

En caso que dentro de este plazo no se ejerzan observaciones u oposiciones por parte de los terceros interesados, es conveniente solicitar a la administración que se otorgue un certificado de vencimiento del plazo, para de ese modo constatar la preclusión del derecho de los terceros a presentar observaciones<sup>15</sup>.

---

<sup>15</sup> Alejandro Vergara Blanco, “Derecho Eléctrico”, Editorial Jurídica de Chile (2004), página 103.

### **1.9.7 Contenido de los Reclamos.**

Sólo puede decir relación con los derechos de los dueños de propiedades que sean ocupadas o atravesadas, ya sea por una central hidráulica, una subestación o líneas proyectadas. En definitiva el reclamo tiene por objeto que no se ocupe o atraviese un terreno beneficiado por una prohibición legal de Servidumbre, al tenor de lo que dispone el artículo 54 de la LGSE<sup>16</sup>.

La tramitación de estos reclamos promovidos por terceros, no puede dar lugar a un juicio, ni a una tramitación no contemplada por la ley. Por tanto la LGSE, a través de este mecanismo concede a los propietarios afectados por la constitución de una servidumbre, la posibilidad de ser oídos por la administración. Pero en ningún caso otorga a la misma, la facultad de promover un contencioso en estas materias.

En estos casos la actuación administrativa debe ceñirse a poner en conocimiento del interesado (solicitante) que se ha promovido un reclamo u observación por parte de un tercero que se estima afectado, a fin de otorgarle al interesado la posibilidad de efectuar un cambio oportuno en las solicitudes respectivas.

Por tanto la labor de la administración en estos casos se restringe a verificar que no se trate de uno de los casos de Prohibición legal de constitución de servidumbre, (Art. 53 LGSE), pero en ningún caso podrá decidir y juzgar los perjuicios que aleguen terceros. Puesto que tales asuntos deberán ser resueltos por los Tribunales Ordinarios de Justicia.

---

<sup>16</sup> DFL N° 1 de 1982, Minería, Art. 53.

### **1.9.8 Resolución de Concesión Provisoria.**

*“El Superintendente resolverá fundadamente acerca de las solicitudes de concesiones provisionales, en un plazo máximo de noventa días contado a partir de la publicación de la solicitud en el Diario Oficial...” Art. 20 inciso 3º LGSE.*

Estamos en presencia por tanto de un plazo legal, a fin de que la administración cumpla con su tarea de otorgar o no la concesión dentro de un plazo preestablecido, persiguiendo con ello rapidez, celeridad, en los procedimientos administrativos eléctricos. Por otra parte, si la administración no cumple su cometido dentro del plazo, incurre en una conducta ilegal.

Respecto del contenido de la resolución, el Art. 21 inciso final de la LGSE, establece que los plazos de las concesiones no podrán exceder de dos años. En la práctica, la resolución que otorga la concesión provisoria deberá indicar el plazo durante el cual se podrán realizar las mediciones y estudios. Pudiendo el interesado solicitar un nuevo plazo de concesión provisoria, caso en el cual la petición deberá ajustarse a lo que señala el art. 19 LGSE. Y en este último caso la ley dispone, que el tercero afectado con el renovación de la concesión provisoria, podrá solicitar una indemnización por la **ocupación permanente** de los terrenos donde se realizarán las mediciones y estudios.

La resolución del Superintendente deberá contener además, una descripción de los trabajos relacionados con los estudios y mediciones que se realizarán en el predio, además de señalar la época de inicio y de término de las faenas.

La resolución que contiene la Concesión Provisoria deberá ser publicada en el Diario Oficial, y posteriormente debe ser reducida a escritura pública por el solicitante, dentro de los 30 días

siguientes a la publicación en el Diario Oficial, so pena de caducidad del permiso otorgado por la Superintendencia. Art. 23 LGSE\* (11).

Cabe destacar, que el Art. 22 de la LGSE dispone: *“La resolución de concesión provisional otorga al concesionario el derecho para obtener del Juez de Letras respectivo el permiso para practicar o hacer practicar en terrenos fiscales, municipales o particulares, las mediciones y estudios que sean necesarios para la preparación del proyecto definitivo de las obras comprendidas en su concesión”*.

Por lo tanto, a la luz de esta disposición, es posible inferir que sólo una vez que se otorgue la concesión provisoria por parte del Superintendente, el concesionario estará en condiciones de practicar las mediciones y estudios en terrenos fiscales, municipales o particulares, pero previa autorización del Juez de Letras respectivo. Lo cual evidencia que el derecho a realizar tales mediciones y estudios no opera de pleno derecho, vale decir, por el solo hecho del otorgamiento de la concesión.

Respecto de los derechos que Otorga la Resolución de Concesión Provisoria, ésta permite realizar “mediciones y estudios”, relacionados con las instalaciones y obras que el interesado desea proyectar en el evento que solicite la Concesión Definitiva. Respecto de esto último, siguiendo al profesor Vergara Blanco, estimamos que tratándose de este tipo de concesiones, no son admisibles las servidumbres, puesto que no se ha otorgado al concesionario provisorio un derecho de ocupación permanente del suelo, al contrario, lo que caracteriza a las concesiones provisorias es precisamente su carácter temporal.

Finalmente, el Art. 24 de la LGSE, dispone que las Concesiones Provisionales no limitan la facultad del Superintendente de otorgar otras concesiones provisorias, de igual naturaleza y situadas en la misma ubicación.

### **1.9.9 El Procedimiento de Concesión Eléctrica Definitiva.**

*Artículo 16 RLGSE. “Las concesiones definitivas tienen por objeto el establecimiento, operación y explotación de centrales hidráulicas productoras de energía eléctrica, subestaciones eléctricas, líneas de transporte de energía eléctrica o instalaciones de servicio público de distribución”.*

De esta manera este artículo define el objeto de las concesiones eléctricas, permitir al concesionario eléctrico realizar oportunamente las “obras” e “instalaciones” eléctricas del caso.

#### **A. Solicitud Propiamente tal.**

La solicitud de Concesión Definitiva se debe presentar ante el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, con copia a la Superintendencia, para que ésta ejerza sus atribuciones de acuerdo a las normas legales. (Art. 25 LGSE).

En el inciso siguiente, la LGSE, dispone que la solicitud de Concesión Definitiva, podrá efectuarse aún cuando no se hubiere solicitado la Concesión Provisoria. Caso que estimamos que será de común ocurrencia cuando el interesado tenga claro conocimiento del potencial de producción de generación de electricidad de una determinada zona. (Tratándose de una solicitud de Concesión de Generación).

Por este motivo, creemos que es factible que el particular se vea tentado a conseguir información por otras vías, a saber; acuerdos con los dueños de los terrenos donde se realizarán las mediciones, con la finalidad de saltarse una etapa del trámite administrativo. Y esta hipótesis es

fácilmente constatable, si reparamos en el hecho de que la petición de una concesión provisoria y su posterior otorgamiento, no concede al particular un derecho de servidumbre sobre los terrenos afectos.

Respecto de los requisitos de la Solicitud, ésta deberá contener al igual que la solicitud de Concesión Provisoria:

- a. **Identificación del Peticionario.**
- b. **La clase de Concesión que se solicita y el Servicio al que estará destinada.**
- c. En el punto C. La ley exige un **“Plano General de la obras y una Memoria Explicativa de las mismas”**, a diferencia de lo que ocurre en el caso de la Concesión Provisional, en que sólo bastará que el peticionario efectúe un señalamiento aproximado de la ubicación y distribución de las líneas de transmisión, por ejemplo. En este caso se exige al peticionario mayor precisión en la descripción de las obras a realizar, puesto que ello se tomará en consideración por la autoridad administrativa a la hora de definir la zona de concesión definitiva.
- d. Respecto del derecho de Ocupación del suelo, el artículo 25 inciso 3º LGSE, en las letras d, e y h exige que el peticionario Indique:
  - a. **“En el caso de centrales hidroeléctricas, su ubicación y su potencia. Se indicará el derecho de agua que posea el peticionario y, si procede, el trazado y capacidad de los acueductos, la ubicación y capacidad de los embalses y estanques de sobrecarga y de compensación que se construirán para la operación de la central. Se deberá acompañar, además, los planos de las obras hidráulicas autorizadas por la Dirección General de Aguas de acuerdo al Código respectivo, quedando asimismo la construcción y aprovechamiento de las obras hidráulicas**

***regidas por el Código de Aguas, pudiendo solicitarse la concesión con los planos de las obras hidráulicas que se hubieren presentado a la Dirección General de Aguas para la autorización referida, pero el interesado deberá acreditar a la Superintendencia que se encuentra en trámite y que se adjuntará el plano autorizado antes de la emisión del informe a que se refiere el artículo 29 de esta ley. Las servidumbres necesarias para llevar a cabo estas obras se otorgarán de acuerdo a las disposiciones de esta ley o del Código de Aguas, según corresponda”;***

***b. “En el caso de líneas de transporte, de distribución y subestaciones se indicará su ubicación, con indicación de los caminos, calles y otros bienes nacionales de uso público que se ocuparán, y de las propiedades fiscales, municipales y particulares que se atravesarán”;***

***c. “Los planos especiales de las servidumbres que se impondrán”***

Estos tres últimos requisitos, se exigen en atención a los objetivos de la Concesión Definitiva, en que básicamente el peticionario deberá indicar; la ubicación de las obras (Centrales hidroeléctricas, letra d); o bien la indicación de los bienes Nacionales de uso Público que se ocuparán (letra e).

Además el peticionario debe indicar, los plazos para la iniciación de los trabajos (letra f), y por otra parte debe acompañar un presupuesto del costo de las obras (letra g).

Respecto de la publicación de la solicitud de Concesión Definitiva, la ley nada señala al respecto, no obstante, cuando la solicitud de Concesión definitiva no ha sido precedida de una solicitud de

concesión provisoria, en la práctica la Administración suele exigir al interesado la publicación de la solicitud<sup>17</sup>.

Por otra parte lo que la ley si exige es que los planos que contemplen las servidumbres serán puestos en conocimiento de los afectados por parte de la Superintendencia. Por otro lado cuando se trata de la constitución de Servidumbres sobre bienes fiscales, la Superintendencia lo pondrá directamente en conocimiento del Ministerio de Bienes Nacionales. Tratándose de heredades, (terrenos privados) se notificará por medio de los organismos que la ley señala, los cuales podrán ser, a saber:

- Intendencia
- Gobernación
- Municipalidad
- Certificación Notarial
- O bien el Juzgado de Letras competente, según lo solicite el interesado (Art. 27 LGSE).

La letra h, del Art. 25 de la LGSE exige presentar “los planos especiales de las servidumbres que se impondrán”, este requisito es de vital importancia tratándose de la solicitud Concesión Definitiva y no bastarán las meras aproximaciones como en el caso de las solicitudes de concesiones provisorias. Al respecto el Art. 33 del RLGSE, establece cuales son los detalles que deberá precisar el peticionario en el respectivo documento.

***Artículo 33 “Los planos generales que se presenten deberán indicar, en forma precisa, las características de las instalaciones, la cantidad y tipo de equipos, los materiales empleados, ubicación y forma de instalación. En dichos planos o en uno anexo, se deberá dibujar claramente las áreas en las que se produzca superposición de la zona de***

---

<sup>17</sup> Alejandro Vergara Blanco, “Derecho Eléctrico”, Editorial Jurídica de Chile (2004), página 109.

***concesión solicitada, con las correspondientes a concesiones ya otorgadas. Los antecedentes respectivos deberán ser verificados en la Superintendencia, que deberá mantener actualizado un plano de uso público para estos efectos. La Superintendencia, podrá autorizar que la información y planos a que se refiere este artículo sean presentados en el medio computacional que determine al efecto”.***

La importancia de especificar las características de las instalaciones, la cantidad, tipo de equipos, la ubicación y forma de distribución (entre otras especificaciones), radica en que el decreto emitido por la autoridad, se basará en tales planos aportados por el peticionario, para otorgar la concesión definitiva.

Por tanto ese decreto contiene por una parte la aprobación de los planos presentados por el solicitante, y por otra, los mismos planos son el punto de referencia que deberá tomar en consideración el solicitante para hacer uso del suelo posteriormente.

#### **B. Observaciones y Oposiciones de Terceros.**

Se otorga a los particulares un plazo de 30 días, a contar de la notificación, para que presenten las observaciones y oposiciones pertinentes.

Lo anterior se encuentra consagrado en el Art. 27 de la LGSE: ***“Los afectados tendrán treinta días de plazo a contar de la fecha de la notificación, para que formulen las observaciones y oposiciones que fueren del caso. Los afectados que hubieren formulado observaciones u oposiciones respecto de los planos señalados el inciso primero, se tendrán por notificados, para todos los efectos legales, de la solicitud de servidumbre respectiva”.***

Se diferencia este plazo para deducir observaciones u oposiciones respecto del mismo plazo contemplado en el procedimiento de Concesión Provisoria, debido a que no se trata en este caso

de un plazo fatal. Sin embargo, será conveniente que el interesado solicite a la administración la certificación de que han transcurrido los plazos, no presentándose observaciones u oposiciones por parte de terceros. Por tanto una vez que transcurre el plazo, precluye el derecho de los terceros a presentar cualquier observación u oposición. En otras palabras, toda gestión posterior devendrá en extemporánea y será inadmisibile.

El contenido de las oposiciones u observaciones por parte de los terceros afectados, deberán estar dirigidas a verificar que las instalaciones u obras no afecten una propiedad beneficiada con la prohibición legal de constitución de servidumbre, al tenor de lo que dispone el Art. 53 de la LGSE. En efecto la LGSE dispone que tratándose de los “edificios por un lado y por otro, los corrales, huertos, jardines o patios que dependen de los edificios no podrán ser objeto de servidumbres o bien sólo quedan sujetos a servidumbres de ser cruzados por líneas de distribución de energía eléctrica, de baja tensión”.

Respecto de las observaciones u oposiciones formuladas contra la solicitud de Concesión definitiva, es necesario recalcar que no es posible que se promueva un juicio. Al respecto, la Ley reconoce a los terceros que se estimen perjudicados, la posibilidad de ser escuchados por la Administración, pero en ningún caso la LGSE otorga a la administración atribuciones de tribunal especial, puesto que no reconoce a la administración la facultad de decidir y juzgar.

En caso de no observar este principio fundamental, atribuyéndose a la Administración competencia para resolver a modo de tribunal los reclamos promovidos por los terceros, se estará atentando contra las bases esenciales de la institucionalidad. (Art. 6 y 7 CPR).

**Artículo 28° “La Superintendencia pondrá en conocimiento del interesado las observaciones de los afectados para que éste pueda efectuar modificaciones al proyecto” (LGSE).**

Estas observaciones u oposiciones deben ser puestas en conocimiento del interesado, con objetivo bien preciso, darle la posibilidad a éste de que pueda efectuar las modificaciones correspondientes al proyecto, a fin de que los terceros no vean perjudicados sus derechos. Y los perjuicios ocasionados a los terceros podría precisamente consistir en la constitución de una servidumbre en un área beneficiada con una prohibición legal de constitución de servidumbres, al tenor de lo que dispone el Art. 53 de la LGSE. En efecto ningún otro sentido podría tener la oposición de un tercero. Y en caso alguno su actuación podría ocasionar dilaciones en la tramitación, de tal manera que la Administración no puede oírles más allá del plazo establecido.

En resumen, las observaciones u oposiciones deducidas por los terceros para ser admitidas a tramitación deben cumplir con dos requisitos:

- Oportunas: deducidas dentro de los 30 días siguientes a la notificación. Art. 27 LGSE.
- Deben referirse a la constitución de Servidumbres, vale decir, el otorgamiento de la concesión apareja la constitución de una servidumbre sobre un predio perteneciente a un particular, restringiendo el ejercicio de su derecho. (Art. 53 LGSE).

Toda otra observación u oposición que se base en aspectos diferentes de las servidumbres, serán improcedentes.

#### **D. Informe de la Superintendencia.**

La Superintendencia debe pronunciarse sobre la solicitud de Concesión Definitiva, verificando que ésta reúna todos los requisitos establecidos en el Art. 25 de la LGSE. Este informe de la

Superintendencia es de vital importancia para el ministro de Economía, quien en virtud del informe fundará el otorgamiento o denegación de la concesión.

Por otra parte, respecto de las observaciones u oposiciones deducidas por terceros afectados por la constitución de servidumbres, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles deberá pronunciarse sobre las mismas.

La Superintendencia tendrá la misión de proporcionar fundamento a la decisión del Ministro de Economía, pues al otorgar éste la aprobación de los planos de la servidumbre, está al mismo tiempo constituyendo administrativamente las servidumbres que pesarán sobre los terrenos de los terceros afectados. Siendo así, será de vital importancia para el Ministro, contar con un informe acucioso al respecto, como es el informe presentado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Respecto del plazo en que la Superintendencia debe proporcionar el informe, la ley nada señala al respecto, sin embargo es obvio que deberá ser presentado antes de que se cumpla el plazo de 120 días que tiene el Ministro para otorgar la concesión, a contar de la fecha en que se efectuó la solicitud (Art. 29 LGSE). Y desde esta perspectiva, es factible que el ministro exija al superintendente que el informe le sea entregado dentro de cierto plazo\*.

#### **E. Decreto de Concesión Definitiva.**

El Art. 29 de la LGSE, dispone que el Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción previo informe de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, resolverá fundadamente de la solicitud de concesión definitiva en un plazo máximo de 120 días, a contar de la fecha de solicitud de la concesión.

Señala a continuación la norma, que el informe de la Superintendencia contendrá un pronunciamiento sobre las observaciones u oposiciones deducidas por los terceros afectados por las servidumbres.

Agrega el citado artículo, que el decreto contendrá un pronunciamiento sobre las letras a y siguientes del Art. 25 de la LGSE. (Letra a: Individualización del Peticionario). Y más importante aún, el decreto contendrá la aprobación de los planos generales de servidumbre, en conformidad a los cuales se constituirán las mismas.

De lo anterior, podemos desprender que el decreto de Concesión Definitiva deberá contener las siguientes características:

1. **Previo Informe:** El Ministro de Economía, antes de dictar el Decreto debe contar con el Informe de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
2. **Fundado:** “resolverá fundadamente acerca de la solicitud de concesión definitiva”, lo cual implica que el ministro deberá dar razones de la denegación u otorgamiento de la concesión.
3. **Plazo Máximo de 120 días:** este plazo se cuenta a partir de la solicitud de concesión.
4. **Contenido Sustantivo:** El ministro deberá pronunciarse sobre los requisitos que establece el Art. 25 de la LGSE. Y en particular en cuanto a la aprobación de los planos generales de servidumbres, en conformidad a los cuales se constituirán las mismas sobre los terrenos afectados.

El Art. 29 dispone que la Administración tendrá plazo máximo de 120 días para dictar el respectivo decreto, sin embargo, la misma ley no repara en el hecho de que existen trámites anteriores que no tienen plazo, como por ejemplo, la Superintendencia no tiene plazo para presentar el informe al Ministro de Economía, informe sin el cual no es posible la dictación del respectivo decreto.

La constatación de este hecho, nos permite inferir que de atrasarse la Superintendencia en la entrega del informe, dilatará por consiguiente la dictación del decreto por parte del Ministro de

Economía, configurándose una omisión ilegal por parte de la administración, y en palabras del profesor Alejandro Vergara Blanco: “Quebranta la garantía de todo petionario de llegar a ser concesionario cuando ha cumplido con todos los requisitos que establece la ley”.

(Art. 19 N° 23 CPR)<sup>18</sup>.

### **1.10 Indemnizaciones a que dan lugar las Servidumbres Prediales Eléctricas.**

Las concesiones eléctricas, otorgan el derecho a constituir servidumbres, con el objeto de construir, establecer o explotar instalaciones y obras anexas, al tenor de lo que dispone el art. 2 N° 4 de la LGSE. Este derecho lo consagra el art. 14 de la LGSE: ***“Las concesiones eléctricas otorgan el derecho a imponer las servidumbres a que se refiere el número 4 del artículo 2° del presente cuerpo legal”.***

Por tanto, el otorgamiento de una concesión apareja el derecho a utilizar el suelo ajeno, a fin de establecer instalaciones, ya sean éstas de Generación, Transmisión o Distribución. Y cuando este derecho a utilizar suelo ajeno, recae sobre bienes pertenecientes a particulares, constituye un derecho real de servidumbre.

Las servidumbres eléctricas pueden constituirse por dos vías, a saber:

Administrativa

Convencional.

Cuando se habla de vía administrativa, en definitiva se está haciendo referencia al procedimiento concesional, sin perjuicio de lo cual, es factible que con anterioridad a la solicitud de concesión, se haya constituido un derecho de uso de suelo ajeno, en virtud del acuerdo de voluntades de los particulares.

---

<sup>18</sup> Alejandro Vergara Blanco, “Derecho Eléctrico”, Editorial Jurídica de Chile (2004), página 118.

Ahora bien, cabe preguntarse; ¿el derecho de servidumbre es procedente en todo tipo de concesiones o sólo tratándose de las concesiones definitivas?.

Para responder a esta pregunta debemos analizar el sentido de uno y otro tipo de concesión, a saber: en el caso de las concesiones provisorias su objetivo es permitir al interesado realizar mediciones y estudios de proyectos de obras de aprovechamiento de concesión definitiva. En cambio, las concesiones definitivas, a pesar de que nuestra legislación no señala directamente el objetivo de las mismas, podemos aseverar que su objeto será la instalación obras de aprovechamiento<sup>19</sup>.

Por lo tanto, atendiendo al objetivo diverso de uno y otro tipo de concesión, particularmente si analizamos el objetivo perfectamente determinado de las concesiones provisorias (realizar mediciones y estudios), y en atención a que no se ha otorgado un derecho de uso permanente del suelo, podemos concluir que no será procedente la constitución de servidumbres.

Por otro lado, si bien la Ley no contiene un texto expreso que señale la improcedencia de la constitución de servidumbres en el caso de las concesiones provisorias, ello tácitamente lo podemos inferir del tenor del Art. 62 de la LGSE. Al señalar que las gestiones para hacer efectivas las servidumbres; “deberán iniciarse dentro de los seis meses siguientes a la fecha de reducción a escritura pública del decreto de **concesión definitiva**, que hubiera aprobado el plano correspondiente” .

De lo cual inferimos que si la intención del legislador hubiese sido otorgar derecho a constituir servidumbres, tratándose de las concesiones provisorias, aquí debiese haberlas incluido. Cuestión que no sucede, y por lo tanto estimamos que no es factible la constitución de servidumbres, toda vez que el legislador no las menciona a propósito de la obligación de reducir

---

<sup>19</sup> Dicho sentido se desprende indirectamente del tenor del Art. 4 inciso 1º parte final LGSE.

a escritura pública el decreto de concesión, sino que al contrario, especifica que esta obligación pesa tratándose de las concesiones definitivas, a fin de hacer posteriormente efectiva la servidumbre.

Con todo, la distinción entre servidumbres definitivas y provisorias no sólo tiene relevancia para los efectos de constitución de servidumbres. En efecto, al otorgar la servidumbre un derecho de uso de suelo, ello constituye un beneficio para el titular de la concesión y a la vez impone una carga para el dueño del predio, consistente en la obligación de tolerar la instalación de artefactos, plantas de generación, líneas de transmisión, o permitir el uso de caminos de acceso. Todo lo cual implica una restricción al ejercicio de su derecho de propiedad, que en definitiva constituye un daño que por aplicación de los principios generales, deberá ser indemnizado.

Sin embargo, en el caso puntual de las concesiones provisorias, como se analizó en el párrafo anterior, al no otorgar derecho a constituir servidumbres, consecuentemente no otorgarían derecho a indemnización. Sin perjuicio de lo cual, en el evento que el titular de la concesión provisoriosa solicite un nuevo plazo de concesión (2 años máximos, Art. 21 LGSE), el tercero afectado podrá solicitar un indemnización en virtud del deber de tolerar un uso permanente de los terrenos para los cuales se otorgó ejercicio de la concesión. (Art. 21 inciso final).

Una vez resuelto este punto, urge determinar la forma en que se determinará el monto a pagar por concepto de indemnización al tercero afectado, cuestión que se analizará en el párrafo siguiente.

## **A. Formas de determinación del Monto de la indemnización a pagar.**

En principio para determinar el monto de la indemnización a pagar, se estará al acuerdo entre particulares. Vale decir al monto que libremente convengan el dueño del terreno y el beneficiado con la constitución del gravamen. Sin embargo, de no existir acuerdo, la indemnización a pagar será determinada por una Comisión de Hombres Buenos compuesta por tres miembros, designada por el Ministro del Interior. Quienes, escuchando a las partes, deberán determinar el avalúo a pagar al propietario del predio sirviente.

Cabe señalar que el legislador prudentemente agrega, que en la determinación del monto a pagar por el beneficiario, no se tomará en consideración el mayor valor que puedan adquirir los terrenos con las obras proyectadas.

### **Art. 63 LGSE.**

***“Si no se produjere acuerdo entre el interesado y el dueño de los terrenos sobre el valor de éstos, el Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción designará una comisión compuesta de tres Hombres Buenos para que, oyendo a las partes, practique el avalúo de las indemnizaciones que deben pagarse al propietario del predio sirviente. En este avalúo no se tomará en consideración el mayor valor que puedan adquirir los terrenos por las obras proyectadas. El honorario de la comisión de Hombres Buenos será de cargo del interesado, y será fijado por el Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción”.***

Finalmente agrega el citado artículo, que los honorarios a pagar a la Comisión de Hombres Buenos será de cargo del interesado, esto es del beneficiado con la constitución de la servidumbre sobre predio ajeno, fijándolo en consecuencia el Ministerio de Economía.

La Comisión de Hombres Buenos deberá reunirse los días y horas que determine la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, bajo el apercibimiento que de no ser así (inasistencia), se aplicará una multa de 1 UTM a cada uno de los integrantes de la Comisión. (Art.64 LGSE).

Una vez que se ha practicado el avalúo, se deberá entregar a la Superintendencia, quien pondrá una copia debidamente autorizada por ella, en conocimiento de los interesados y afectados. Esto es, en conocimiento de quien en cuyo beneficio ha de pagarse la indemnización y también en conocimiento de quienes hayan de pagar la misma. La toma de conocimiento se materializa mediante carta certificada. (Art. 65 LGSE).

Consecuentemente con lo anterior, el artículo 67 LGSE, señala que la copia que otorga la Superintendencia (certificada por la misma), y el comprobante de haber cancelado el valor fijado por la Comisión de Hombres Buenos, servirá al beneficiario para obtener del juez de letras respectivo, la toma de posesión material de los terrenos, a pesar de cualquier reclamación del dueño del terreno, en caso de que éste no se conforme con la tasación.

Por otra parte, tanto los afectados como el interesado, podrán reclamar del avalúo practicado por la Comisión de Hombres Buenos, dentro del plazo de 30 días contados desde su notificación por carta certificada. (Art. 68 LGSE).

## **B. Servidumbres que dan derecho a Indemnización, análisis del Art. 69 LGSE.**

El Art. 69 de la LGSE, contempla un derecho a indemnización en virtud de cuatro causales, las cuales están perfectamente determinadas y son:

1. Derecho a ser indemnizado por la Ocupación del Suelo.
2. Derecho a ser indemnizado por los perjuicios ocasionados por la construcción de obras o como consecuencia de ella. Así como también los perjuicios ocasionados como consecuencia del ejercicio de servidumbres.

3. Derecho a ser indemnizado por el valor de los perjuicios que causan las líneas aéreas.
4. Derecho a ser indemnizado por la franja de tránsito, a que el concesionario tiene acceso, para los efectos de la custodia, conservación y reparación de las líneas.

Agrega el artículo 69 en el inciso final, que si al constituirse una servidumbre quedaren inutilizados terrenos para su natural aprovechamiento, el concesionario estará obligado a extender la servidumbre a todos estos terrenos.

**1. Derecho a ser Indemnizado por la ocupación del Suelo:** Cuando la ley habla de terrenos ocupados, se refiere a instalaciones y obras eléctricas, como postes, torres, edificios, incluyendo los respectivos caminos de acceso que yacen sobre la superficie del terreno, perteneciente al tercero afectado.

En estos casos, se debe pagar el valor total del terreno ocupado, al tenor de lo que dispone el Art. 69 de la LGSE.

La razón de ser de esta indemnización, radica en el hecho de que en estos casos hay una ocupación total de las respectivas porciones de terreno donde se encuentran situadas las instalaciones u obras. Y en razón de esta ocupación total, el predio queda inutilizado para cualquier otro tipo de uso por parte del tercero afectado.

Por este motivo, la LGSE, dispone que el tercero afectado, tendrá derecho a una indemnización equivalente al 100% del valor del terreno, la cual será aumentada en un 20% adicional, de acuerdo a lo que dispone el Art. 70 de la LGSE.

***“Los terrenos ocupados se pagarán, a tasación de peritos, con veinte por ciento de aumento”.***

**2. Derecho a ser indemnizado por los perjuicios ocasionados por la construcción de obras o como consecuencia de ella. Así como también los perjuicios ocasionados como consecuencia del ejercicio de servidumbres:** La característica principal de este tipo de perjuicios es que son esencialmente transitorios. En efecto, tendrán una duración igual a lo que demore la construcción de las obras. Y en razón de ello, para evaluar este tipo de perjuicios, se deberán tomar en consideración dos aspectos: la naturaleza de los perjuicios y el periodo de duración de los mismos. (Art. 69 LGSE "...perjuicios ocasionados durante la construcción de las obras...")

**3. Derecho a ser indemnizado por el valor de los perjuicios que causan las líneas aéreas:** Se trata esta de una situación particular, puesto que a diferencia de la primera hipótesis, en este caso el terreno no es totalmente ocupado, sino que es atravesado o cruzado por las líneas aéreas. Por tanto el tercero afectado injustamente podrá pretender que se le indemnice el 100% del valor del terreno, en razón, de que si bien efectivamente sufre un perjuicio en el ejercicio de su derecho de propiedad, no queda totalmente privado de su ejercicio.

El valor de la indemnización se determinará por peritos, y estará determinado por la magnitud de la obligación de no hacer, que se impone sobre el tercero afectado (Art. 57 LGSE).

Tratándose por tanto de los terrenos que están inmediatamente debajo de las líneas eléctricas, se deberá pagar el valor de los perjuicios que causan las líneas aéreas (Art. 69 N° 2 LGSE).

La obligación de no hacer que pesa sobre los terceros afectados, afecta los terrenos inmediatamente situados bajo las líneas y a los edificios, construcciones en general y arbolado cuya altura no deberá ser superior a 4 metros de altura, situadas a 2,50 metros a cada lado de la línea de transmisión. Esta distancia se incrementa en 1 centímetro por cada kilovatio de tensión en exceso, sobre 26 kilovatios.

Del tenor de la ley podemos desprender que las limitaciones que se imponen sobre el predio que causan perjuicios, son por una parte:

- La prohibición de hacer plantaciones, construcciones u obras de cualquier naturaleza, que perturben el libre ejercicio de las servidumbres. Art. 57 LGSE.
- La inutilidad de los terrenos que pudiere derivarse.

**a. Faja de Servidumbre, (Faja de Protección):** Art. 57 LGSE, Consiste en una parte del predio perteneciente al tercero afectado, en la cual no se podrán hacer plantaciones. Respecto de este punto, existe jurisprudencia que ha distinguido dos aspectos, a saber:

- Por una parte la imposibilidad de hacer plantaciones, construcciones u obras, en las zonas de constitución de servidumbre, que perturben el libre ejercicio de las mismas.
- Por otra parte la jurisprudencia ha señalado, que ello no impide que puedan subsistir árboles frutales de una altura no superior a 4 metros de altura, u otras explotaciones agrícolas o pecuarias. Sin perjuicio de lo cual, ello queda bastante limitado, por cuanto mientras existan plantaciones o siembras, no se podrán realizar fumigaciones aéreas por la seguridad de las instalaciones eléctricas<sup>20</sup>.

**b. Los terrenos gravados con servidumbre, serán indemnizados en la medida que queden inutilizados para su natural aprovechamiento:** El fundamento del legislador para imponer tales gravámenes sobre los predios sirvientes, radica en el concepto de función social de la propiedad. Vale decir, el propietario del predio sirviente estará obligado a soportar estas restricciones al ejercicio de su derecho de dominio, en atención al servicio de utilidad pública involucrado en la generación, transporte y distribución de la electricidad.

---

<sup>20</sup> Jurisprudencia Zeman con Chilectra, 1997.

### **3.10.1 Derecho a ser indemnizado por la franja de tránsito, a que el concesionario tiene acceso, para los efectos de la custodia, conservación y reparación de las líneas.**

La limitación en este caso consiste en el deber de tolerar por parte del tercero afectado, el tránsito para los fines de custodia, conservación y reparación de las líneas eléctricas.

La ley ha establecido de modo ficto, una fórmula para establecer la indemnización a la que tiene derecho el tercero afectado, a través de la siguiente regla: “esta indemnización no podrá ser superior al valor de una faja de terreno de dos metros de ancho, en la parte del predio ocupado por las líneas”.

Es necesario precisar que sólo es procedente el aumento de la indemnización de un 20%, tratándose de los terrenos ocupados totalmente, comprendiendo por ocupación la utilización física o material de los mismos, quedando inutilizados los respectivos terrenos para su natural aprovechamiento.

Cuestión más importante aún, es determinar si es posible indemnizar al tercero afectado por otras situaciones, distintas de las contempladas en el art. 69 de la LGSE.

Si analizamos el Art. 69, éste en su primera parte señala: **“El dueño del predio sirviente tendrá derecho a que se le pague:”**. De este enunciado, es posible inferir que nos encontramos frente a una norma taxativa. Vale decir, no caben otros supuestos que otorguen derecho a indemnización fuera de los casos contemplados por la ley.

A pesar de ello, la doctrina se ha cuestionado si acaso es posible que la Comisión de Hombres Buenos, (tratándose del caso en que no fue posible para las partes acordar el monto de la indemnización). O bien el juez en caso de reclamo, establezcan como indemnización a pagar lo que se ha denominado como un “área de influencia indirecta”.

Respecto de este último punto, es importante recalcar que esta área de influencia indirecta, no se encuentra expresamente contemplada en alguno de los numerales del Art. 69 de la LGSE. Y al no estar comprendida expresamente en el citado artículo, se hace imperativo analizar si es posible subsumir este supuesto en alguno de los casos que menciona.

Tratándose del numeral primero del Art. 69, esto es “terrenos ocupados”, descartamos su inclusión, por cuanto, cuando la ley habla de ocupación, queriendo expresar con ello posesión material o física, o si se quiere la tenencia del mismo, cuestión que no se observa cuando hablamos de “**áreas de influencia**”.

Por otro lado, esta área de influencia indirecta no obsta a la utilización del predio. En efecto, ésta es una zona donde el tendido eléctrico ejerce una influencia en los componentes que conforman el valor del suelo, lo afectan, disminuyen la plusvalía del mismo, en razón por ejemplo, de que afectan la belleza escénica del entorno. Sin embargo, en ningún caso podemos aseverar que estas áreas de influencia indirecta constituyen inutilización del terreno para su natural aprovechamiento, criterio que el legislador ha tomado en consideración a la hora de establecer los supuestos de indemnización<sup>21</sup>.

---

<sup>21</sup> Alejandro Vergara Blanco, “Derecho Eléctrico”, Editorial Jurídica de Chile (2004), página 274.

El otro criterio que el legislador ha tomado en consideración para establecer derecho a indemnización por parte del tercero afectado, ha sido el otorgamiento al titular de la concesión de servicio eléctrico una serie de derechos y prerrogativas, como por ejemplo, el mismo derecho de servidumbre.

Sin embargo, cuando hablamos de área de influencia indirecta nos encontramos frente a una situación, en la cual si bien es posible verificar un perjuicio en el ejercicio de derecho de propiedad del tercero afectado, no es posible aseverar la existencia o creación de derechos a favor del titular de la concesión.

### **1.10.2 Área de Influencia Indirecta, Definición de los Derechos de Propiedad; Distorsión Introducida por la Ley: Imposibilidad de Indemnización.**

Cuando hablamos de área de influencia indirecta, nos estamos refiriendo a una zona donde si bien no existe ocupación física de una porción de terreno por parte de torres, postes, líneas de transmisión o caminos de acceso, es posible verificar un perjuicio ocasionado sobre el predio mismo. Sin embargo este perjuicio, a diferencia de los casos antes mencionados, reviste menor intensidad.

Ciertamente, cuando mencionamos un área de influencia indirecta, no es procedente aseverar que los terrenos se inutilicen para su natural aprovechamiento. En efecto, el titular del derecho de dominio podrá continuar desarrollando la actividad que se propuso, no obstante, es posible observar que tratándose de ciertas y determinadas actividades, como las de turismo y recreación en general la construcción de obras e instalaciones, constituirá un daño aunque indirecto, real y efectivo, en cuanto, a que objetivamente la instalación de una torre de alta tensión en una zona

que explota el turismo de áreas inexploradas, disminuirá la belleza escénica y por consiguiente el atractivo, para quienes se proponen visitar tales lugares.

Ahora bien, la LGSE ha establecido expresa y detalladamente en el Art. 69, los casos en que es posible indemnizar al titular del derecho de dominio, afectado con la constitución de una servidumbre. Y trayendo esto a colación de las “áreas de influencia negativas”, podemos desprender que a pesar de que en este tipo de situaciones existe un titular afectado en el ejercicio de su derecho de propiedad, (aunque en menor intensidad que en los casos del artículo 69, efectivamente resulta afectado en el ejercicio de su actividad, sobre todo si ésta es de tipo turística o de recreación), no será indemnizado, por cuanto esta situación no es subsumible en uno de los tres numerales del Art. 69 de la LGSE.

Por lo tanto, estamos frente a una situación que reviste una particular característica, consistente en que a pesar de que se encuentran definidos los derechos de propiedad, tanto a favor del concesionario como del tercero afectado. La Ley al regular los casos en que procede la indemnización, introduce una distorsión en el libre juego de los agentes del mercado, lo cual impide encontrar la solución socialmente óptima.

En consecuencia, es ésta, un tipo de externalidad negativa, constituida por el perjuicio que acarrea al particular, propietario de un predio destinado a la explotación turística, la instalación de una torre de alta tensión o bien postes de tendido eléctrico.

El fundamento del legislador para excluir el “**área de influencia negativa**” del pago de indemnización, radica en el hecho constatable consistente en que a favor del concesionario ésta

área de influencia negativa, no reporta beneficio alguno, vale decir, no otorga un derecho de servidumbre a favor del concesionario.

De lo expuesto anteriormente podemos claramente inferir, que nos encontramos frente a un tipo de externalidad negativa por vía de contaminación. Esto es, el concesionario eléctrico no internaliza todos los costos provenientes del ejercicio de su actividad. En efecto, éstos en parte son asumidos por el tercero dueño del predio, quien explota la actividad turística, a diferencia del concesionario, quien explota una actividad industrial, consistente ya sea en la generación, transmisión o distribución de electricidad.

Tratándose del mercado energético, el área de influencia negativa, es un tipo de externalidad negativa, a la cual no será posible aplicar el teorema de Coase<sup>22</sup>, como mecanismo para encontrar la solución socialmente óptima. Puesto que si bien se encuentran definidos los derechos de propiedad, no será conveniente para los afectados por la instalación de torres o postes, deducir un juicio indemnizatorio contra el concesionario eléctrico. Ya que el juez deberá fallar, tomando en consideración el Art. 69 de la LGSE, que no contiene dentro de sus supuestos, las áreas de influencia negativa. En consecuencia, mal podrá esperar el propietario del predio, un resultado favorable en el ejercicio de su acción<sup>23</sup>.

Estimamos lo expuesto en el párrafo precedente, un atentado contra el merecido trato igualitario que debe reconocerse a los particulares en materia económica. En efecto, el art. 19 N° 22 de la CPR consagra como deber del Estado y sus organismos; **“la no discriminación arbitraria en materia económica”**, señalando en el inciso siguiente, que sólo en virtud de una ley, **“y**

---

<sup>22</sup> Ver; Durán y Lalaguna, Paloma. “Una Aproximación al Análisis Económico del Derecho”, Editorial Comares. 1992.

<sup>23</sup> Apuntes de Derecho Económico, profesor Pedro Arraztoa Ancizar. Año 2003.

***siempre que no signifique tal discriminación***”, se podrán autorizar beneficios directos o indirectos a favor de algún sector, actividad o zona geográfica.

Por este motivo, creemos arbitraria la omisión en la que incurre el Art. 69 de la LGSE, ya que impide a los particulares acordar una indemnización a favor del titular del derecho de dominio, por otras situaciones, distintas de las contempladas en el citado artículo. Lo cual es contradictorio en un Estado que reconoce la libre iniciativa particular en materia económica y que se relega a si mismo a un rol secundario en materia empresarial.

Si bien el legislador al establecer la procedencia de la indemnización tomó en consideración criterios como el grado de inutilización de los terrenos, la constitución de gravámenes sobre los mismos, o bien los casos de mayor ocurrencia (preferencias reveladas), estimamos que al regular en forma restringida los supuestos del Art. 69 LGSE, introdujo un obstáculo a las negociaciones que eventualmente podrían llevar a cabo los particulares, lo cual se opone al rol protagónico que reconoce la Constitución a los particulares en materias económicas.

Observamos que la redacción del citado artículo de la LGSE, merece críticas y debiera ser objeto de análisis y reformas posteriores, a fin de incluir situaciones que claramente acarrearán perjuicios económicos que no son internalizados por quienes los ocasionan. Soportando el peso de las decisiones económicas quienes no reportan beneficio alguno.

En razón de todos los argumentos expuestos estimamos que una de las situaciones que debiesen ser incluidas, son las ***“Áreas de Influencia Negativa”***. Para lo cual debiese corregirse el criterio consistente en que sólo cuando se impongan servidumbres en un predio podrán exigirse indemnizaciones. Fundando esta posición en el hecho constatable, de que no sólo la

constitución de servidumbres y por ende la ocupación material de un terreno, acarrea perjuicio al propietario del mismo. También podrá constituir un perjuicio monetariamente cuantificable el deterioro de la belleza escénica del mismo.

## **CAPÍTULO II.**

### **2. “FORMAS DEL MERCADO EN CADA TRAMO DEL ITER ELÉCTRICO Y SU INTERCONEXIÓN”.**

## **2.1 Competencia en cada Tramo del Iter Energético.**

Ciertamente cuando hablamos de competencia nos estamos refiriendo a aquella situación que se produce en un mercado, en virtud de la cual dos o más empresas rivalizan ofreciendo o demandando un mismo bien o servicio.

Por otra parte, cuando nos referimos a mercado competitivo, estamos queriendo significar con ello, aquel punto donde convergen la cantidad óptima de oferentes, capaces de hacerse cargo de la demanda de un determinado bien o servicio, satisfaciendo las preferencias del público en cuanto a calidad y cantidad de bienes o servicios demandados.

Claramente la expresión “mercado competitivo”, tiene una carga valórica importante y de la cual necesariamente debemos hacernos cargo a la hora de examinar cuales son las ventajas y desventajas que presenta la competencia en cada una de las etapas del Iter Eléctrico.

Las etapas del Iter Eléctrico, esto es tanto generación, transmisión como distribución de energía eléctrica, presentan particularidades en cuanto a la forma en que opera el mercado. Siendo cada una de estas etapas regulada por diversas leyes que se han ido incorporando a nuestro Ordenamiento Jurídico en distintos periodos, entre las cuales cabe citar; el Decreto con Fuerza de Ley N° 4 del 5 de Febrero de 2007, Ley General de Servicios Eléctricos que modifica la Ley original de Servicios Eléctricos de 1982 fijando el texto refundido en virtud de las diversas modificaciones de que fue objeto dicha ley, entre ellas por las reformas introducidas por las leyes 18.196, 18.342 y 18.410 de 1982, 1984 y 1985, respectivamente; el Decreto con Fuerza de Ley 327 Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, el Decreto 152 del 20 de Mayo de 2005 que fija los precios nudo para el suministro de electricidad; la Ley 19.674 del 3 de Mayo de 2000, la cual modifica el Decreto con Fuerza de Ley N° 1 de 1982 de Minería (Ley General de Servicios Eléctricos), regulando los cobros por servicios asociados al suministro eléctrico que no se encuentran sujetos a fijación de precios; Ley 19.940 del 13 de Marzo de 2004 (Ley Corta I),

que regula sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica la Ley General de Servicios Eléctricos; y la Ley 20.018 del 19 de Mayo de 2005 (Ley Corta II), que modifica el marco normativo del sector eléctrico.

Todas estas leyes han generando modificaciones en la estructura del mercado y en la forma en que se relacionan los agentes del suministro eléctrico, motivo por el cual se hace necesario un análisis desde la óptica económica del derecho.

Para efectos de un análisis comprensivo de cada una de las formas que asume la estructura del mercado, dividiremos nuestro estudio en dos puntos:

- A. La Competencia en el Sector Generación de Energía Eléctrica
- B. La Competencia en el Sector Transmisión de Electricidad y en el Sector de Distribución de Electricidad, con especial detención en el art. 17 de la LGSE, que contempla la modalidad de superposición de instalaciones de distribución.

## **A. Competencia en el Sector Generación de Energía Eléctrica.**

Decimos que el sector generación tiene como característica principal ser un mercado competitivo, sin economías de escala, teniendo los precios la tendencia a reflejar el costo marginal de producción. Tampoco existen barreras legales para la entrada de nuevos competidores, ni tampoco se produce el surgimiento de monopolios naturales.

No obstante lo anterior, es posible mencionar, que de todas maneras se aprecia una intervención por parte del Estado, el cual impone la obligación legal de interconexión de las instalaciones de las centrales productoras a las redes del sistema, de conformidad a los requisitos establecidos por la ley y que debe ser coordinado por el Centro de Despacho Económico de Carga, a fin de garantizar el funcionamiento del sistema eléctrico de forma segura y eficiente.

En cuanto a la demanda, es necesario señalar que esta proviene de los mercados siguientes:

1. De las empresas de distribución, cuyas compras de energía se efectúan en base precio regulados denominados “precios de nudo”
2. Los grandes clientes, mercado compuesto por clientes finales cuya potencia conectada al sistema es superior a 2000 KW. Existiendo para estos el derecho a optar por una tarifa libre o una regulada. Se trata en su mayoría de las grandes mineras cupríferas.

3. La venta que se realiza a otros generadores en virtud del mercado derivado del sometimiento de los planes de operación coordinada que establece el Centro de Despacho Económico de Carga, el denominado **mercado spot** donde los generadores, en los casos en que dicha entidad disponga, deben comprar energía a otros generadores a precio spot<sup>24</sup>, determinado por el costo marginal instantáneo de generación definido en forma horaria por el mismo CDEC.

Cabe mencionar al respecto, el fallo del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia que se pronuncio sobre la alianza de las dos mayores generadoras de Chile, ENDESA y COLBUN S.A. con el fin de llevar a efecto la construcción de centrales hidroeléctricas en la región de Aysén.

El tribunal, admitió la alianza, pero la sometió a las condiciones siguientes:

1. Los contratos que Hidroaysén, Endesa o Colbún celebren con alguna empresa de transmisión para la elaboración del diseño final de la línea asociada al proyecto deberán estipular un período a los menos seis meses para recibir solicitudes de terceros interesados en disponer de capacidad de transmisión de la línea.
2. Dichos contratos deberán ser públicos, y no podrán establecer ni restricciones para que la empresa de trasmisión disponga-en caso de existir terceros con disposición de pagar por ello, o que la propia empresa de transmisión esté dispuesta a asumir su costo. El diseño y construcción de la línea con una capacidad superior a la requerida por Hidroaysén, o para ampliaciones de la misma

---

<sup>24</sup> Precio Spot: Es el llamado también precio al contado y es el precio a que se cotizan las mercaderías y valores para entrega y pago inmediatos.

3. Las condiciones y garantías de seriedad que se exijan a terceros interesados en comprometer y financiar capacidad de transmisión deberán ser generales, objetivas, transparentes, no discriminatorias y proporcionales al costo del diseño del proyecto.
4. En caso que las consultantes, Hidroaysén S.A., o cualquiera de sus filiales, coligadas o relacionadas, sean propietarias del total o de una parte del sistema de transmisión, éstas deberán constituir una nueva sociedad al efecto, lo que deberá regirse por las normas de sociedades anónimas abiertas.
5. El precio por la infraestructura y transporte de electricidad que deban pagar terceros que hubiesen contratado capacidad de transmisión, deberá ser establecido sobre la base de criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios respecto del pagado por Hidroaysén y cumplir, en lo pertinente, con lo dispuesto en Artículo 113 del Decreto con fuerza de ley N.º1, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley General de Servicios Eléctricos
6. Los contratos entre Hidroaysén, la empresa trasmisora y/o terceros que hubiesen contratado capacidad de transmisión, deberán establecer que las controversias que surjan entre las empresas, con motivo de la implementación del acceso abierto a la línea de transmisión, se someterán al arbitraje del panel de expertos, según las atribuciones establecidas en los números 10 y 11 del artículo 208 del Decreto con Fuerza de Ley N.º1 del 2007, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley General de Servios Eléctricos.

Así, se ha señalado que este fallo ha sentado un gran precedente, permitiendo la unión de dos grandes, siendo incluso criticado, señalándose que tal alianza daría lugar a un importante poder monopólico, no obstante su especificidad relativa al proyecto mencionado.

**B. Competencia en el Sector de Transmisión de Electricidad y en el Sector de Distribución de Electricidad, con especial detención en el Art. 17 de la LGSE, que contempla la modalidad de superposición de instalaciones de distribución.**

Tanto el mercado de la transmisión de electricidad como el de la distribución, presentan similitudes tanto en la forma de estructuración del mercado, como también respecto de los agentes que intervienen en el mismo. Si bien esto último, en el caso de nuestro ordenamiento jurídico, ha sido objeto de diversas modificaciones con el fin de evitar la integración vertical en estos tramos del mercado, en atención a los perjuicios que ello puede acarrear a los usuarios del sistema.

La primera similitud que podemos apreciar tanto en el mercado de la transmisión de electricidad como en el de la distribución, es la estructura del mercado, que tiene caracteres de monopolio natural en cuanto a los altos costos de inversión inicial, los cuales además son asumidos por el inversionista como costos hundidos<sup>25</sup>.

Efectivamente la economía de escala<sup>26</sup> en este tipo de actividades ocupa todo el tamaño del mercado, lo cual implica que la existencia de un solo productor u oferente de un determinado

---

<sup>25</sup> Costo Hundido: Un costo es "hundido", si no se puede recuperar cuando la empresa abandona la industria. Ejemplo: Caso de las centrales de embalse, gran parte de la inversión realizada por el actor no tiene uso alternativo y por tanto su liquidación es igual a cero.

<sup>26</sup> Economía de Escala: La **economía de escala** se refiere al poder que tiene una empresa cuando alcanza un nivel óptimo de producción para ir produciendo más a menor costo, es decir, a medida que la producción en una empresa crece, (calcetines, autos, corbatas, choclos) sus costes por unidad producida se reducen. Cuanto más produce, menos le cuesta producir cada unidad.

En otras palabras, se refiere a que si en una función de producción se aumenta la cantidad de todos los inputs utilizados en un porcentaje, el output producido puede aumentar en ese mismo porcentaje o bien aumentar en mayor o menor cantidad que el mismo porcentaje. Si aumenta en el mismo, estaríamos ante economías **constantes de escala**, si fuera en más, serían economías **crecientes de escala**, si fuera en menos, en economías **decrecientes de escala**. Comúnmente, cuando se dicen simplemente "economías de escala", se refieren a las **crecientes**, ya que estas denotan una función bastante ventajosa desde el punto de vista económico, porque significa que la producción resulta más barata por término medio cuanto mayor es el empleo de todos los recursos. Resultaría, por ejemplo, más barato por unidad producir 400 unidades que 200, si aumentamos en la misma cantidad todos los recursos empleados para ello (y el precio de cada recurso por unidad no cambiase). Para analizar el fenómeno de las economías de escala se suele considerar la relación entre los aumentos de producción (output) causados por los aumentos en los factores de producción (inputs). ¿Qué ocurre cuando una empresa, por ejemplo, dobla la cantidad que utiliza de inputs (el doble de trabajadores, el doble de capital)? Si el resultado es que la producción aumenta más que el doble, entonces se dice que la empresa está caracterizada por economías crecientes de escala. Ésta es una situación de cierto interés en economía, puesto que implica que se puede producir con menores costes a medida que se aumenta el nivel de producción. Esto está muy estrechamente ligado a la concentración empresarial, en la medida en que en un proceso productivo afectado de economías de escala crecientes, una sola empresa más grande produce con un menor coste que dos empresas más pequeñas. (*Wikipedia, 2008, Enciclopedia Libre*).

bien o servicio, será más eficiente por cuanto incurrirá en menores costos de producción. Siendo el mayor costo, el monto de la inversión inicial constituido por obras o infraestructuras (Como torres de alta tensión, postes, tendido eléctrico), que en muchas ocasiones cumplen funciones de servicio público, en cuanto están destinadas a satisfacer necesidades de interés general, y que el Estado ha encomendado desarrollar a los particulares.

Sin embargo a propósito del mercado de la electricidad es pertinente preguntarse; ¿Es factible hablar de Monopolios Naturales?, ¿Cuáles son los Factores que inciden en el surgimiento de este tipo de Mercados?.

Para responder a la primera pregunta esbozaremos un concepto de lo que hemos de entender por monopolio natural a propósito de la generación de electricidad. En este sentido definiremos monopolio natural como:

**“Aquella situación que se produce en el mercado de la electricidad, que reconoce su origen ya sea en el estado del desarrollo de la tecnología o bien en la eficiencia que se busca a través de la libre competencia, en virtud de la cual una sola empresa de transmisión o distribución, es capaz de producir todos los bienes o servicios de una determinada área de transmisión o distribución, incurriendo en menores costos que de existir varias empresas prestadoras del servicio, al hacer uso de todas las economías de escala existentes en dicho tramo del mercado”.**

### **Análisis del Concepto:**

1. Cuando hablamos del mercado de la energía eléctrica, hemos de entender aquella organización social que sirve de punto de convergencia de productores o prestadores del servicio de electricidad y usuarios o consumidores del mismo. No obstante excluimos de este punto de convergencia, la actividad de la generación, puesto que a diferencia de los otros dos

tramos del iter eléctrico, ésta es esencialmente competitiva, dependiendo el nivel de competencia de la abertura de la matriz energética a otras fuentes de producción de energía, y de la estabilidad de la regulación legal y reglamentaria respecto de los derechos y obligaciones de los productores de electricidad, en cuanto este último aspecto podrá ser un factor que inflencie positivamente la inversión.<sup>27</sup>

2. En cuanto a los factores que inciden en el surgimiento de monopolios naturales, podemos mencionar por una parte la naturaleza y el estadio del desarrollo de una determinada tecnología en cuanto imprimen características monopólicas a ciertas actividades económicas.<sup>28</sup>

Y por otra parte, la propia libre competencia que puede dar origen a monopolios nacidos de la eficiencia, en cuanto a que una sola empresa será capaz de hacer uso de todas las economías de escala presentes en el mercado, incurriendo en menores costos de producción. Lo que acarrea la disminución del precio a pagar por parte de los usuarios o consumidores de un determinado bien o servicio.

Precisamente el monopolio natural consistirá en la aptitud de una empresa de ocupar todas las economías de escala presentes en un determinado mercado, lo cual pugna aparentemente con la garantía constitucional consagrada en el Art. 19 N° 21 de la CPR, la cual establece específicamente **“el derecho a desarrollar cualquiera actividad económica...”**, cuestión que analizaremos a continuación.

Hemos señalado que una de las ventajas comparativas del monopolio natural frente a los mercados de la libre competencia, radica en los menores costos en que incurre el agente productor de un determinado bien o servicio, reflejándose ello en los precios a pagar por parte de los consumidores o usuarios finales. Sin embargo, cuando hacemos esta afirmación, partimos de

---

<sup>27</sup> Ver lo planteado a propósito de las modificaciones introducidas por la Ley 19.940, en el título: “PROBLEMÁTICAS EN MATERIA DE COMPENSACIONES, ART 99 BIS E INTERFERENCIAS AL SISTEMA”.

<sup>28</sup> Ver, Valdés Prieto, Domingo “Libre Competencia y Monopolio”, Editorial Jurídica 2006.

varios supuestos que han de cumplirse fielmente a fin de obtener el resultado esperado. Siendo tales supuestos los siguientes:

**a. La Transparencia en el Mercado:** Cuando nos referimos a la transparencia en el mercado, queremos significar con ello, la coherencia que debe existir entre los costos de producción de un bien o servicio y la repercusión que ello tiene en el precio final a pagar por parte del consumidor o usuario. En este sentido, diremos que mercado transparente es aquel en que existe una similitud entre el valor de producción y el precio final a pagar por parte del usuario o consumidor.

**b. Circulación libre de la información:** significa que la información es emitida y receptionada sin obstáculos o impedimentos que priven a un sector determinado de la misma. Este principio es un complemento del anterior, ya que no basta que exista una similitud entre los valores de producción y el precio a pagar, si ello no puede ser debidamente comprobado por los agentes que operan en el mercado.

**c. La Eficiencia en la Producción de los Bienes o Servicios:** Con ello queremos significar que no importando quien produzca un determinado bien o servicio, éste propenderá a maximizar la utilización de los recursos y medios empleados en el proceso productivo. Evitando siempre la dilapidación de los insumos, lo cual constituye un factor de pérdida de utilidades y de encarecimiento en los procesos productivos.

Los dos primeros principios enunciados, cobran vital relevancia, ya que sólo cumpliendo con éstos, es factible concebir que la existencia de un monopolio natural en un mercado determinado causará menos perjuicio social que de existir múltiples medianos o pequeños

competidores. Y es precisamente este el argumento que toma en consideración el legislador, para tolerar la existencia de los monopolios naturales.

Por tal motivo, no resulta siempre conveniente que la autoridad intervenga este tipo de mercados, en orden a introducir competencia al interior del mismo, puesto que ello puede incidir en el encarecimiento del valor de los bienes o servicios producidos, por cuanto ninguno de los competidores podrá aprovechar las economías de escala existentes.

Por otra parte, el extremo opuesto tampoco resulta conveniente, vale decir, el hecho que la autoridad pública reconozca la existencia de monopolios naturales y le otorgue garantías por la vía del reconocimiento normativo. Puesto que si bien, esa modificación hará más atractivo al mercado para quien desee dominarlo, no lo será para el desarrollo del mismo, en el futuro. Por cuanto, en virtud del desarrollo de la tecnología o bien por razones de eficiencia, podría resultar conveniente permitir la entrada de otros agentes, lo cual abarataría los costos de producción y por ende los precios de la electricidad a pagar por los usuarios finales, que de existir una disposición que reconozca un privilegio, lo tornaría en extremo dificultoso.

En razón de lo expuesto, estimamos que el reconocimiento por parte de la autoridad pública de la existencia de monopolios naturales no importa la introducción de consecuencias adversas o negativas al interior de un mercado. En concreto no implica una vulneración de la garantía constitucional consagrada en el Art. 19 de la CPR. No obstante, estimamos que la concesión de un privilegio por parte de la autoridad pública en orden a permitir sólo la existencia de un proveedor de un determinado bien o servicio, si importa un atentado contra el principio de la libertad económica y posiblemente afectará la futura eficiencia de un mercado, mermando la posibilidad que los desarrollos de la tecnología derriben la estructura de un monopolio natural,

ingresando nuevos competidores capaces de hacer uso de las economías de escala existentes. Todo lo cual estimamos una adversa contradicción para la sociedad, puesto que lo hará incurrir, en mayores costos para la producción de electricidad, cual es uno de los fundamentos para permitir la existencia de monopolios naturales, vale decir, la disminución de los costos como consecuencia de la eficiente asignación de los recursos.

Tratándose de la regulación del mercado eléctrico, cobra vital importancia en nuestra legislación la dictación del Decreto Ley 211 a propósito de la normativa antimonopolio, siendo particularmente trascendente el Art. 5º del mencionado cuerpo legal, en cuanto establecía una excepción de la derogación tácita de determinados cuerpos legales y reglamentarios. Por tanto, tratándose de ciertas situaciones específicas contempladas en el mencionado artículo, éstas quedaban al margen de la aplicación de la normativa antimonopolio, a pesar de que pudiera estimarse que razonablemente contravenían la libre competencia. En razón del servicio de utilidad pública que prestaban determinados sectores de la industria, como ocurre en el caso del servicio de la transmisión y distribución de electricidad, los cuales satisfacen necesidades, en interés general de la comunidad. (Art. 7º LGSE).

### **2.1.1 Comentario del Antiguo Art. V Decreto Ley 211.**

El mencionado precepto del citado Decreto Ley, establecía lo siguiente: *“Sin Perjuicio de lo establecido en la presente ley, continuarán vigentes las disposiciones legales y reglamentarias referidas a las propiedades intelectual e industrial, a la minería, especialmente al petróleo, a la producción, comercio y distribución del salitre, yodo y cobre; las contenidas en el código sanitario; las contempladas en la ley de alcoholes y bebidas alcohólicas; **las que regulan la creación y funcionamiento de las empresas de servicios públicos o municipales;** las*

*relativas a empresas bancarias y bolsas de valores; como también las que digan relación con los transportes, fletamentos, cabotajes y crédito prendario.*

***Igualmente quedarán en vigor las disposiciones legales y reglamentarias que confieren a las autoridades atribuciones relacionadas con el ejercicio de las actividades económicas, incluso aquellas que se refieren a la fijación de precios máximos y control de su cumplimiento.***

*Con todo, no podrá establecerse ningún estanco, ni aun en virtud de los preceptos referidos en los dos incisos precedentes, sin previo informe favorable de la Comisión Resolutiva”*

Este decreto, a través del artículo arriba transcrito, sustrajo de la derogación tácita una serie de cuerpos legales y reglamentarios, que su entrada en vigencia hubiera acarreado, en razón de estimarse que contravenían la libre competencia. Por tanto, ninguna norma que vulnerara la libre competencia, tendría de ahora en adelante vigencia, a menos que se estimara comprendida en el Art. 5º del DL 211, o bien se tratara de una norma con jerarquía suprallegal.

Ahora bien, de las industrias reguladas en razón de ser monopolio natural, nos centraremos en *“las que regulan la creación y funcionamiento de las empresas de servicios públicos o municipales”*. Ya que, bajo la denominación **“empresas de servicio público”** se agrupa un número considerable de industrias que satisfacen necesidades del interés general de la colectividad y que responden a la estructura de los monopolios naturales.

En relación al párrafo anterior, para determinar cuando nos encontramos frente a un servicio público, seguiremos el criterio objetivo que postula que para calificar a una actividad de servicio público atenderemos a la actividad misma, con abstracción del sujeto que desarrolla tal actividad,

pudiendo ser la administración del estado o bien un ente privado. Lo determinante será que se trate de una actividad que satisfaga necesidades de interés público.

El servicio de distribución de electricidad concesionada, responde a este criterio de servicio público objetivo, debido a que satisface una necesidad colectiva en beneficio de la generalidad de la comunidad, para lo cual debe cumplir con estándares mínimos de continuidad, regularidad y obligatoriedad en la prestación del suministro eléctrico. Así expresamente lo dispone el **Art. 7 de la LGSE**, al señalar *“es servicio público eléctrico, el suministro que efectúe una empresa concesionaria de distribución a usuarios finales ubicados en sus zonas de concesión, o bien a usuarios ubicados fuera de dichas zonas, que se conecten a las instalaciones de la concesionaria mediante líneas propias o de terceros. Las empresas que posean concesiones de servicio público de distribución sólo podrán destinar sus instalaciones de distribución al servicio público y al alumbrado público”*.

La Ley 19.911 (Crea el Tribunal de la Libre Competencia), publicada en el diario oficial el 14 de Noviembre de 2003, derogó expresamente el artículo V del Decreto Ley 211. Cabe señalar al respecto, que la legislación salvaguardada por el mencionado precepto legal no sólo se refería a monopolios naturales, sino también a aquellos monopolios creados en virtud de actos de la autoridad, más conocidos como monopolios privilegio.

La derogación del Art. V del DL 211, trajo como consecuencia que ya no existirá en lo sucesivo una norma legal que permita sostener una suerte de inmunidad antimonopólica de ciertas industrias reguladas (entre ellas el sector de distribución de electricidad), como hasta ahora se había intentado a través de la interpretación del mencionado precepto legal, y la aplicación del principio de especialidad.

Ambos criterios fueron rechazados por el Tribunal Antimonopolio, el cual señaló respecto de la interpretación del Art. V del DL 211, “*que el carácter de monopolio natural de ciertas industrias igualmente hacia competente al Tribunal de la Libre Competencia para conocer de los abusos que pudieran cometerse*”. En este contexto, el Tribunal Antimonopolio ha señalado que no debe confundirse salvaguarda de derogación tácita con salvaguarda de inmunidad antimonopólica, en cuya virtud, las empresas de distribución de energía eléctrica pudiesen incurrir en conductas de abuso monopólico y quedar exentas de responsabilidad.

Por otra parte, respecto del criterio de la especialidad, que tiene por objeto resolver conflictos normativos entre preceptos de igual jerarquía, en atención a la especificidad de la materia. El Tribunal Antimonopolio<sup>29</sup>, ha señalado que para que el mencionado principio pudiera aplicarse, requiere de una norma legal que expresamente así lo establezca, cuestión que en la práctica no ocurre, en consecuencia mal podríamos pretender aplicar la normativa específica de una determinada actividad regulada, en virtud del principio antes citado.

### **2.1.2 Competencia en el tramo de Distribución de Electricidad, con especial detención en el Art. 17 de la LGSE.**

La libre competencia es un principio rector de todo nuestro ordenamiento jurídico nacional, y a la vez es sustento del principio de la subsidiariedad del Estado, consagrado en el Art. 1º de nuestra Carta Magna, al señalar el precepto recién citado que el “*Estado reconoce y ampara a los grupos*

---

<sup>29</sup> Resolución Nº 183, considerando quinto, Tribunal Antimonopolio.

*intermedios a través de los cuales se organiza y estructura la sociedad y les garantiza la adecuada autonomía para cumplir sus propios fines específicos”.*

La libre competencia es un mecanismo adecuado, para alcanzar el bien común en mercados regulados, incluso parte de la doctrina afirma que es un principio rector que también ha de aplicarse a los actos de la administración del estado<sup>30</sup>.

Sin embargo debemos preguntarnos, **¿Cómo aplicamos este principio en el ámbito de los monopolios naturales?, ¿Es factible hablar de competencia en el mercado de la distribución de electricidad?**

Para dar respuesta a las dos preguntas anteriores, debemos atender a la estructura del mercado de la distribución, el cual presenta particularidades. En primer término no podemos afirmar que éste es un monopolio natural a secas, antes necesariamente hemos de hacer la siguiente distinción:

- Mercado de distribución de energía eléctrica a clientes regulados: cuya potencia conectada es inferior a 2000 KW de potencia.
- Mercado de distribución de energía eléctrica a clientes libres: cuya potencia conectada es superior a 2000 KW.

Tratándose del suministro de distribución a usuarios cuya potencia conectada es superior a 2000 KW, la LGSE contempla expresamente la posibilidad de que éstos contraten libremente el suministro de electricidad, en atención al mayor poder negociador de los mismos. Por tanto, mirado desde el punto de vista de la oferta, este tipo de clientes tendrá un amplio margen para contratar el suministro de electricidad, lo cual lo hará en base a sus conveniencias y no necesariamente en atención a la cercanía con una empresa de suministro eléctrico que tiene asignada una determinada área de distribución.

---

<sup>30</sup> Ver, Valdés Prieto, Domingo “Libre Competencia y Monopolio”, Editorial Jurídica 2006.

En cambio tratándose de los usuarios del sistema, cuya potencia de conexión es inferior a 2000 KW, (Art. 147 LGSE) han de necesariamente contratar el servicio de distribución de electricidad con una determinada compañía prestadora del servicio de distribución, que tiene asignada el área de distribución con anterioridad y cuya tarifa ha sido debidamente publicada en el Diario Oficial, por el Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción con una vigencia de 4 años. (Art. 187 LGSE).

Sólo en este último caso es posible hablar de monopolio natural. En tanto que la ley considera preferible la existencia de un solo oferente del servicio de distribución de energía eléctrica, por cuanto ha verificado la existencia de economías de escala que sólo son aprovechables por un actor, esto es, un sólo distribuidor de electricidad, incurriendo en menores costos de producción que de existir diversos distribuidores.

Y es en atención precisamente a los clientes regulados, que cobra importancia determinar si es factible hablar de competencia al interior del mercado de la distribución de electricidad. Al respecto el artículo 17 de la LGSE dispone:

***“Podrán solicitarse otras concesiones de servicio público de distribución por una parte o la totalidad del territorio de concesiones de este tipo ya otorgadas. El Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción podrá otorgarla de acuerdo a los procedimientos que establecen los artículos 25 y siguientes, imponiendo al nuevo concesionario las mismas obligaciones y derechos que otorgó al primero en el territorio que será compartido”.***

La aludida disposición por tanto contempla la posibilidad de que en una zona sobre la cual ya se ha constituido una concesión de distribución de energía eléctrica a favor de un determinado

concesionario, pueda constituirse otra concesión, la cual podrá recaer sobre la totalidad o una parte del área de distribución ya concesionada.

Las situaciones que pueden ocurrir son las siguientes:

- a. Que se distribuya electricidad a clientes regulados de otra zona de concesión.
- b. Ingreso de un nuevo concesionario superpuesto total o parcialmente al territorio de la concesión anterior.

Al ingresar nuevos actores al mercado de la distribución, se evitará que el concesionario original, incurra en actos de abuso de posición monopólica, al incorporarse la competencia en dicho tramo del iter eléctrico. Sin embargo, si hacemos un análisis apresurado de las consecuencias que podría acarrear el ingreso de nuevos actores al mercado, diremos que se incurrirá en mayores costos de distribución, al no poder ninguno de los distribuidores, hacer uso de las economías de escala características de los servicios públicos. No obstante, la modalidad que contempla el **Art. 17** de la LGSE no implica superposición material de redes de distribución, lo cual si constituiría un derroche de recursos, sino que precisamente contempla la posibilidad de que el mismo servicio de distribución sea prestado a través del uso de líneas o instalaciones de terceros, vía el pago de peajes al propietario de las redes de distribución.

Sin duda que esta norma constituye una buena herramienta para introducir la competencia en este tramo del mercado, y por otra parte, al poder los nuevos concesionarios hacer uso de las redes de distribución ya instaladas, se evitará que éstos incurran en grandes costos de inversión inicial, cual es la barrera a la entrada por excelencia, del mercado de la distribución.

Por otra parte, el mismo hecho que sólo en virtud de una concesión se pueda prestar el suministro de distribución, eventualmente puede ser considerado un impedimento constitutivo de

una barrera a la entrada que vale la pena ser analizada, cuestión que haremos en el acápite siguiente.

### **2.1.3 Concesiones de Distribución ¿Una Barrera a la Entrada?**

Las concesiones de distribución de energía eléctrica son otorgadas por el Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción a quienes las soliciten de acuerdo al procedimiento establecido en la LGSE, descrito en acápites anteriores. En consecuencia sólo podrán prestar el servicio de distribución quienes detenten el título de concesionarios de distribución, salvo que el prestador del servicio pueda invocar alguna de las excepciones del Art. 16 de la LGSE.

El hecho de que sólo quienes ostenten la calidad de concesionarios de distribución, puedan prestar el mencionado servicio, constituye una barrera a la entrada de índole jurídica. Barrera, en cuanto a que el interesado en prestar el servicio de distribución de electricidad deberá realizar una cuantiosa inversión, constituida por los valores de las instalaciones. A lo cual se suma que, deberá estar facultado para prestar el servicio de distribución en virtud de una concesión otorgada por la autoridad pública. De ahí que podamos aseverar que estamos frente a una barrera a la entrada de tipo jurídica, en cuanto es la autoridad pública la que regula el ingreso de nuevos actores a este mercado.

Por otra parte, por la vía de las concesiones el legislador ha establecido un importante incentivo para los concesionarios, a fin de que éstos desarrollen las actividades de distribución de electricidad con estabilidad, vale decir, con la seguridad de que podrán prestar el servicio por un tiempo adecuado, que les permita obtener un margen de utilidad. Sin embargo, esta estabilidad no implica exclusividad en la prestación del servicio. En efecto al introducir el Art. 17 de la LGSE, la superposición de distribuciones, permite que las conductas de abuso de monopolio en lo

sucesivo puedan ser sancionadas, en cuanto que sólo podremos hablar de conductas de abuso de monopolio allí donde existe un margen para la libertad de competencia, introducida en virtud de la superposición de las líneas de distribución.

## **2.2 Transmisión.**

El Art. 71-1 de la Ley, define lo que se debe entender por sistema de transmisión o transporte de electricidad, señalando que:

***“ Es el conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, en un nivel de tensión nominal superior al que se disponga en la respectiva norma técnica que proponga la Comisión Nacional de Energía y cuya operación deberá coordinarse a través de un Centro de Despacho Económico de Carga”***

Ahora bien, la segunda parte de este artículo nos dice que, en cada sistema de transmisión podemos diferenciar instalaciones del “sistema de transmisión troncal”, del “sistema de Subtransmision” y del “sistema de transmisión adicional”.

Por tanto, de estas normas podemos colegir que, características técnicas y económicas determinan la existencia de tres subsistemas diversos dentro del sistema de transporte, cuales son los mencionados anteriormente. Estos funcionan interconectados entre sí y en conjunto se coordinan con los segmentos de generación y distribución, sometidos a las directivas que les impone el respectivo CDEC.

A continuación, veremos las características esenciales de cada uno de los subsegmentos que contempla nuestro sistema

1. **Sistema de Transmisión Troncal:** El Art. 71-2 de Ley Eléctrica nos define al sistema de transmisión troncal como “ *Aquel constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que sean económicamente eficientes y necesarias para posibilitar el abastecimiento de*

*la totalidad de la demanda del sistema respectivo, bajo los diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, y considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la Ley, los reglamentos y las normas técnicas”.*

Este sistema y las líneas y subestaciones que lo conforman deberá ser determinado a través de un Decreto Supremo del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el cual debe estar basado en el Estudio de Transmisión Troncal que ha sido efectuado por un consultor especializado y designado a través de una licitación.

Conforme al concepto, existe la exigencia de que las instalaciones sean económicamente eficientes, es decir, que permitan abastecer la demanda al menor costo y también, será necesario proyectar las posibilidades de que se presenten situaciones de falla o contingencia.

- 2. Sistema de Subtransmisión:** El segundo subsegmento que ha previsto la ley, esta regulado por el Art.71-3 de la Ley, conforme al cual, decimos que cada sistema de Subtransmisión, ***“Estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico respectivo, están dispuestas para el abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores finales libres o regulados, territorialmente identificables, que se encuentren en zonas de concesión de empresas distribuidoras”.***

En concreto, se trata de un subsistema de carácter secundario (en relación al sistema troncal) cuyo fin es conectar a nivel troncal, con las áreas de concesión en donde están

ubicados los clientes finales, sean estos libres o regulados, se trata de una demanda predeterminada por su ubicación. Sus líneas y subestaciones son establecidas mediante Decreto Supremo del Ministerio de Economía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, (tendrá una vigencia de 4 años).

3. **Sistema de Transmisión Adicional:** Por su parte, el Art. 71-4 de la Ley eléctrica, establece que se trata de *“Aquellos constituidos por las instalaciones de transmisión que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico respectivo, están destinadas esencial y principalmente al suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos regulación de precios, y por aquellas cuyo objetivo principal es permitir a los generadores inyectar su producción al sistema eléctrico, sin que formen parte del sistema de transmisión troncal, ni de los sistemas de Subtransmisión”*.

Se trata entonces de líneas con flujos de energía selectivos, dirigidos al consumo de clientes especiales o bien, que dicen relación con la inyección de energía eléctrica bajo condiciones contractuales privadas siendo esto último su característica diferenciadora de los sistemas troncales y de Subtransmisión. Cabe señalar que no obstante lo anterior, también se encuentran sometidas a la coordinación que determine el CDEC respectivo.

### **2.3 Régimen de Acceso Abierto.**

Se trata de un mecanismo, establecido por la ley 19.940 (Ley corta I), conforme al cual se asegura el acceso al sistema de transmisión a los diversos usuarios interesados en transportar energía y potencia a través de dichas instalaciones, derogando el antiguo sistema de servidumbre legal de paso de electricidad.

Es la misma Ley, en el Art. 71-6 quien nos dice expresamente que los sistemas de transmisión están **sometidos** a un régimen de acceso abierto, conforme al cual pueden ser usadas por terceros, bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias, entre todos los usuarios, mediando el pago de una remuneración.

De esta forma, se impone la obligación a los propietarios de líneas de transmisión de admitir el libre acceso a sus instalaciones, no pudiendo negarlo a ningún interesado ni argumentando falta de capacidad técnica.

Sin embargo, tratándose de los sistemas adicionales, se estableció que sólo están sometidas a éste régimen aquellas líneas que hagan uso de las servidumbres forzosas establecidas a través de concesión eléctrica y las que hagan uso de bienes nacionales en su trazado.

### **2.4 Pago de Peajes.**

El mecanismo, ha determinado el pago de peajes para las empresas que, mediante inyecciones o retiros de energía y potencia, utilicen los sistemas de transmisión, a favor de las empresas propietarios u operadoras del sistema de transmisión troncal, de subtransmision, y adicional que

corresponda. Estos costos se establecen de conformidad con la liquidación que efectúa el respectivo CDEC. Si los usuarios de las líneas se constituyeran en mora en el pago de los peajes, las empresas transmisoras podrán aplicar el interés máximo convencional, que esté vigente al día de vencimiento de la obligación. Las facturas que se emitan a este respecto por la Dirección de Peajes, tienen mérito ejecutivo.

#### **2.4.1 Excepción al pago de Peajes.**

La regla general es que todos los usuarios de los sistemas de transmisión paguen los peajes que les correspondan, sin embargo, la ley Corta I, estableció una importante excepción. De acuerdo con lo anterior, los propietarios de los medios de generación, cuya fuente sea no convencional, tales como la geotermia, eólica, solar, biomasa y otras similares, cuyos excedentes de potencia suministrada al sistema sea inferior a 2000 Kw., estarán exceptuados del pago total o de una porción de los peajes por el uso de las inyecciones que dichas generadoras efectúen a los sistemas de transmisión troncal.

## **2.5 Distribución de Energía.**

### **Clientes Libres y Regulados; Efectividad de la distinción entre uno y otro; Precio de retiro de la Energía y Valor Agregado de Distribución.**

La distribución de energía eléctrica es una etapa del suministro eléctrico, que corre por cuenta de las empresas distribuidoras de energía. La Distribución enlaza por una parte, las empresas transmisoras de energía eléctrica con los consumidores finales de la misma. Los cuales pueden ser de dos tipos, a saber:

Clientes Libres

Clientes Regulados.

La Distribución puede ser dividida en dos etapas, una primera etapa constituida por la red de reparto. En esta fase la energía se transmite partiendo desde las subestaciones de transformación, mediante anillos que van rodeando los grandes centros de consumo, hasta llegar a estaciones transformadoras de distribución. A medida que la energía eléctrica avanza por estos anillos, pasa por estaciones transformadoras de distribución, que tienen la finalidad de reducir la tensión de la electricidad, del nivel de reparto al de distribución (media tensión).

Una segunda fase, consiste en la red de Distribución propiamente tal. Esta red tiene la misión de cubrir grandes superficies de los centros de consumo. Uniendo las estaciones transformadoras de distribución (Situadas en los anillos de transmisión), con los centros de transformación, última etapa del suministro de media tensión, ya que al pasar la electricidad por estos centros pasa a ser de baja tensión.<sup>31</sup>

#### **2.5.1 Clientes Libres y Clientes Regulados.**

La LGSE distingue entre dos tipos de usuarios finales en atención a la potencia o capacidad conectada que éstos tengan. De ahí que en el mercado de la energía eléctrica existan dos tipos de precios. Un precio regulado, establecido de acuerdo a criterios preestablecidos como son: El nivel de generación-transporte de energía, el uso de instalaciones de transporte, el nivel de distribución a usuarios finales. Y por otra parte existe un precio espontáneo, que conviene

---

<sup>31</sup> Wikipedia® es una marca registrada de la organización sin ánimo de lucro [Wikimedia Foundation, Inc.](https://www.wikimedia.org/)

libremente la empresa distribuidora con el cliente respectivo, en atención a las necesidades de suministro de éste último<sup>32</sup>.

- a. **Clientes Libres:** Son los consumidores finales cuya potencia conectada es superior a 2000 KW. Respecto de los cuales el legislador ha presumido que poseen mayor poder negociador en atención a la capacidad conectada de los mismos. Por lo tanto, la Ley permite que a estos usuarios se les oferte y a la vez contraten la energía libremente. (Art. 147 LGSE)
  
- b. **Clientes Regulados:** Consumidores finales cuya potencia requerida del sistema es inferior a 2000 KW de potencia. En este caso, las tarifas a pagar por los usuarios, son el resultado de la aplicación de fórmulas tarifarias establecidas cada cuatro años, por el Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción. Tomando en consideración aspectos como: los costos de distribución y los precios nudos.

Una vez hecha esta distinción, es necesario precisar que el precio de la energía eléctrica a pagar, será distinto en cada tramo del iter eléctrico. Puesto que en definitiva, el valor de la misma irá en aumento a medida que adicionemos los costos de producción, de transporte y finalmente el valor agregado por concepto de distribución.

## **2.5.2 Precio de la Energía Eléctrica en la Fase de Generación – Transporte.**

Podemos hacer en este punto la siguiente distinción:

- Por una parte en el precio de venta de la energía eléctrica entre empresas generadoras, por transferencias hechas al interior de cada CDEC.
- El precio de venta de la energía entre empresas generadoras y distribuidoras, por el monto que éstas revenden a clientes regulados.

- a. **Costo Marginal Instantáneo:** Este precio refleja los costos de operación de corto plazo de las unidades de generación. Este precio corresponde al costo de producir la última

---

<sup>32</sup>Alejandro Vergara Blanco, "Derecho Eléctrico", Editorial Jurídica de Chile (2004), página 382.

unidad susceptible de ser vendida, es decir, corresponde al concepto de costo marginal<sup>33</sup>.

Este precio denominado costo marginal instantáneo es decidido en forma independiente, autónoma y unánime por los integrantes de cada CDEC.

**b. Precio Nudo:** Es el precio que pagan las empresas distribuidoras a las generadoras, tomando como referencia el precio que las primeras venden la energía a los clientes regulados.

Este precio es determinado semestralmente por el Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción, mediante decretos que establecen los valores máximos para la energía eléctrica.

Este precio comprende los siguientes costos:

- Costo de producción de la energía
- Costo de transmisión de la energía eléctrica hasta los puntos de transformación del sistema interconectado respectivo.

El Precio Nudo corresponde a un promedio ponderado de los costos marginales futuros, durante un lapso de 48 meses.

En comparación con el costo marginal instantáneo, el precio nudo se aproxima a un valor más estable de la electricidad. No obstante lo cual, ello no quiere decir que sea superior al costo marginal instantáneo, ya que la determinación de este precio dependerá de las fluctuaciones en los valores de la energía.

En cuanto a la forma de determinación del precio nudo, nos remitiremos a lo señalado en el capítulo relativo a la Generación de energía eléctrica.

### **2.5.3 Determinación del Precio de la Energía en la Fase de Distribución.**

La determinación del precio de la electricidad a nivel distribución, considera los siguientes ítems: (Artículo 155 N° 2 LGSE).

- a. Precio Nudo de la Electricidad.
- b. Cargo Único, por concepto de uso del sistema de transmisión troncal.
- c. Valor Agregado por concepto de costos de distribución, (VAD).

---

<sup>33</sup> Ver Eugenio Evans Espiñeira, Carolina Seeger Caerols: Derecho Eléctrico.

Las letras a y b, corresponden a valores que deberán ser determinados a priori, es decir, el valor agregado por concepto de distribución de la energía eléctrica, se adicionará a los dos ítems anteriores. De tal manera, que el precio a pagar por los usuarios por concepto de uso del suministro eléctrico, corresponda al costo de los recursos, a nivel generación-transporte y distribución de energía eléctrica\*(3).

Pero cabe preguntarse, ¿Cuál es el Valor Agregado que se incorpora al momento de distribuir la electricidad?, ¿Cómo lo determinamos?. Ambas preguntas, tienen un mismo objetivo, determinar si el valor agregado es fijado en forma arbitraria por las empresas de distribución o bien es fijado de acuerdo a un procedimiento preestablecido y ponderado. Todo lo cual, intentaremos dilucidar en el capítulo siguiente.

#### **2.5.4 Estructura del Valor Agregado de Distribución.**

Corresponde a la Comisión Nacional de Energía, oyendo a las Empresas de Distribución, fijar las áreas típicas de distribución de energía. Estas áreas corresponden a zonas en las cuales los valores agregados de la actividad de distribución, son similares entre sí.

Una vez determinadas las zonas de distribución, es procedente determinar el valor agregado de distribución propiamente tal, el cual se compone de los siguientes costos: (Art. 182 LGSE).

1. Costos Fijos por concepto de los gastos de administración, facturación y atención del usuario.
2. Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de la inversión se calcularán considerando el Valor Nuevo de Reemplazo (Valor actual de renovación), de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y una tasa de actualización igual al 10% real anual.
3. Pérdidas medias de distribución en potencia y energía. Este ítem se refiere al costo que implica para la empresa, el promedio de pérdidas de energía y potencias incurridas, en la actividad de distribución del suministro eléctrico.

Ahora bien, todos estos ítems mencionados en los puntos anteriores para ser determinados deberán ser objeto de un estudio, a fin de precisar los valores correspondientes a los costos de cada actividad realizada para proporcionar el suministro eléctrico de distribución.

Las Empresas de Distribución de Energía Eléctrica, ya sea conjuntamente o en forma separada, con la Comisión Nacional de Energía, podrán encargar la realización de estudios de costos. Sin embargo cabe precisar, que en el caso de las Empresas de Distribución, se trata esta de una facultad, que podrán ejercer o no. Mientras que la Comisión Nacional de Energía, tendrá la obligación de efectuar el referido estudio a fin de determinar los valores agregados de distribución.

Por otra parte las distribuidoras de electricidad, deberán contratar los estudios de los costos a una empresa consultora, elegida de común acuerdo por empresas de distribución, (si se trata de un estudio encargado en forma conjunta), de una lista previamente acordada con la Comisión Nacional de Energía. Cabe recalcar, que este estudio se encargará respecto de las áreas típicas de distribución ya definidas por la CNE.

Respecto de los informes entregados por la empresa consultora, podrán ser éstos revisados por la CNE. La cual podrá formular observaciones a los resultados de los estudios realizados por las Empresas de Distribución. Sin embargo, si no hay acuerdo entre la CNE y las empresas de distribución respecto de los resultados de los estudios mandados a realizar por las mismas, primará el criterio de las empresas de distribución.

Posteriormente la CNE efectuará el cálculo, para cada zona típica de distribución, en base al promedio aritmético ponderado de los valores agregados de distribución, resultantes de los estudios efectuados por la misma y de las empresas de distribución.

La forma de ponderación de los estudios será la siguiente:

- 2/3 para los VAD que resulte del estudio encargado por la CNE.
- 1/3 para los VAD que resulte de los estudios efectuados por las empresas en su conjunto o individualmente encargados por las mismas.

El VAD ponderado corresponderá al VAD, determinado para cada zona típica de distribución. (Art. 183 LGSE).

### **2.5.5 Aplicación de las Tarifas Básicas Preliminares y Evaluación de la Rentabilidad económica asociada a ellas.**

Una vez determinados los valores agregados de distribución resultantes de la ponderación de las cifras arrojadas por los estudios encargados tanto por la CNE como por las Empresas de Distribución, adicionaremos a ellos el precio nudo que corresponda. De tal forma que la CNE estructurará una serie de tarifas básicas preliminares, que constituyan una combinación de los valores indicados precedentemente.

El objetivo de establecer este procedimiento para el cálculo de la tarifa final, radica en la necesidad de que la misma refleje para cada mercado, los costos de los recursos empleados utilizados en las fases de generación, transporte y distribución de energía.

Respecto de este último punto cabe precisar, que la tarifa básica preliminar no es una sola, en efecto existirán tantas tarifas básicas preliminares como empresas y sectores de distribución de cada empresa se hayan definido. (Art. 187 LGSE).

### **2.5.6 Tasa de Rentabilidad Económica.**

La tasa de rentabilidad económica tiene el objetivo de establecer una base de comparación entre la marginación anual en un periodo de 30 años y los valores nuevos de reemplazo (Incluyendo los aportes de terceros). En otras palabras, se establece un paralelo entre los márgenes de utilidades del respectivo ejercicio anual, versus los costos debidamente actualizados de inversión en infraestructura.

Una vez determinada por la CNE las tarifas básicas preliminares, que constituyen la suma del Precio Nudo con los valores agregados de distribución. Éstas deberán ser aplicadas por el conjunto de empresas concesionarias de distribución, de tal forma que el margen de utilidad económica antes de impuestos a utilidades, obtenido por cada una de las empresas concesionarias, no difiera en más de cuatro puntos de la tasa del 10% real anual. (Art. 185 inciso 2º LGSE).

Luego la LGSE dispone el procedimiento a través del cual las empresas concesionarias del servicio de distribución efectuarán el cálculo de la tasa de rentabilidad económica, el cual contempla los siguientes pasos:

1. La CNE deberá informar a las empresas concesionarias del servicio de distribución, la formulación de las tarifas básicas preliminares, a fin de que las mismas las analicen.

2. Cada una de las empresas concesionarias del servicio público de distribución, determinará e informará a la CNE, los ingresos que habría percibido con las tarifas calculadas por la Comisión, si éstas hubiesen sido aplicadas a la totalidad de los suministros, efectuados mediante sus instalaciones de distribución en el año calendario inmediatamente anterior. De esta forma las empresas deberán justificar los valores así obtenidos y adjuntar los antecedentes que les solicite la CNE. Al respecto.

3. A partir de los Valores Nuevos de Reemplazo de las instalaciones de distribución y de los costos de explotación correspondientes a la actividad de distribución, los que serán comunicados por la Superintendencia, la Comisión calculará la tasa de rentabilidad económica agregada del conjunto de todas las instalaciones de distribución de las empresas, considerándolas como si fueran una sola, y teniendo como presupuesto que durante un lapso treinta años, mantienen constantes ingresos y costos, determinados ambos, de acuerdo al procedimiento señalado en el artículo anterior. En este sentido, el valor residual de las instalaciones se tomará igual a cero.

Agrega el Art. 185 inciso final de la LGSE, si en el cálculo de la tasa de rentabilidad económica agregada, una empresa obtiene ingresos superiores al cincuenta por ciento de los ingresos agregados totales, se reducirá el factor de ponderación de dicha empresa de modo que no sobrepase el cincuenta por ciento.

### **2.5.7 Determinación del Valor Agregado Definitivo y Estructuración de las fórmulas tarifarias definitivas.**

El Art. 186 de la LGSE, establece que los valores agregados, aceptados de acuerdo al procedimiento descrito, serán corregidos para cada empresa distribuidora de modo de descontarles la proporción del valor Nuevo de Reemplazo de instalaciones aportadas por terceros que tengan en relación al VNR de todas sus instalaciones de distribución.

Cuando la ley se refiere al Valor Nuevo de Reemplazo, se refiere al costo de renovar todas las obras, instalaciones y bienes físicos destinados a dar el servicio de distribución, en las respectivas concesiones.

Se incluye para su cálculo:

- a. Los intereses.
- b. Los derechos.
- c. Los gastos

- d. Las indemnizaciones pagadas para el establecimiento de las servidumbres utilizadas.

Una vez corregidos los valores, al valor resultante se le adicionará la anualidad necesaria para renovar dichos aportes. De esta manera se obtiene el Valor Agregado Definitivo para cada área de distribución, de cada una de las empresas de distribución.

Para los efectos del cálculo señalado anteriormente, se considerarán las instalaciones aportadas por terceros, que las empresas registren al 31 de Diciembre del año de publicación de la presente ley.

### **2.5.8 Procedimiento administrativo a seguirse para la fijación de fórmulas tarifarias de distribución.**

Cuando hablamos de procedimiento administrativo, queremos significar con ello, el aspecto formal en la determinación de las tarifas. Vale decir, este análisis tiene por objetivo indagar cuales son los entes administrativos que intervienen en la determinación de las tarifas a clientes regulados, plazos que han de respetarse por los mismos, así como también las posibilidades de impugnación de los resultados a los que se arribe, como consecuencia de la aplicación de un procedimiento administrativo de esta índole.

Al ser concebido como un procedimiento, implica una serie de fases, que culminan con la dictación del Decreto Supremo dictado por el Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción. Sin embargo, con anterioridad a tal acto, podemos claramente distinguir las siguientes etapas:

#### **2.5.8.1 Determinación de las bases para efectuar los estudios de Costos. (Art. 187 LGSE).**

La CNE antes del término de 6 meses del periodo de vigencia de las fórmulas tarifarias, comunicará a las empresas concesionarias de distribución, las bases sobre las cuales se efectuará el estudio para establecer las fórmulas tarifarias del periodo siguiente. Junto con establecer las fórmulas tarifarias, la CNE acordará con las distribuidoras, las empresas consultoras elegibles por las mismas, para efectuar los estudios de costos encargados por ellas.

Posteriormente, agrega la ley, en el plazo de 15 días contados desde la recepción de las bases con arreglo a los cuales deberán efectuarse los estudios, las empresas comunicarán a la Comisión, sus observaciones respecto de las áreas típicas de distribución, que la CNE hubiere establecido para efectuar el referido estudio.

La Comisión tendrá un plazo de 15 días para aceptar o rechazar las observaciones efectuadas por las empresas.

Finalmente el Art. 187 inciso final de la LGSE, señala que las empresas de distribución podrán contratar conjunta o separadamente el estudio de los valores agregados de distribución, en conformidad lo disponen los artículos 182 y 183 de la LGSE.

#### **2.5.8.2 Escenarios Posibles, respecto de la presentación de estudios por parte de las empresas de distribución a la CNE.**

Las empresas de distribución tienen la facultad de presentar los referidos estudios, siendo así se trata de una posibilidad que las mencionadas empresas podrán ejercer o no. En cambio tratándose de la CNE, ésta tiene la obligación de encargar los referidos estudios respecto del VAD.

Por tanto, los escenarios posibles son los siguientes:

- a. Las empresas de distribución encargan la realización de los estudios de los VAD, sin embargo si estos estudios no se ajustan a las bases fijadas por la CNE. Los informes aportados por las distribuidoras no serán considerados en la fijación de las tarifas. Sin perjuicio de los recursos que las mismas puedan ejercer, en el evento que se estimen perjudicadas.
- b. La Comisión revisará los estudios aportados por las Empresas que hayan cumplido con los requisitos establecidos en las bases.
- c. En el evento que las empresas no encarguen estudio alguno o bien sean éstos declarados fuera de las bases. Los Valores Agregados de Distribución se fijarán de acuerdo a los estudios aportados por las empresas a quien la CNE encargue los referidos informes.

Ya sea que la CNE tome en consideración los informes presentados por las empresas distribuidoras, corresponderá ahora que la misma fije los Valores Agregados de Distribución y estructure las tarifas básicas preliminares, cuestión que veremos a continuación.

#### **2.5.8.3 Fijación de los VAD y Estructuración de las Tarifas Básicas Preliminares.**

Antes de dos meses del término del periodo de vigencia de las fórmulas tarifarias, las empresas enviarán a la Comisión un informe que contenga los resultados del o los estudios que ellas

hayan encargado. Dentro de los 15 días posteriores a la entrega de los informes por parte de las empresas distribuidoras, la CNE informará a las mismas, los valores agregados ponderados y las tarifas básicas preliminares.

### **2.5.9 Empresas de Distribución efectuarán análisis de las tarifas básicas preliminares y evaluarán los ingresos asociados a ellas.**

Dentro de los 15 días siguientes a la comunicación efectuada por la CNE a las empresas de distribución, éstas informarán a la Comisión, los ingresos a que daría origen la aplicación de las tarifas básicas preliminares.

### **2.5.10 CNE determina los VAD definitivos y establece en base a ellos las fórmulas tarifarias definitivas.**

Determinados los valores nuevos de reemplazo de las instalaciones de distribución, agregaremos a ellos los costos de explotación relativos a la actividad de distribución, ambos comunicados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, más la información comunicada por las empresas distribuidoras referente a los ingresos que éstas obtendrían, si las tarifas básicas preliminares se hubieran aplicado a todos los suministros efectuados mediante instalaciones de distribución, en el año calendario inmediatamente anterior.

Una vez calculada la tasa de rentabilidad económica agregada, debe compararse esta tasa, con la tasa de actualización del 10% real anual. Y en el evento que las tarifas básicas preliminares determinadas, permitan al conjunto agregado de instalaciones de distribución obtener una tasa de rentabilidad económica antes de impuestos a utilidades, que no difiera en más de 4 puntos de la tasa de actualización del 10% real anual, los valores agregados que les dan origen serán aceptados. En caso contrario, los valores deberán ser ajustados proporcionalmente de modo de alcanzar el límite más próximo, ya sea superior o inferior. (Art. 185 LGSE).

Posteriormente la CNE efectuará los ajustes de los valores agregados aceptados para cada empresa distribuidora. Este ajuste se practica, descontando la proporción del valor nuevo de reemplazo, de las instalaciones aportadas por terceros, pertenecientes a éstos, en relación al valor nuevo de reemplazo de todas las instalaciones de distribución, adicionando la anualidad

necesaria para renovar dichos aportes. El valor resultante de esta fórmula será el valor agregado definitivo.

Una vez determinado el valor agregado definitivo, la CNE procederá a calcular las fórmulas tarifarias definitivas para cada empresa y sector de distribución.

### **2.5.11 Informe Técnico de la CNE.**

Antes de 15 días del término del periodo de vigencia de las fórmulas tarifarias, la CNE informará al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, las fórmulas tarifarias para el periodo siguiente, acompañadas del respectivo informe técnico. (Art. 189 LGSE).

### **2.5.12 Dictación por parte del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción del decreto que contiene las fórmulas tarifarias de distribución. Periodo de Validez de las fórmulas tarifarias.**

El Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción fijará las fórmulas tarifarias mediante decreto supremo, y lo publicará en el Diario Oficial antes del término del periodo de vigencia de las fórmulas tarifarias anteriores. Por otra parte, a más tardar, dentro de los 30 días siguientes a la publicación del respectivo decreto tarifario, la Comisión deberá hacer públicos, por un medio electrónico, los contenidos básicos de los estudios de los costos de la Comisión y de las empresas, así como todos los antecedentes relevantes del proceso de fijación de tarifas de distribución.

Finalmente es importante recalcar que las fórmulas tarifarias tendrán una duración de 4 años. No obstante lo cual, existen casos en que la fórmula tarifaria tendrá una vigencia menor, en el evento que ocurra uno de los siguientes hechos:

1. Se produjere una variación acumulada del IPC superior al 100%.
2. Que la tasa de rentabilidad económica antes de impuestos a utilidades, para el conjunto de las empresas distribuidoras, difiera en más de 5 puntos de la tasa de actualización.
3. O bien, puede acontecer que antes del término del periodo de cuatro años de vigencia de las fórmulas tarifarias, se produzca un acuerdo unánime entre las empresas de distribución y la CNE, para efectuar un nuevo estudio de las tarifas.

En los dos primeros casos, la CNE deberá efectuar un nuevo estudio, a menos que las empresas de distribución y la CNE acuerden ajustar la fórmula original.

Si se efectúa un nuevo estudio, éste tendrá vigencia hasta completar el periodo de 4 años. (Lo cual se aplica a los tres casos mencionados). Art. 187 LGSE.

Vencido el periodo de vigencia de las fórmulas tarifarias, éstas continuarán vigentes, incluidas sus cláusulas de indexación, mientras no sean fijadas las nuevas fórmulas<sup>34</sup>.

## **2.6 INTEGRACION VERTICAL EN EL SECTOR ELECTRICO.**

La existencia de la integración vertical en materia energética es un aspecto que ha sido largamente discutido, tanto en Chile como en el resto del mundo.

Pero cabe preguntarse: ¿porqué resulta tan atractivo construir el mercado en forma vertical e integrada?

Gran parte de la doctrina, en especial, Alexander Galetovic<sup>35</sup>, nos dicen que es en razón de la composición propia de la industria eléctrica, la cual se divide en tres tramos o etapas, cuales son de generación, distribución y transmisión, con su posterior comercialización a los usuarios finales, y por tanto para llegar a éstos, es imposible prescindir del uso de transmisión de alta tensión y de la distribución de la electricidad en cada uno de los centros de consumo.

Tradicionalmente se ha señalado la existencia de economías de escala en cada uno de los tres tramos mencionados, y que su integración vertical permite el aprovechamiento de economías de

---

<sup>34</sup> Ver Eugenio Evans Espiñeira, Carolina Seeger Caerols: Derecho Eléctrico.

<sup>35</sup> Profesor de la Universidad de Chile.

ámbito<sup>36</sup>. Por tanto se establece la conveniencia de que una sola empresa sea la dueña y operadora de las tres etapas.

Ahora bien y como se analizó previamente, el sistema establecido en Chile a partir de los años ochenta, concibió un sistema separado funcionalmente, con un mercado independiente de generación y regulando también en forma separada a la transmisión y la distribución.

Sin embargo es posible el surgimiento de integración vertical entre empresas generadoras y transmisoras, lo cual ha sido constantemente criticado por los expertos del sector eléctrico. Incluso ha habido importantes fallos antimonopolios referentes a este tema, como aquel a través del cual se ordenó la separación del transmisor Transelec, del principal generador, ENDESA, obligando a ésta a vender dicha empresa.

Con todo, se dan argumentos a favor de la integración vertical en el sector eléctrico, como por ejemplo, que vendría a impedir el comportamiento oportunista, razón por la cual se invertiría en forma más eficiente, esto porque la gran parte de las inversiones en cada una de las etapas del iter son costos hundidos y las inversiones son específicas entre sí mismas. Se argumenta que una planta generadora no tendría un mayor valor, sin un sistema de transmisión y distribución.

Por cierto, no es posible señalar que la integración vertical sea negativa per se, pero es necesario establecer una regulación adecuada, es decir, no será necesario prohibir la integración vertical, si no limitarla con el fin de que los cargos de acceso a las etapas de transmisión y distribución aumenten el atractivo de la integración para extender el poder de mercado hacia la generación y la distribución.

---

<sup>36</sup> Economía de Ámbito: Esta existe cuando el costo de dos o más actividades es menor si se producen conjuntamente.

Ahora bien, desde una perspectiva negativa y como es de suponer, dicho fenómeno estimula la discriminación, por tanto los mayores beneficios provenientes de la separación vertical provienen de las mejores condiciones para la competencia en el mercado de generación o en el de comercialización y permite que tenga efecto el mecanismo de la empresa más eficiente e incluso las empresas entrantes tenderán a invertir más en tecnología con el fin de ingresar de mejor forma.

En definitiva el legislador chileno ha optado por un sistema de separación vertical, beneficiando la competencia y asegurando el costo mínimo a través de la regulación de los cargos de acceso, los denominados peajes, entre las generadoras y las distribuidoras a fin de que éstas no puedan abusar del poder monopólico que podrían llegar a obtener.

## **CAPÍTULO III y IV.**

# **“PROBLEMÁTICA ENERGÉTICA EN CHILE; ANÁLISIS LEGAL Y ECONÓMICO”.**

### **3) La Matriz Energética Chilena:**

**3.1 Hidroelectricidad.**

**3.2 Termoelectricidad.**

### **4) La Renovación Energética:**

**4.1 Los Costos y Beneficios de la Implementación de la Energía Nuclear en Chile.**

**4.2 Energías Renovables no Convencionales.**

### **3.1 Hidroelectricidad.**

La energía hidroeléctrica es aquella que se obtiene del aprovechamiento de las energías cinética y potencial de la corriente de ríos, saltos de agua o mareas<sup>37</sup>. En esta oportunidad excluirémos el desarrollo del aprovechamiento de corrientes marinas.

Por tanto, diremos que la hidroelectricidad es la que obtiene energía mediante el aprovechamiento de energía cinética y potencial de la corriente de ríos o saltos de agua, mediante la desviación del cauce de río o mediante el estancamiento de agua en diques o represas, y que se produce en centrales hidroeléctricas.

La generación de este tipo de energía, estará directamente relacionada con los ciclos o flujos hídricos y con el lugar donde se emplace la central hidroeléctrica.

La energía hidroeléctrica representa un 19% de la generación total de energía eléctrica en el mundo, si bien su relevancia depende de cada país. En 24 países, más del 90% de la energía que se genera es hidroeléctrica, mientras que en otros no se genera este tipo de energía.<sup>38</sup>

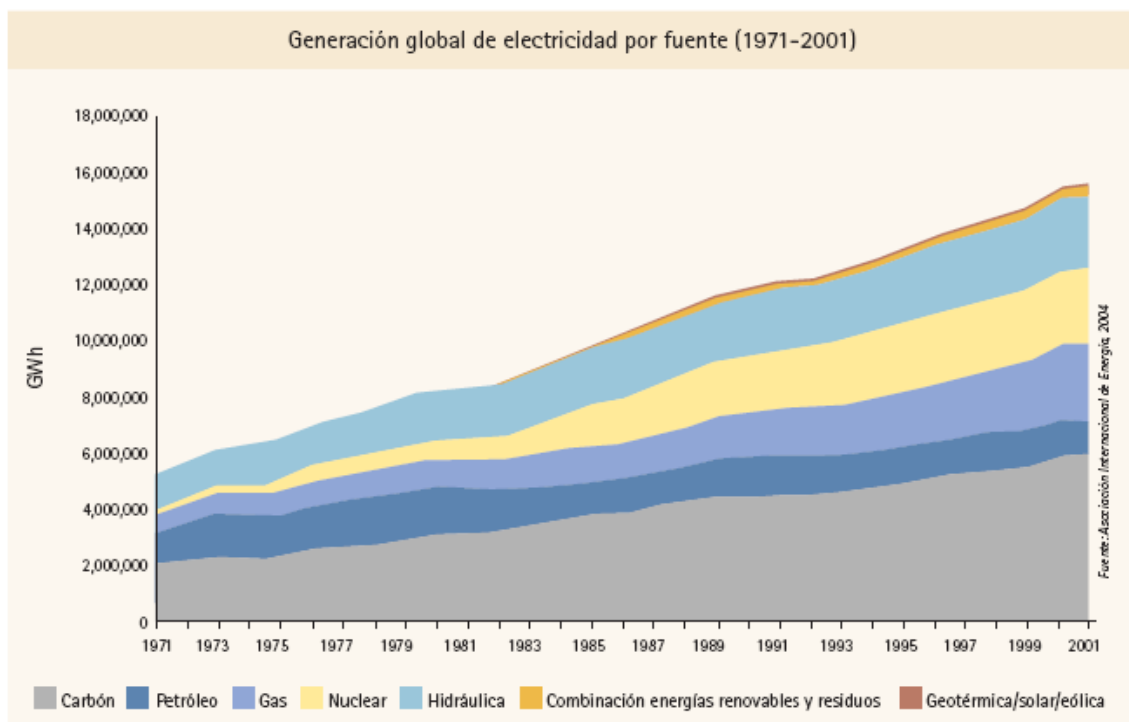
La energía hidroeléctrica aporta flexibilidad a las redes nacionales, por su capacidad de satisfacer repentinas demandas. Las centrales hidroeléctricas en el curso de los ríos son limpias, asequibles, y proveedoras de energía renovable y sostenible, independientemente de su tamaño. Sin embargo, los proyectos de generación hidroeléctrica que implican la construcción de grandes represas pertenecen a una categoría distinta. Aún sigue sin haber unanimidad alrededor del

---

<sup>37</sup> <http://es.wikipedia.org/wiki/Hidroelectricidad>

<sup>38</sup> Segundo Informe de Naciones Unidas Sobre el Estado del Recurso Hídrico a Nivel Mundial. Año 2006. <http://unesdoc.unesco.org/images/0014/001444/144409S.pdf>

mundo sobre la conveniencia de clasificar estos proyectos como suministradores de energía renovable y si deberían ser una inversión prioritaria en los países en vías de desarrollo.<sup>39</sup>



Como señalamos anteriormente, para la generación de este tipo de energía se requieren Centrales Hidroeléctricas, lo cual nos lleva a hablar de dos tipos de importancia, que son, las centrales de pasada y las centrales de represas o agua estancada. Deteniéndonos principalmente en el funcionamiento de las centrales de represas.

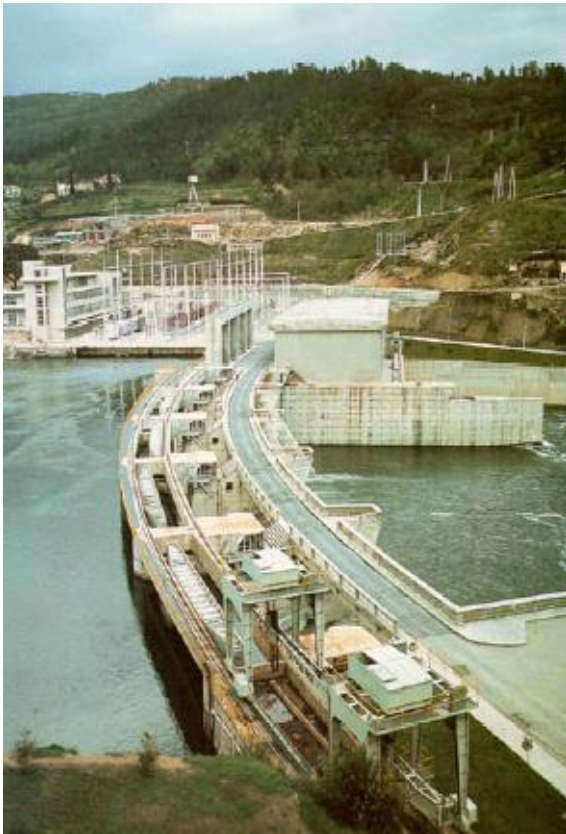
<sup>39</sup> Segundo Informe de Naciones Unidas Sobre el Estado del Recurso Hídrico a Nivel Mundial. Año 2006. <http://unesdoc.unesco.org/images/0014/001444/144409S.pdf>

### 3.1.1 Centrales Hidroeléctricas.

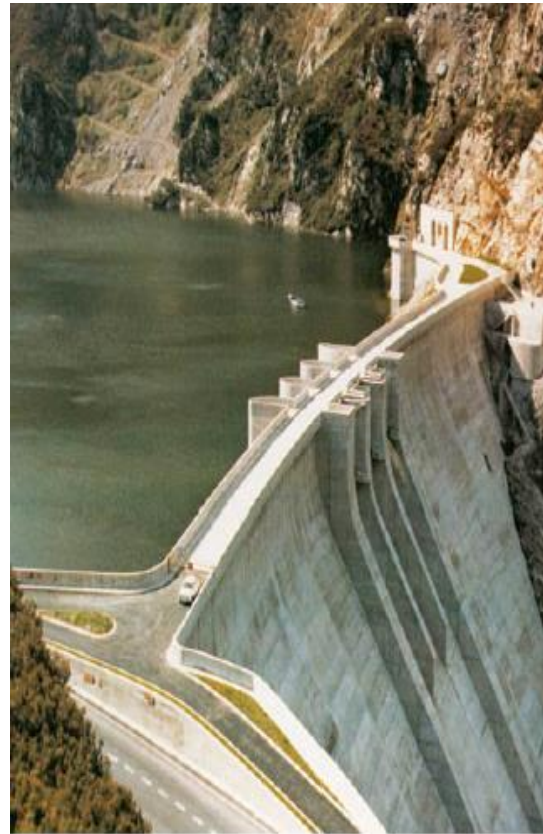
Son aquellas que producen energía eléctrica mediante el aprovechamiento de la energía hidráulica.

Las centrales Hidroeléctricas pueden aprovechar el agua, mediante la desviación de un cause de río, o bien mediante el represamiento del agua en diques o represas. De aquí nace la distinción entre Centrales de Pasada o Centrales de Embalse, ambas existentes en nuestro país.

**Central de Pasada o Aguas Libres**



**Central de Embalse o Represa**



- Centrales de Pasada: Son aquellas que generan energía aprovechando directamente el paso del caudal del río a través de una pendiente, así su capacidad de generación va a depender de las características topográficas y del escenario pluviométrico. Por tanto, no requieren la construcción de represas o embalses, sin embargo en razón de lo mismo se

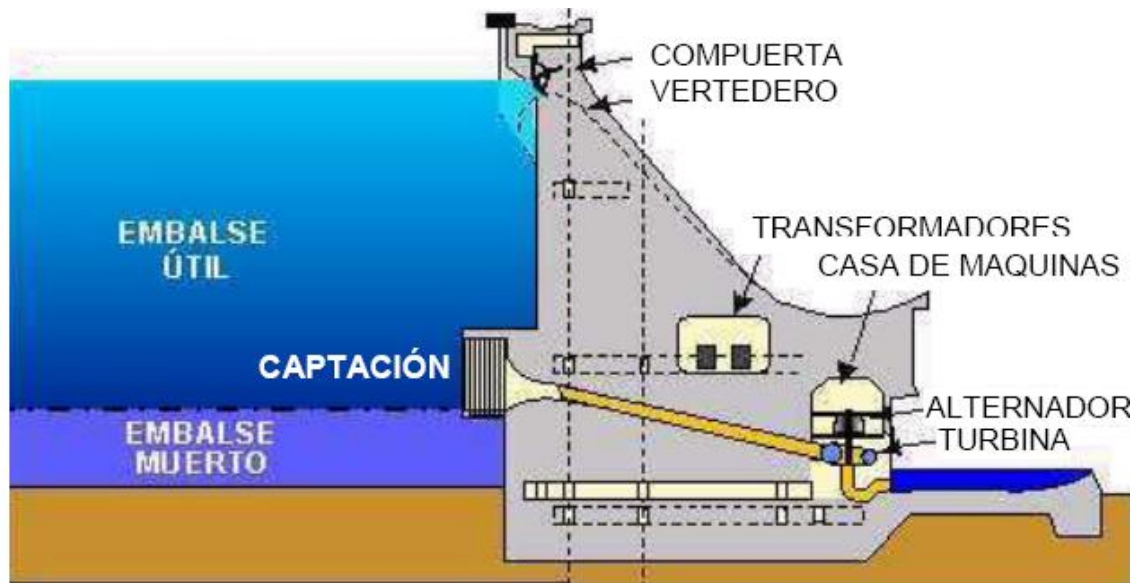
ha señalado que no serían una fuente confiable de generación, su costo marginal de operación sería igual a 0.

- Centrales de Embalse: Son aquellas que requieren la construcción de represas que permitan acumular grandes volúmenes de agua en embalses, existiendo la necesidad de inundar extensas zonas geográficas, siendo ésta característica la cual les otorga la capacidad de regular la energía generable. Respecto de ellas el costo marginal de operación estaría dado por el valor del agua.

¿Cómo operan?<sup>40</sup> Concentrando grandes cantidades de agua en un embalse se obtiene inicialmente **energía potencial**. Por la acción de la gravedad, el agua adquiere energía cinética o de movimiento. A la energía desarrollada por el agua al caer se le denomina **energía hidráulica**. Por su masa y velocidad, el agua produce un empuje que se aplica a las turbinas, las cuales transforman la energía hidráulica en **energía mecánica**. Esta se propaga a los generadores acoplados a las turbinas. Los generadores producen energía eléctrica, la cual pasa a la subestación contigua o cerca de la planta. La subestación eleva la tensión o voltaje para que la energía llegue a los centros de consumo con la debida calidad. Proceso conducido en su totalidad desde una sala de control de la casa de máquinas.

---

<sup>40</sup> La Energía Hidroeléctrica. Material Cátedra Luis Restrepo Arango. Universidad Nacional de Medellín. Año 2007. <http://www.valenciad.com/Proyectos/hidroelectricidad.pdf>



Esquema General de una Central Hidroeléctrica

### 3.1.2 Debate en torno a este tipo de fuente energética.

El desarrollo de este tipo de energía ha generado un creciente debate desde hace ya varias décadas, originado en la discusión acerca de la conveniencia ambiental y económica de las grandes represas, siendo hoy uno de los asuntos más controvertidos en materia de desarrollo sustentable.

Se entiende por grande represa<sup>41</sup>, aquella que tiene un altura mínima de 15 metros desde los cimientos, o bien, de 10 a 15 m de altura con un embalse de más de 3 millones de m<sup>3</sup>. Según estos parámetros, existirían a la fecha más de 45.000 represas en el mundo.<sup>42</sup>

Las grandes represas eléctricas que han permitido generar energía a gran escala surgieron a partir del siglo XX, como uno de los mecanismos mas importantes y visibles para la gestión de recursos hídricos, de ellos, se ha derivado un gran aporte al desarrollo humano, proporcionando grandes beneficios, así estimaciones sugieren que dentro del 30 o 40% de las tierras irrigadas de

<sup>41</sup> Comisión Internacional de Grandes Represas (ICOLD)

<sup>42</sup> Informe de la Comisión Mundial de Represas. Año 2000.

todo el mundo dependen de represas y que estas generan alrededor del 19% de la electricidad mundial.

No obstante estos beneficios, en los últimos 50 años se ha detectado que estas construcciones pueden aparejar algunos perjuicios sociales y ambientales, así grandes represas han fragmentado y transformado ríos del mundo, y se estima que han desplazado entre 40 y 80 millones de personas.<sup>43</sup>

Se argumenta por quienes están a favor de las grandes represas; las demandas del desarrollo económico y social que las represas intentan satisfacer, como irrigación, electricidad, control de inundaciones y suministro de agua. Sus opositores en cambio, señalan los impactos adversos como lo son, la carga del endeudamiento, el sobre-costos, el desplazamiento y empobrecimiento de personas, la destrucción de importantes ecosistemas y recursos pesqueros, y la inequitativa distribución de costos y beneficios.<sup>44</sup>

Nuestro país no ha estado ajeno a este debate, debido a la existencia de una serie de proyectos de desarrollo hidroeléctrico en la zona sur, alguno de ellos se emplazarían en terrenos indígenas, y otros en terrenos de alto valor turístico como lo constituirían los proyectos de mega represas en la zona de Aysen. Respecto de estos últimos, ha surgido un importante debate, en el cual organizaciones nacionales e internacionales han iniciado una campaña con fuerte incidencia en la opinión pública, "Patagonia Sin Represas", en la que se oponen a dicho proyecto argumentando el gran impacto que se ocasionaría a los ecosistemas de Patagonia, el perjuicio a una actividad importante de la zona, cual es el turismo que se desarrolla a un 10% anual, y sobre todo la opción de seguir desarrollando un turismo de alto nivel, actividad que se vería

---

<sup>43</sup> Informe de la Comisión Mundial de Represas. Año 2000.  
[http://www.dams.org/report/wcd\\_informe.htm](http://www.dams.org/report/wcd_informe.htm)

<sup>44</sup> Informe de la Comisión Mundial de Represas. Año 2006

mermada significativamente con la contaminación escénica que provocaría la construcción de mega represas y la construcción de la línea de transmisión más grande del mundo, que atravesaría los paisajes del lugar.

### **3.1.3 ¿Qué sucede en Chile?.**

El sistema eléctrico chileno, ha sido configurado en base al principio de eficiencia que rige la mayor parte de las actividades económicas, de esta manera, la matriz energética ha sido configurada a fin de privilegiar aquellas fuentes de generación que operen al menor costo posible.

Entendiendo lo anterior, resulta lógica la preponderancia de la generación hidráulica en el recorrido de nuestra matriz energética, así cerca de la mitad del aprovechamiento del agua en nuestro País, es en hidroelectricidad, existiendo aun en nuestros días un potencial de 20 GW para producir energía eléctrica.

Cabe señalar, que los derechos de agua en nuestro país son concedidos a perpetuidad y pasan a ser propiedad del adquirente lo cual, de conformidad con el teorema de Coase, es beneficioso puesto que existe una determinación de los derechos que da confianza a los inversionistas, motivando a la industria.

Sin embargo, durante los años noventa, se comenzó a privilegiar el establecimiento de centrales termoeléctricas de ciclo combinado en virtud del gas natural proveniente de Argentina, el que se consideraba abundante y de bajo costo, pero la crisis macroeconómica que ha sufrido este país freno el envío de dicho combustible, encareciendo el costo de la producción de electricidad, puesto que, dichas centrales debieron comenzar a funcionar a base de petróleo diesel, cuyo

precio también a montado en el ultimo tiempo, a virtud de los vaivenes internacionales, lo anterior reposicionó a la hidroelectricidad como la principal y más conveniente fuente de generación eléctrica.

### 3.1.4 Ventajas de la Hidroelectricidad.

1. No requieren de combustible: Es decir, las centrales hidroeléctricas, conforme a su naturaleza funcionan mediante la fuerza del agua, sin necesidad de otro elemento desencadenante, lo cual además, contribuye a la independencia energética del País.
2. Se trata de una energía limpia y renovable: Se trata de un modo de utilización del agua no consuntivo, es decir, el agua no se consume una vez que pasa por el proceso de transformación de la fuerza hidráulica, siendo devuelta entonces a los cauces de los ríos.
3. Tratándose de centrales tipo embalse, podemos decir que estos vienen a ser multipropósito, muchos sostienen que colaborarían a embellecer el entorno, dando lugar a industrias turísticas, navegación y de corte agrícola.



Represa Hoover, Estados Unidos

4. Una vez construidas, las centrales tienen un bajo costo de mantenimiento y explotación
5. Y en razón de su entidad, las centrales se proyectan para un largo ciclo de vida.

### **3.1.5 Desventajas de la Hidroelectricidad.**

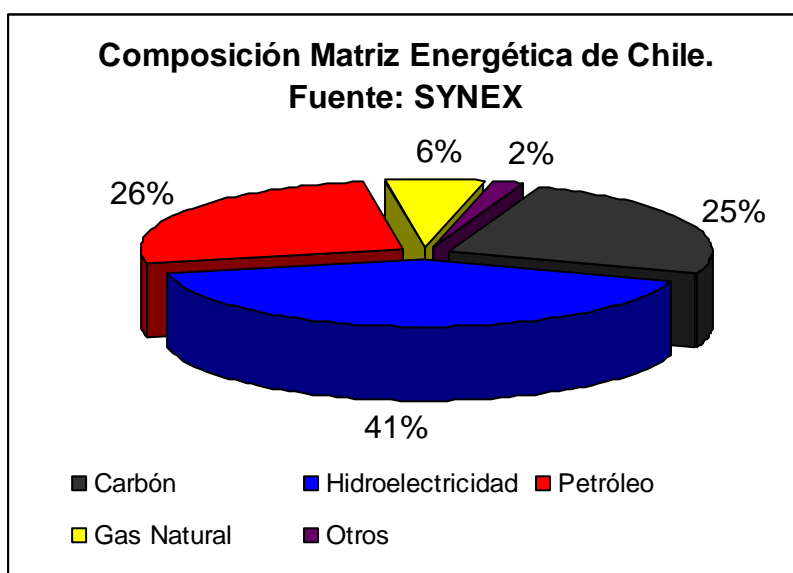
1. Los emplazamientos de las centrales se encuentran ubicados lejos de los centros de consumo, por tanto, se encarecen los proyectos, puesto que muchas veces es menester considerar conjuntamente la construcción de líneas de transmisión.
2. Quizás su punto más débil se encuentra en que están sometidos a la variabilidad hidrológica, es decir, dependen de la pluviometría de la zona en la cual se encuentran para funcionar, lo cual, hemos dicho, ha causado graves perjuicios a nuestro sistema, recordando las sequías del 98/99 y de los años recientes.
3. Tienen largos periodos de construcción: Se trata de obras de tremenda envergadura, razón por la cual los proyectos pueden demorar hasta 10 años desde que son concebidos hasta la puesta en marcha de la central ideada.
4. Fuertes requerimientos ambientales: Muchas veces, la construcción de las centrales trae aparejada la alteración del medio ambiente que la rodea, lo cual es objeto de numerosas y fuertes oposiciones de parte de grupos ambientalistas, en Chile, por lo demás, se suma la oposición de los grupos indigenistas, cuando dichos proyectos han sido emplazados en lo que ellos llaman sus tierras ancestrales, es preciso recordar, el conflicto en la construcción de central Ralco y en la actualidad el proyecto de hidroaysen.
5. Altos costos de capital por Kw. instalado, en un principio, y por los motivos antes expuestos, el emplazamiento de las centrales tiene una alta inversión inicial

### 3.2 Centrales Termoeléctricas.

Generan aproximadamente el 57%<sup>45</sup> de la electricidad consumida en Chile, pero son también importantes focos de emisiones de contaminantes.

Las centrales termoeléctricas son uno de los pilares básicos de la producción eléctrica mundial. En tiempos de crisis energéticas (como el caso chileno actual), han sido un pilar fundamental para garantizar el suministro eléctrico, como también para evitar el alza excesiva de los precios de la electricidad.

Sin embargo, se critica a este tipo de centrales, por las perjudiciales consecuencias que pueden ocasionar en el medio ambiente, principalmente por la liberación de gases dañinos para el aire y los suelos. Así como también por la liberación de cenizas, factor contaminante del aire y del agua.



#### 3.2.1 Contaminación de las Centrales Termoeléctricas.

El proceso tradicional de las centrales termoeléctricas de turbina de vapor, se inicia con el almacenamiento de combustible y su envío en forma regulada a los quemadores. El combustible en primer término es mezclado con aire precalentado para posteriormente ser quemado para calentar el agua contenida en las calderas. Existiendo dos tipos de quema de combustibles:

<sup>45</sup> Reportaje diario "La Tercera", Jueves 3 de Julio de 2008. Exposición de Sebastián Bernstein, fuente SYNEX.

**Quema Horizontal:** Los quemadores son dispuestos en forma horizontal en la pared frontal del horno, o bien en las paredes frontal y trasera. Este sistema se caracteriza por la formación de llamas múltiples.

**Quema Tangencial:** El combustible y el aire son introducidos al horno por medio de quemadores instalados en sus cuatro lados y en varios niveles. Este sistema proporciona una llama única, que da una mayor estabilidad de combustión, previniendo altas temperaturas causante de la formación de óxidos de nitrógeno.

vez que el agua contenida en las calderas, alcanza temperaturas considerables, ésta se evapora hasta alcanzar los niveles de temperatura y presión necesarios para hacer operar la turbina, haciéndola girar. Para lo cual es necesario que el vapor se expanda a través de las fases de alta, media y baja presión de la turbina. El eje del generador acoplado mecánicamente al eje de la turbina, gira con éste, produciendo energía eléctrica<sup>46</sup>. Utilizado el vapor, éste sale de las fases de baja presión de la turbina y se envía al condensador. El condensado se somete luego a un proceso de desaireación y desmineralización, antes de ser enviado a los calentadores de agua de alimentación de la caldera y al economizador (calentador a base de los gases calientes provenientes de los quemadores). Posteriormente se envía de nuevo a la caldera. El agua de reposición de las pérdidas operadas durante el proceso es introducida en el desmineralizador, donde es tratada, antes de enviarla a los calentadores.

El funcionamiento del condensador se logra mediante la utilización del agua de enfriamiento. Básicamente existen tres sistemas de enfriamiento actualmente en uso, en las centrales medianas y grandes:

- **Enfriamiento en circulación abierta:** este sistema utiliza el agua de un río o mar apenas una vez y la devuelve a la misma fuente con una temperatura aumentada en 10 a 15°C. Es el medio más simple y económico, pero está limitado por la falta de agua y por el peligro de polución térmica de la fuente receptora.

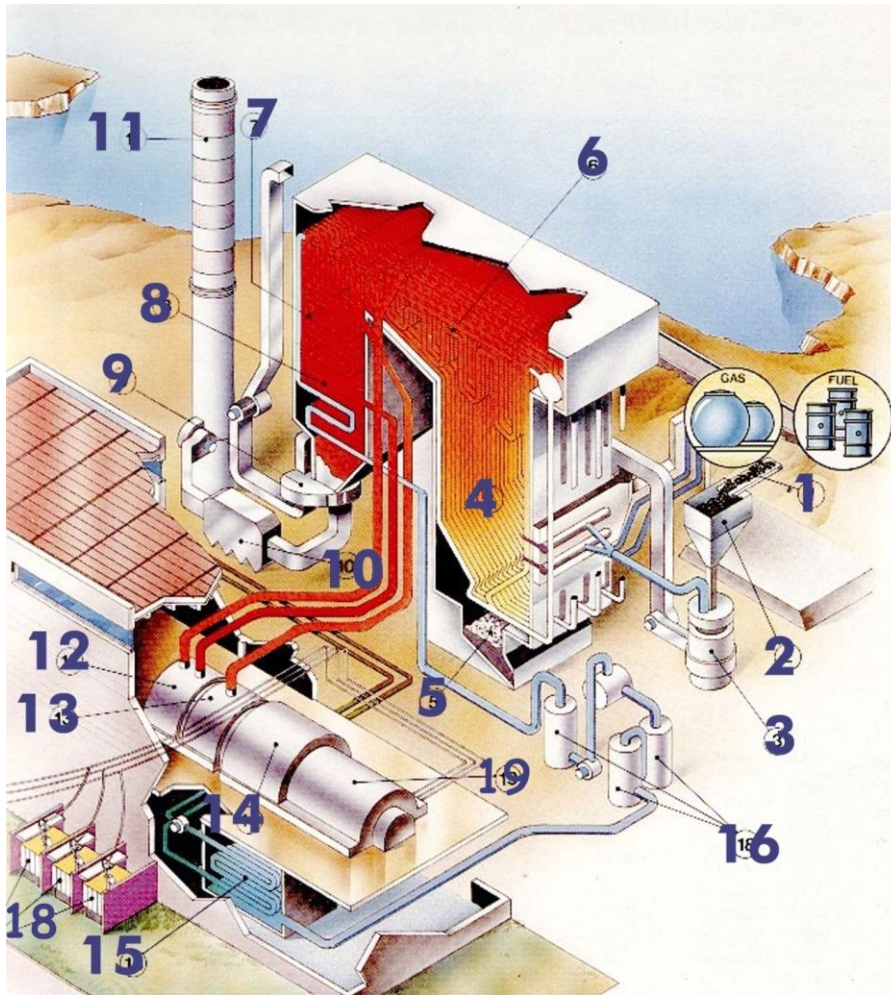


<sup>46</sup> Ver, Texto Caracterización de Proyectos Y Efectos Ambientales, Elaborado por Comisión Nacional de Energía.

· **Enfriamiento por evaporación en ciclo cerrado:** parte del agua es evaporada y la temperatura del agua recirculante baja de nuevo a su valor normal. De esta manera la eliminación de la torre de enfriamiento tendrá también una temperatura normal para el área y no habrá polución térmica. Las características químicas del agua de la torre de enfriamiento dependen de las características del agua captada, del tratamiento químico del agua captada, de los contaminantes presentes en el aire y capturados en la torre y de la presencia de biocidas y compuestos fenólicos naturales que, al combinarse con el cloro, forman compuestos tóxicos.

· **Enfriamiento en seco:** el agua circula dentro de unos tubos metálicos y es enfriada por una corriente de aire natural o forzado.

Las centrales termoeléctricas se han ubicado en Chile, por regla general, en aquellos lugares donde no resulta económicamente rentable generar electricidad a través del recurso hidráulico, en razón de no existir dicho recurso en determinadas localidades, por la topografía, por los elevados costo de inversión, difícil accesibilidad al lugar adecuado, o bien ya sea por razones estratégicas o geopolíticas. De esta manera las principales centrales termoeléctricas se ubican desde la quinta región hacia el Norte del país.



47

1. **Cinta transportadora Tolva**
2. **Molino**
3. **Caldera**
4. **Cenizas**
5. **Sobrecalentador**
6. **Recalentador**
7. **Economizador**
8. **Calentador de aire**
9. **Precipitador**
10. **Chimenea**
11. **Turbina de alta presión**
12. **Turbina de media presión**
13. **Turbina de baja presión**
14. **Condensador**
15. **Calentadores**
16. **Torre de refrigeración**
17. **Transformadores**
18. **Generador**
19. **Línea de transporte de energía eléctrica.**

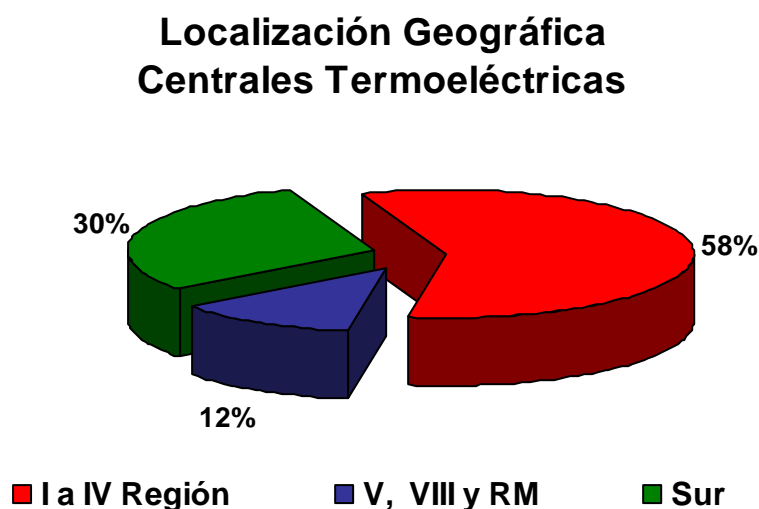
<sup>47</sup> ([www.google.com/http://thales.cica.es/rd/Recursos/rd99/ed99-0226-01/capitulo7.html](http://www.google.com/http://thales.cica.es/rd/Recursos/rd99/ed99-0226-01/capitulo7.html)).

Las principales críticas al funcionamiento de centrales termoeléctricas en nuestro país, radica en la forma de operación de dichas plantas, las cuales al quemar combustibles fósiles, emiten a la atmósfera muchos contaminantes, sobre todo compuestos de azufre (SOx), principalmente SO<sub>2</sub>, causante de lluvias ácidas y problemas de salud; compuestos de nitrógeno (NOx), gas de efecto invernadero y causante del ozono troposférico, peligroso para la salud; compuestos de carbono (el CO<sub>2</sub> es un gas de efecto invernadero); y partículas menores de 10 micras (PM10), con efectos nocivos sobre la salud.

Cabe señalar que no todas las centrales térmicas contaminan en la misma proporción, en efecto, las centrales de carbón emiten cantidades de todos estos gases aproximadamente dos o tres veces mayores que las centrales de ciclo combinado de gas natural.

### 3.2.2 Localización Geográfica de las Centrales Termoeléctricas en Chile.

Si bien las centrales termoeléctricas se encuentran ubicadas en todo el país, de un total de 33 centrales ubicadas entre la I y la XII región, cerca de un 58% se encuentran ubicadas entre la I y V región. Ubicándose las restantes entre la región metropolitana (12%) y el sur del país (30% restante), principalmente VI-VII y VIII<sup>48</sup>. Configurándose el mapa de centrales termoeléctricas del país, de la siguiente forma:



<sup>48</sup> Fuentes Energéticas, Energías Secundarias, Clasificación de Energías. Sitio Web Comisión Nacional de Energía.

**· I Región de Tarapacá:**

EDELNOR S.A (Arica e Iquique), DIESEL.

CELTA (Tarapacá), DIESEL.

EDELNOR S.A (Iquique), FUEL OIL

EDELNOR S.A (Iquique), DIESEL OIL

CELTA (Patache), A VAPOR DE CARBÓN MINERAL.

**· II Región de Antofagasta:**

EDELNOR S.A (Mejillones), DIESEL.

EDELNOR S.A (Antofagasta), FUEL OIL

ELECTROANDINA EX TOCOPILLA (Tocopilla TG1 y TG2), DIESEL OIL.

EDELNOR S.A (Mejillones), GAS NATURAL

ENDESA (Mejillones), GAS NATURAL.

GENER (Salta), GAS NATURAL

EDELNOR S.A, (Mejillones), A VAPOR DE CARBÓN MINERAL

ELECTROANDINA EX TOCOPILLA (Tocopilla), A VAPOR DE CARBÓN MINERAL.

NORGENER (Tocopilla), A VAPOR DE CARBÓN MINERAL.

ELECTROANDINA EX TOCOPILLA (Tocopilla), FUEL OIL

NOPEL (Atacama), A VAPOR DE GAS NATURAL.

**III Región de Atacama:**

ENDESA (Diego de Almagro y Huasco), DIESEL OIL.

GUACOLDA I Y GUACOLDA II (Guacolda), A VAPOR DE CARBÓN MINERAL.

**V Región de Valparaíso.**

GENER (Ventanas y Laguna Verde), A VAPOR DE CARBÓN MINERAL.

ENDESA (Quillota, San Isidro), TÉRMICA CICLO COMBINADO.

COLBÚN (Nehuenco I-II-III), GAS NATURAL, PETRÓLEO DIESEL; GAS NATURAL Y GAS NATURAL, PETRÓLEO DIESEL, respectivamente.

**VII Región, Talca.**

ARAUCO GENERACIÓN (Celco), LEÑA U OTRO.

E. VERDE (Laja y Constitución), LEÑA U OTRO.

### **VIII Región del Bío bío.**

ENDESA (Bocamina), A VAPOR DE CARBÓN MINERAL.

ARAUCO GENERACIÓN (Arauco), LEÑA U OTRO.

PETROPOWER S.A (Petropower), LEÑA U OTRO.

### **X Región de los Lagos.**

ENDESA (Antilhue, Río Azul, Puerto Cisnes, Andrade), DIESEL.

### **XI Región.**

EDELAYSEN (Coyahique y Chile Chico, Puerto Natales, Punta Arenas), DIESEL.

---

### **XII Región.**

EDELMAG S.A (Puerto Porvenir), DIESEL.

EDELMAG S.A (Puerto Porvenir), GAS NATURAL.

EDELMAG S.A (Puerto natales y Punta Arenas), TURBOGAS GAS NATURAL.

### **Región Metropolitana.**

COLBÚN, (Nehuenco), TURBOGAS GAS NATURAL

SAN ISIDRO (San Isidro), TURBOGAS GAS NATURAL

S.E SANTIAGO S.A (Nueva Renca), TURBOGAS GAS NATURAL.

GENER (Renca), A VAPOR DE CARBÓN MINERAL.

Cómo es posible observar, nuestro país tiene un buen número de centrales termoeléctricas, las cuales a su vez, tienen distintas formas de funcionamiento. Diferenciándose dichas formas, en cuanto a los costos de operación de las plantas, (lo cual dependerá de los commodities a utilizar), y del impacto que causan las mismas en el medio ambiente, esto es, tanto en los recursos naturales como en la salud de la población.

Cuando hablamos de impactos, nos referimos a las externalidades, vale decir a la falta de coincidencia entre los costos sociales y privados derivados de una decisión económica o bien los beneficios sociales o privados, derivados del ejercicio de una actividad económica.

Es por ello que para hacer un diagnóstico certero de los costos que han de ser asumidos por la sociedad, producto del emprendimiento de una actividad económica, hemos de determinar primeramente los bienes que son afectados, como consecuencia de la instalación de una Central Termoeléctrica. Para lo cual dividiremos los impactos en dos tipos:

- Impactos Socioeconómicos.
- Impactos sobre los Recursos Naturales, siendo en este último caso los elementos afectados los siguientes:
  - **Agua.**
  - **Aire**
  - **Emisión de Ruidos Molestos.**
  - **Suelos.**

### **3.2.3 Agua.**

La contaminación del agua, puede ser de índole física, química o térmica. Si tomamos como punto de referencia una central tradicional de turbina a vapor, las principales fuentes de polución son:

**Sistemas de Desmineralización:** El proceso de intercambio iónico es frecuentemente utilizado en las plantas térmicas para obtener la desmineralización del agua destinada a las calderas. Para efectos de obtener agua desmineralizada, el principal componente utilizado, es una resina capaz de intercambiar iones. En función del ión a ser intercambiado, la resina puede ser catiónica o aniónica. En la regeneración de resinas catiónicas se usa ácido clorhídrico (HCl) y en las resinas aniónicas soda cáustica (NaOH). Estos compuestos son apenas parcialmente retenidos por las resinas en el proceso de regeneración y por ello, el vertimiento de estos efluentes puede contaminar las aguas.

#### **3.2.3.1 Contaminación del Agua por limpieza de Equipos.**

**Limpieza Interna de Calderas:** La caldera antes de entrar en operación, deben pasar por un proceso de limpieza en dos fases: ácida y alcalina.

En la limpieza ácida de calderas nuevas, se utiliza una solución de ácido clorhídrico (5 a 7%), además de fluoruro de sodio (0.5%), o biofluoruro de amonio, y un inhibidor (0.2%). En este caso se obtiene un efluente de 85 m<sup>3</sup>, calentado a 70°C y con cerca de 6.000 Kg de productos químicos, además de las impurezas removidas (óxido de hierro y sílice).

Posterior a esta limpieza, la caldera normalmente es inspeccionada y sometida a una limpieza complementaria con ácido cítrico (0.6%), el drenaje de esta solución ácida (a temperatura ambiente), representa un volumen de 85 m<sup>3</sup>, con unos 500 Kg. de ácido cítrico. Después de nuevos lavados con agua, se hace una pasivación de la caldera con hidrazina. Esta solución de pasivación no es normalmente drenada, sino que se deja en la caldera y, al inicio de la carga, los excedentes de hidrazina y amoníaco son expelidos con las purgas.

· **Lavado de las partes Externas de la Caldera, de los precalentadores de aire, de las superficies externas del generador de vapor y del calefactor.**

Los metales que están en contacto con el fuego o los gases del horno deben ser limpiados periódicamente (varias veces al día), para eliminar el hollín acumulado. Esta limpieza puede realizarse con vapor de alta presión o con chorros de agua, el caudal del efluente es pequeño pero muy cargado de sólidos fácilmente sedimentables.

Ocasionalmente puede ser necesario, lavar las superficies externas del generador de vapor. El efluente contendrá una gran cantidad de materiales sólidos como cenizas, carbón quemado, material refractario y aditivos de aceite.

Por otra parte, con cierta frecuencia será necesario efectuar el lavado de los calentadores de aire, especialmente cuando estos hayan dejado de funcionar por un periodo prolongado o bien cuando hubiese obstrucción de los calentadores. El efluente contendrá elevadas cantidades de hollín, cenizas, aceite y aditivos, de carácter ácido.

### **3.2.3.2 Contaminación del agua, producto de los sistemas de Refrigeración.**

**Sistemas de Circulación Abierta:** En este caso, la composición química del efluente es similar a la del agua captada, con excepción de cantidades mínimas de óxidos metálicos, debido a la corrosión interna del equipo, y de biocidas.

**Sistema de Refrigeración de Torre Húmeda:** Es factible que el efluente de una torre húmeda tenga contenidos sólidos disueltos del orden de 3 veces del agua captada, además de impurezas provenientes de los productos químicos utilizados.

**Sistemas de Refrigeración en Torre Seca:** en este sistema no hay contacto del agua caliente con el aire refrigerado, de modo que no hay pérdidas por evaporación ni evacuaciones

constantes. No hay polución térmica (ni atmosférica) y la torre puede ser situada en cualquier lugar.

### **3.2.3.3 Drenaje de Pilas a Carbón.**

En plantas de carbón, otra fuente de polución líquida es el drenaje pluvial del carbón almacenado al aire libre. El contacto de los compuestos sulfurosos presentes en el carbón con el oxígeno del aire y con la humedad, provoca la formación de ácido sulfúrico, el cual es lixiviado<sup>49</sup> por las aguas que percolan a través de la pila de carbón, dando lugar a un efluente<sup>50</sup> de pH bajo (alta acidez) y a la disolución de sales inorgánicas y metales presentes en el carbón. De esta forma además de partículas a carbón y otros materiales sólidos insolubles que son arrastrados por la lluvia, el efluente pluvial puede contener altas concentraciones de sales disueltas, metales y aún ácido sulfúrico.

La calidad del efluente drenado de las pilas de carbón depende de su contenido de azufre, del balance azufre/alcálisis y del tiempo desde la última lluvia.

### **3.2.3.4 Efluente del Sistema de Transporte de Cenizas.**

En algunas termoeléctricas a carbón, la retirada de las cenizas se hace mezclándolas con agua y arrastrándolas hasta un área de sedimentación, las cenizas de carbón son potencialmente contaminantes, tanto debido al PH de su drenaje como a la solubilización de los elementos tóxicos presentes en su composición química.

La solubilización de elementos tóxicos es diferente para cenizas volátiles y cenizas residuales. Las cenizas volátiles absorben en su superficie los elementos parcialmente volatizados en el horno, con lo cual la concentración de tales elementos es mayor en estas cenizas que en las residuales, con el agravante que los elementos están disponibles en la superficie. Por lo tanto al transportarlas hidráulicamente hasta su lugar de disposición, las cenizas volátiles presentan un mayor potencial de liberación de elementos tóxicos.

---

<sup>49</sup> Lixiviar; Tratar una sustancia compleja, como un mineral, con un disolvente adecuado para separar sus partes solubles de las insolubles. ([www.rae.es](http://www.rae.es))\*<sup>(5)</sup>:Efluente; Líquido que procede de una planta industrial. ([www.rae.es](http://www.rae.es)).

<sup>50</sup> Informe Comisión Nacional de Energía, sobre caracterización de proyectos y efectos ambientales.

### **3.2.3.5 Otras Aguas.**

Hay otras aguas residuales, susceptibles de contaminar el resto, como son las aguas residuales domésticas, el efluente de laboratorios y las aguas de limpieza del suelo y demás instalaciones.

### **3.2.3.6 Medidas de Reparación del daño Ambiental.**

El impacto de una termoeléctrica sobre los recursos hídricos, puede ser atenuado, mediante el uso de tecnologías conocidas y de bajo costo relativo. Algunas medidas que pueden ser aplicadas para prevenir los impactos, son las siguientes:

**Reutilización del Agua:** Un buen mecanismo para hacer un uso eficiente del agua, es el método de cascada. Mediante el cual el agua fluye de un proceso que exige buena calidad a otro que acepta una menor calidad. Lo cual presenta la ventaja de ser menos la cantidad de agua a tratar, con la consiguiente reducción de las unidades de tratamiento.

Un ejemplo de lo anterior, consiste en que los efluentes de una planta de tratamiento y del drenaje de las pilas de carbón puedan ser utilizados en el transporte de las cenizas residuales, siempre que éstas sean alcalinas, con lo cual se produce una neutralización mutua de los efluentes.

**Efluente del Tratamiento de Aguas:** Los efluentes o líquidos procedentes de una planta de tratamiento, debieran llevarse a una estación general de tratamiento de efluentes. Dicha estación general, debiera contar con un tanque de sedimentación, un removedor de aceites y grasas y un tanque de neutralización. Una vez densificados los lodos, éstos deben disponerse en un relleno convenientemente localizado.

Respecto de los efluentes provenientes de los usos domésticos de la central (sanitarios), éstos debieran llegar a la planta de tratamiento, una vez concluido su tratamiento bacteriológico, pues el elevado contenido de sales permitiría la actividad bacteriana.

El efluente final, debe ser vertido en el cuerpo receptor mediante una dilución perpendicular a la dirección del flujo, para minimizar aún más el impacto ambiental.

**Efluente de la desmineralización y de los residuos de las calderas.**

El efluente del sistema de desmineralización del agua de alimentación de la caldera debiera llevarse a la estación de tratamiento del efluente general de la central, donde será diluido, hasta alcanzar las concentraciones establecidas para cloruro de sodio en las normas vigentes.

Generalmente, las aguas de eliminación de la caldera presentan una excelente calidad química y no necesitan tratamiento, por lo cual ellas podrán ser enviadas directamente a la estación de tratamiento. El único tratamiento recomendado, consiste en la corrección del pH, que se sitúa entre 9.6 y 10.

**Efluente de la Limpieza de Equipos:** Los efluentes provenientes del lavado interno de la plantas, se caracteriza por la existencia de abundantes materiales en suspensión, los cuales deben ser enviados a la estación de tratamiento del efluente general de la central, después de pasar por una cajilla de filtros de grasas. (Su caudal menor a los demás vertimientos hídricos).

**Líquidos procedentes de los sistemas de refrigeración:** Para mitigar el daño ambiental que puede ocasionar el vertimiento de efluentes de los sistemas de refrigeración, debemos distinguir, si estamos frente a un sistema de refrigeración abierto o cerrado.

Tratándose de los regímenes de refrigeración abiertos, la polución térmica se puede evitar mediante el envío del efluente a lagunas de enfriamiento correctamente dimensionadas, donde se acumula el agua, hasta que por evaporación, su temperatura alcance valores que permitan su devolución a la fuente.

En el caso de sistemas de refrigeración cerrados, especialmente de torres húmedas, las medidas de mitigación pueden incluir:

Evitar el uso de cromatos y sulfatos de cobre, limitando el uso de sales de zinc.

Fiscalizar el uso de otros productos químicos, con la finalidad de mantener dosis de aplicación bajas, con la finalidad de no hacer impropia el agua para su posterior vertimiento en fuentes naturales.

**Drenaje de pilas de carbón:** Los principales problemas de las pilas a carbón, radica en su acidez y su contenido de sólidos en suspensión y de sólidos disueltos. (principalmente metales y otras sustancias sólidas).

Alguna de las medidas para disminuir la oxidación y el drenaje ácido, son:

- Construcción de canales de drenaje aguas arriba de las pilas para evitar que las aguas pasen a través del carbón.

- Ubicación de las pilas de carbón, en lugares que estén fuera del curso natural de las aguas de escurrimiento superficial.
- Exploración y verificación de la existencia de afloramientos de agua, antes de la utilización de un área de almacenamiento de carbón.

### **3.2.4 Aire.**

Uno de los mayores inconvenientes que presenta la instalación de centrales termoeléctricas, consiste en la emisión de azufre y partículas, especialmente cenizas, hollín y polvo.

La emisión de azufre tiene lugar tratándose de las plantas que funcionan a petróleo y carbón. Mientras que las emisiones de partículas tiene lugar principalmente en el caso de las plantas de carbón.

La emisión de azufre, representa un impacto directo de las termoeléctricas sobre la calidad del aire, particularmente si se considera su naturaleza tóxica. Es además un impacto continuo, que se prolonga durante toda la vida útil de la central. Por otra parte, los efectos del azufre sobre el suelo, la vegetación, los animales y el hombre, son a largo plazo e irreversibles en muchos casos, principalmente tratándose de la salud. Finalmente cabe señalar, que la presencia de azufre (SO<sub>2</sub>), es causante de lluvia ácida.

Respecto de la emisión de material particulado, esto es, cenizas, polvo y hollín, tiene origen en la quema de cualquier combustible fósil, impurezas, sílice, partículas metálicas y de carbono sin quemar, son arrastradas con los gases en combustión, generando emisiones de material particulado.

En el caso de las termoeléctricas a carbón, la emisión de material particulado es alta, pudiendo llegar al 50%, del cual el 70%\*(6), corresponde a cenizas volátiles. Tratándose de las centrales termoeléctricas a petróleo, la emisión de material particulado será inferior dependiendo de la calidad del commodity y del buen control sobre la quema. Por último, en el caso de las centrales a gas, este problema es prácticamente inexistente.

---

#### **3.2.4.1 Medidas de Reparación de la Calidad del Aire.**

Tratándose del dióxido de azufre es posible utilizar desulfurizadores o lavadores de gases, cuya función es retener compuestos como el SO<sub>2</sub>. La mayor parte de estos sistemas se basan en procesos de lavado en húmedo, con agua alcalina. Los procesos de lavado en seco tienen un costo inferior, no obstante su eficiencia también es menor.

En el caso del material particulado (MP), los principales métodos de control son:

- **Ciclones utilizados en las térmicas s carbón**, para remover partículas mayores de 50-100 um, su eficiencia es de hasta un 70%.

- **Instalación de lavadores de gases**, utilizados también para remover partículas. Para cenizas de carbón, su eficiencia llega al 99%. En el caso de partículas de petróleo llega a un 80% u 85%, debido a que sus emisiones contienen una elevada proporción de partículas menores de 3 micras, caso en el cual, la eficiencia de los lavadores es baja.

- **Precipitadores electrostáticos**, están destinados exclusivamente a retener partículas del gas de combustión, las cuales son ionizadas por un chorro de electrones y captadas posteriormente por placas electrificadas colocadas antes de la chimenea. Su eficiencia puede llegar a ser hasta de un 99.8%, aunque para carbones con bajos contenidos de azufre, ella disminuye, lo que obliga al uso de aditivos en el gas de combustión.

- **Filtros de manga**, los gases de combustión deben pasar por un saco, donde aún las partículas más finas son capturadas. Su eficiencia puede llegar hasta un 99.99%, siendo su costo similar al de los precipitadores electrostáticos, no obstante su mantenimiento es más costoso por el continuo cambio de los sacos.

### **Óxidos de Nitrógeno (NOx).**

El óxido de nitrógeno, es otro de los gases liberados por las centrales termoeléctricas nocivos para la salud. Sin embargo, tratándose de este tipo de gases, no existen lavadores altamente eficientes en su remoción. Las alternativas viables, consisten por una parte en las chimeneas elevadas y las nuevas calderas.

Una de las técnicas introducidas en el último tiempo, ha sido la instalación de quemadores de tipo ciclónico en las plantas termoeléctricas, los cuales son muy eficientes para carbones con alto contenido de cenizas, no obstante sus emisiones de NOx son altas. Con el fin de introducir

estas emisiones se introdujo en los últimos años el sistema de quema tangencial (antes explicado), el cual reduce las emisiones de NOx a un tercio de su valor.

### **3.2.5 Emisión de Ruidos Molestos.**

Los principales ruidos provenientes de una central termoeléctrica están ligados a la fase de construcción de la misma, y en menor medida por la emisión de ruidos provenientes de la operación de la misma. Lo cual tiene gran relevancia para asegurar tanto la salud como la seguridad de los trabajadores y la aceptación de la comunidad.

Es un impacto directo, temporal (ligado a la operación de la maquinaria), mitigable, acumulativo (si existen otras fuentes de ruido), el cual puede tener efectos residuales sobre la salud de las personas expuestas.

Los orígenes de los ruidos debido a la construcción y a la operación de una planta termoeléctrica, están asociados a la utilización de maquinaria en distintas operaciones, por lo tanto, los niveles sonoros dependen de las características de los equipos y de sus condiciones de operación.

#### **3.2.5.1 Medidas de Mitigación.**

En general las plantas térmicas no ocasionan impactos sonoros altos, el mayor nivel de ruido se emite en la fase de construcción de la misma, los cuales pueden ser mitigados mediante la adopción de medidas de aislamiento sonoro, (barreras temporales), alrededor de las fuentes ruidosas, como pueden ser compresores, generadores diesel, montacargas, camiones de transporte etc. Esto se aplica especialmente si la central es emplazada en centros urbanos o poblados.

### **3.2.6 Suelos.**

Las instalaciones físicas de una planta térmica ocupan un área relativamente pequeña, especialmente si se la compara con una hidroeléctrica. Sin embargo, en función de la capacidad a instalar y de la tecnología a utilizar dicha área puede variar de unas pocas hectáreas a un poco más de una decena.

### **3.2.6.1 Disposición de Residuos Sólidos.**

Existen diversos tipos de residuos sólidos que pueden ser generados por una central termoeléctrica, entre ellos encontramos; los residuos domésticos, los de mantenimiento, los residuos internos de la planta, las basuras de oficina y las cenizas.

Las cenizas pueden ser de dos tipos, húmedas o secas. Esta distinción tiene importancia por cuanto dependiendo del nivel de humedad, se efectuará la disposición de las mismas. Las cenizas húmedas se dispondrán en lagunas de sedimentación o en rellenos. Mientras que tratándose de las cenizas secas, la disposición de éstas se efectuará sobre rellenos o bien pilas sobre el suelo.

Por otra parte las cenizas, particularmente las volátiles, pueden utilizarse como material de construcción o de relleno en ciertas industrias.

La ocupación de áreas extensas de terreno con cenizas, causa un impacto directo e irreversible sobre el suelo, ya que ello implica su cubrimiento o destrucción, para dar paso al relleno o a las lagunas. Sin embargo, a mediano y largo plazo, es factible que la rehabilitación vegetal de la superficie del relleno, pueda crear condiciones similares o mejores aún a las iniciales.

Es importante recalcar, que la ubicación inadecuada de estos residuos, puede ocasionar alteraciones en la calidad de las aguas subterráneas, las cuales podrán ser alcanzadas por los lixiviados provenientes de las pilas de cenizas, altamente cargados de sales y metales tóxicos. Por otra parte, las aguas superficiales serán afectadas en sus características químicas, todo lo cual repercutirá negativamente en el paisaje del lugar.

### **3.2.6.2 Otros Residuos.**

La limpieza de calderas y de otro equipos electromecánicos, arroja residuos con características similares a las cenizas, no obstante, su volumen es pequeño, en comparación con el de cenizas. Sus impactos sobre el medio ambiente son en consecuencia similares, aunque en menor proporción.

En el caso de los residuos domésticos, en razón de sus componentes orgánicos generan malos olores en su proceso de descomposición, y sus lixiviados presentan la característica de tener

una alta carga orgánica, cual es un factor contaminante de las aguas superficiales, que reciben estos fluidos, como también de las subterráneas.

### **3.2.6.3 Medidas de Reparación de la Calidad del Suelo.**

Cuando nos referimos a medidas de reparación de la calidad del suelo, fundamentalmente nos estamos refiriendo a la elaboración de planes que tengan por objeto evitar la degradación de las tierras, prácticas de control de la erosión, estabilización de taludes, reforestación etc.

Tratándose de la disposición de residuos sólidos, una buena iniciativa ha sido la utilización de cenizas en la industria de la construcción, principalmente de carreteras (aditivo del cemento), también como materia prima para la fabricación de tejas. Sin embargo estos usos cubren una parte del total de cenizas que generan las plantas termoeléctricas, y su utilización en la industria depende de las posibilidades reales de comercialización.

Otra destino de los residuos sólidos ha sido la construcción de lagunas de sedimentación. Este sistema presenta la ventaja de ser una económica forma de reubicación de los residuos. La ceniza es transportada hidráulicamente a la laguna, donde es depositada y decantada y el sobrenadante vuelve a la planta. La laguna puede servir como estación intermedia o final de disposición. Si sirve como estación final de disposición, una vez llena, debe impermeabilizarse, luego cubrir con tierra, para finalmente revegetar.

Finalmente la disposición en relleno, método que es utilizado sólo si las cenizas presentan la solidez suficiente para su manejo con maquinaria. La operación comienza por el retiro de las cenizas de la laguna de sedimentación temporal, o del silo, dependiendo del sistema de transporte de las mismas, si es hidráulico o en seco. Posteriormente son transportadas, compactadas en células, cubiertas con material impermeable y tierra, revegetando finalmente. Para evitar los problemas de contaminación de la capa freática se debe localizar el relleno en una zona de baja permeabilidad y nivel freático<sup>51</sup> profundo. Revestir las células con material de baja permeabilidad, recubrir las cenizas con material impermeable e instalar drenes<sup>52</sup> alrededor del relleno.

---

<sup>51</sup> Dicho del agua: Que está acumulada en el subsuelo y puede aprovecharse por medio de pozos.. Adj. Se dice de la capa del subsuelo que contiene estas aguas.

<sup>52</sup> De Drenar: **1. tr.** Dar salida y corriente a las aguas muertas o a la excesiva humedad de los terrenos, por medio de zanjas o cañerías. **2.** Asegurar la salida de líquidos, generalmente anormales, de una herida, absceso o cavidad.

---

### **3.2.7 Normativa Aplicable.**

En el desarrollo de esta tesis, hemos abordado las distintas modalidades de generación de electricidad, desde las más antiguas y tradicionales, a saber generación hidroeléctrica, pasando por la termoelectricidad, núcleo electricidad, y las energías renovables no convencionales. En este contexto, nuestro Ordenamiento Jurídico ha establecido directrices a ciertas formas de generación eléctrica, tratándose de la hidroelectricidad, a través de la Ley General de Servicios

---

Eléctricos, normativa que como hemos analizado en capítulos anteriores, ha establecido la principal normativa en materia de concesiones provisorias y definitivas, así como también regímenes de indemnización, servidumbres de paso, tránsito etc.

En razón del amplio carácter de esta normativa, es pertinente preguntarse, si acaso es posible extender su campo de aplicación, a otras formas de generación eléctrica, como es el caso de la generación termoeléctrica. Al respecto, el DFL 1- de 1982 en el Art. 3 letra a, dispone que no están sujetas a las normas de concesiones eléctricas a que se refiere el Art. 2 de la presente Ley en la letra a; “centrales productoras de energía eléctrica, distintas de las señaladas en la letra a del n° 1, del art. precedente”. Señalando el art. 2 de la presente “ Que están comprendidas en las disposiciones de la presente Ley”:

1. Las concesiones para establecer; a) centrales hidráulicas productoras de energía eléctrica.

Por lo tanto, en atención a los preceptos antes mencionados, hemos de inferir que no es aplicable la normativa referente a las concesiones, a la generación termoeléctrica. Lo cual genera un vacío en nuestra legislación, por cuanto la referida ley regula una serie de aspectos vinculados al otorgamiento de una concesiones de explotación, ya sea de índole provisorio o definitiva.

Por otro lado, tampoco contempla nuestro Ordenamiento Jurídico, reglas que promuevan la disminución de los impactos ambientales, que ocasiona la instalación de plantas termoeléctricas. Como sería la incorporación de normas que promuevan la absorción de las externalidades negativas que soporta la sociedad, derivadas de la operación de este tipo de plantas.

Estimamos que una buena iniciativa consistiría en incluir modalidades de disminución del pago de peajes, por concepto del uso de las líneas de transmisión, a los operadores que incorporen en los procesos de generación termoeléctrica, medidas de mitigación de los daños ocasionados, en el aire, agua y suelo.

## **IV. Renovación Energética.**

### **4.1 Costos y Beneficios de la Implementación de la Energía Nuclear en Chile.**

El desarrollo e implementación de una adecuada política energética, es un tema estratégico. En efecto, el aumento de la matriz energética es fundamental para el avance del país.

Chile ha adoptado un sistema de mercado abierto, en consecuencia compite directamente con los costos de producción de otros países. En este sentido, el suministro eléctrico es por excelencia el principal costo a asumir al emprender cualquier actividad económica. Es por esto que, creemos que no resolver este tema o bien resolverlo de mala forma, resta competitividad a nuestra economía.

En los últimos diez años nuestro país ha enfrentado tres crisis energéticas, lo cual lo ha llevado a modificar la composición de la matriz eléctrica, dictando nuevas regulaciones al respecto. (Leyes corta I y II). Es en el año 1998, año de fuerte sequía, en que la alta dependencia de la generación hidroeléctrica, lleva a las autoridades a diversificar la matriz energética, intensificando la importación de gas, desde Argentina.

Posteriormente en los años 2006, 2007, ante los incumplimientos de Argentina, de abastecimiento la demanda a la que se había comprometido<sup>53</sup>, el sistema interconectado del norte grande (SING) como el sistema interconectado central (SIC), vuelven aumentar la participación de la hidro y termoelectricidad, aumentando la producción de energía eléctrica en base a plantas a carbón, en el caso de estas últimas.

Este año, el sistema nuevamente ha presentado fallas, por una parte el incumplimiento de Argentina y en segundo término la falta de precipitaciones, ha llevado a que casi el 60% de la generación de electricidad provenga de plantas termoeléctricas. Lo cual ha encarecido los precios de la electricidad, debido al alza de los costos de producción, principalmente del diesel, sumado a la insuficiencia de gas.

Por otra parte, la operación de plantas termoeléctricas en base a carbón, acarrea problemas de contaminación, por las altas emisiones de CO<sub>2</sub> al medio ambiente, perjudiciales para la salud de la población.

Ante este escenario, se hace pertinente pensar en la búsqueda de fuentes más baratas y menos contaminantes, entre las que encontramos por una parte: Las Energías Renovables no Convencionales y la Energía Nuclear.

#### **4.1.1 ¿Porqué desarrollar la Energía Nuclear?.**

---

<sup>53</sup> El Gasoducto comenzó a operar en el año 1995.

La núcleo electricidad es una alternativa que reduciría nuestra dependencia energética ostensiblemente. Si bien la elección de las empresas proveedoras tanto del combustible (principalmente uranio), como de la construcción de las plantas (proveedoras de reactores nucleares), corresponde a una decisión de índole política estratégica, vinculada también con la política de defensa del país. Lo cierto es, que la producción de electricidad en base a plantas nucleares, es una de las alternativas más baratas y con menos impacto ambiental.



Central Nuclear de Olkiluoto, Finlandia.

Fte: [http://images.pennnet.com/articles/pei/thm/th\\_280846.jpg](http://images.pennnet.com/articles/pei/thm/th_280846.jpg) última visita 4/08/08

Sólo para tener una idea, 1 KG de uranio equivale a 100 barriles de petróleo, duplicar el precio actual del uranio tiene una repercusión de un 7% en el precio de la electricidad, a diferencia del gas, cuya duplicación en el precio aumenta en un 70%, el precio de la misma.<sup>54</sup>

En cuanto a los perjuicios asociados al medio ambiente y la salud de las personas, históricamente se ha criticado a las centrales nucleares, por el alto nivel de peligrosidad que representan los incidentes y accidentes acontecidos durante la operación de las mismas.

Si bien, con posterioridad a los desastres de Chernobyl en la ex URSS (1986), grado 7 en la escala INES<sup>55</sup>, y de Three Mile Island en EE.UU. (1979, grado 5 INES), se han creado avances

---

<sup>54</sup> José Maldifassi , escuela de ingeniería civil industrial, introducción a la energía nuclear, apuntes año 2008. Universidad Adolfo Ibañez.

<sup>55</sup> The International Nuclear Event Scale (INES), Vienna, 2001

notables en materia de seguridad, hoy por hoy, un 50.5% de la población del país<sup>56</sup> estima poco seguras a las centrales nucleares, a pesar de que la experiencia internacional de más de 50 años, ha demostrado que el uso de núcleo electricidad presenta un historial de muy baja tasa de accidentes en la industria, con un accidente de radicación serio, cada 50 años (Chernobyl).

En cuanto a la emisión de gases de efecto invernadero, tanto la energía nuclear como la hidroelectricidad, presentan índices muy bajos de contaminación. Siendo los mayores, los provenientes del petróleo y del carbón.

Sin embargo uno de los aspectos más relevantes en los procesos de generación núcleo eléctrica, está referido al manejo de residuos radioactivos, cuya manipulación debe cautelar condiciones adecuadas para su disposición transitoria y final, cual es un problema aun no resuelto por la industria nuclear a nivel mundial. Cuestión que analizaremos en los acápites siguientes.

#### **4.1.2 Regulación de la Núcleo electricidad en Nuestra Legislación.**

El Art. 1 de la Ley 18.302, publicada el 2 de Mayo de 1984, (Ley de Seguridad Nuclear), dispone que; “Por exigirlo el interés nacional, quedarán sometidas a esta ley, todas las actividades relacionadas con los usos pacíficos de la energía nuclear, y con otras instalaciones y las sustancias nucleares y materiales radioactivos que se utilicen en ellas como de su transporte, con el objeto de proveer a la protección de la salud, la seguridad y el resguardo de las personas, los bienes y el medio ambiente y a la justa indemnización o compensación por los daños que dichas actividades provocaren...”

Esta es la norma base de nuestra legislación en materia de energía nuclear, al subordinar la regulación de todos los aspectos relativos al uso pacífico de la misma, a esta ley, por así exigirlo el interés nacional. Queriendo significar, al emplear la expresión interés nacional, el interés público comprometido en la generación de proyectos nucleares.

Por otra parte, el citado artículo dispone que será objeto de la misma ley, todos los aspectos relativos al manejo de sustancias nucleares y materiales radioactivos, con la finalidad de proteger la salud, la seguridad y el resguardo de las personas, los bienes materiales (la

---

<sup>56</sup> Encuesta de Opinión acerca de la Aceptación Social de la Energía Nuclear, Universidad Adolfo Ibañez, año 2004. Tecnología y Sociedad. Total 440 encuestados. Encuesta amplia a diversos grupos de la población (sexo, edades, grupo socioeconómico).

propiedad) y el medio ambiente. Para lo cual establece una forma de indemnización o compensación, por los daños que las actividades nucleares causaren.

#### **4.1.3 Regulación, Supervisión y Control.**

El Art. 2 de la Ley 18.302, dispone que la regulación control y fiscalización de las actividades relacionadas con los usos pacíficos de la energía nuclear, usos de sustancias nucleares y radioactivas, así como de su transporte, corresponderá a la Comisión chilena de energía nuclear (CCHEN), y al ministerio de minería en su caso.

Agrega el citado artículo, que corresponderá al director ejecutivo de la comisión, cumplir y poner en ejecución todos los acuerdos, decisiones o resoluciones, que en uso de las atribuciones conferidas, adopte la Comisión, entendiéndose por Comisión Art. 3 Ley 18.302, “el Consejo Directivo de la Comisión Chilena de Energía Nuclear”.

#### **4.1.4 La Generación Núcleo Eléctrica (GNE).**

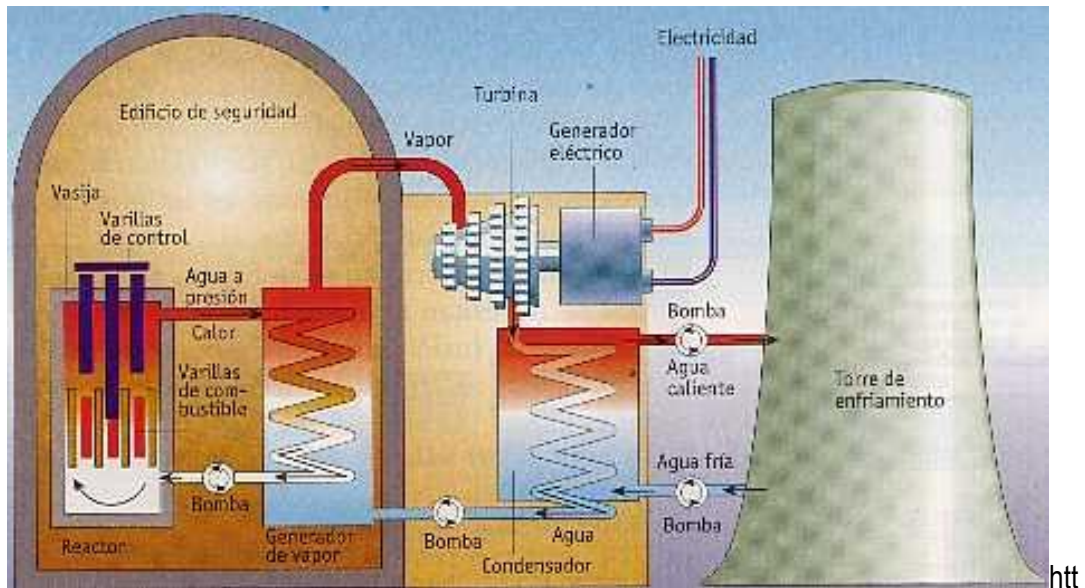
La GNE es una tecnología que permite transformar la energía contenida en la materia nuclear, mediante la ruptura de núcleos atómicos (fisión), en energía eléctrica. El proceso consiste en el calentamiento de agua almacenada en el reactor, la cual una vez evaporada mueve una turbina.

En el núcleo del reactor, se encuentra el combustible sumergido en agua, la cual sirve al mismo tiempo para moderar la energía de los neutrones, emitida por la reacción en cadena, y para transferir el calor a la turbina.

El generador eléctrico conectado a la turbina es de un tipo muy semejante al de una central termoeléctrica a carbón, gas natural o petróleo.

Esta energía ha sido desarrollada en los últimos 50 años, a partir del avance de la física nuclear desarrollada en la primera mitad del siglo XX. A lo largo de estos años, el avance de la tecnología ha desarrollado tres tipos de reactores nucleares:

- a. Reactores Convencionales.
- b. Reactores Evolutivos.
- c. Reactores Nucleares Avanzados o Innovadores.



Fuente:

<http://es.geocities.com/pirineosjuan/f5.jpg>

4/08/08

### a. Reactores Convencionales.

Este tipo de tecnología se ha desarrollado en base al uso de agua natural con uranio ligeramente enriquecido con un 2% o 3% del isótopo  $^{235}\text{U}$ . (Usa agua normal o liviana, LWR)<sup>57</sup>

Los 50 años de desarrollo de la tecnología núcleo eléctrica desembocan en los tres modelos más difundidos actualmente, estos son:

- Los reactores de agua liviana (PWR)
- Los de agua hirviendo de baja presión (BWR).
- Los de agua pesada tipo CANDU.

### b. Reactores Evolutivos.

Estos reactores son del tipo agua liviana (PWR), y en los últimos años se les han agregado sistemas de seguridad pasivos, alcanzando niveles de estándar internacional.

<sup>57</sup> Siglas en inglés **PWR**: Pressurized Water Reactor (Reactor Nuclear Presurizado), **LWR**: light water reactor (Reactor de agua liviana).

Los principales fabricantes en el mundo de este tipo de reactores son: Framatom (Francia), Westinghouse-Toshiba (EE.UU-Japón), GE-MITSUBISHI (EE.UU-Japón), AREVA-SIEMENS-HITACHI (Francia, Alemania y Japón).

### **c. Reactores Avanzados o Innovativos:**

Este tipo de reactores incluye los avances en materia de seguridad pasiva, los cuales no dependan de controles activos. Y por otra parte incorporan uno de los objetivos a alcanzar en el diseño de reactores, cual ha sido, construir reactores del menor tamaño posible, aumentando su modularidad.

Al respecto, el artículo 4 de la ley 18.302, dispone que; "Para el emplazamiento, construcción, puesta en servicio, operación, cierre y desmantelamiento, en su caso, de las instalaciones, plantas, centros, laboratorios, establecimientos y equipos nucleares y para el ingreso o tránsito por el territorio nacional, zona económica exclusiva, mar presencial y espacio aéreo nacional de sustancias nucleares o materiales radioactivos se necesitará autorización de la Comisión, con las formalidades y en las condiciones que se determinen en esta ley y en sus reglamentos. Las centrales nucleares de potencia, las plantas de enriquecimiento, las plantas de reprocesamiento y los depósitos de almacenamiento permanente de desechos radioactivos, deberán ser autorizados por decreto supremo, expedido por intermedio del Ministerio de Minería".

La norma recién citada establece que será el Consejo Directivo de la Comisión Chilena de Energía Nuclear, el organismo encargado de otorgar las autorizaciones para el emplazamiento, construcción, puesta en servicio, operación, cierre y desmantelamiento de establecimientos y equipos nucleares, sin embargo, la referida disposición no distingue en cuanto al tipo de reactor a utilizar en la planta o establecimiento nuclear.

#### **4.1.5 El Combustible Nuclear y su Composición.**

El componente principal del combustible de un reactor nuclear es el uranio natural, metal relativamente abundante en la corteza terrestre, al igual que el estaño, tungsteno, molibdeno. Las principales reservas conocidas y comercialmente explotables, llegan a unas 4.700 toneladas

en el mundo, y se encuentran en Australia (24%), Kasakstán (17%) y Canadá (9%). Chile actualmente posee yacimientos de uranio que no se explotan.

Al año se consumen aproximadamente 66.500 toneladas de uranio, razón por la cual se estima que las reservas conocidas del metal, alcanzarían para unos 70 años<sup>58</sup>. Una de las ventajas comparativas del uranio respecto de otras fuentes energéticas, radica en su bajo costo de reposición, en comparación con el estándar del petróleo. El uranio incide aproximadamente en un 12% del costo final de la energía<sup>59</sup>. Por otra parte, el mercado del uranio así como del combustible nuclear, son altamente controlados por las grandes potencias, por cuanto los contratos de suministros, no sólo son acuerdos entre el fabricante y el explotador de un reactor nuclear de Potencia (RNP), sino que además son materia de acuerdos políticos entre los países y están sometidos a la aprobación de la comunidad internacional.

Cabe señalar que actualmente nuestro país no ha suscrito ningún convenio de suministro de combustible nuclear con las grandes potencias. Sólo se han celebrado convenios de cooperación con países de América del Sur, Corea, Tailandia, y el Convenio sobre Seguridad Nuclear de Viena, suscrito el 20 de Septiembre de 1994, por el Ministerio de Relaciones Exteriores. Cual es una falencia de nuestra regulación, que ha de ser revisada antes de emprender iniciativas conducentes a la generación núcleo- eléctrica.

**4.1.5.1 Composición del Combustible Nuclear:** El material fisionable que genera calor en el reactor denominado combustible nuclear, está hecho de uranio con distintas concentraciones del isótopo <sup>235</sup>U. A diferencia del uranio natural, compuesto mayoritariamente del Isótopo <sup>238</sup>U, que contiene alrededor del 0.7% de <sup>235</sup>U.

Cabe señalar que los países que han incorporado la energía nuclear a su matriz energética, aspiran a dominar el ciclo completo del combustible, esto es, desde el enriquecimiento, hasta el reproceso para extraer el uranio y el plutonio, que forman alrededor del 93% del material quemado.

La OIEA ha sugerido que el proceso de separación, sea efectuado sólo por algunos países, a fin de evitar el riesgo de proliferación.

---

<sup>58</sup> <http://www.world-nuclear.org/info/inf75.html>.

<sup>59</sup> Projected costs of generating electricity international Energy Agency and Nuclear Energy Agency. 2005

Es por ello, que la OIEA sugiere que sean los mismos países proveedores del combustible original, los que ofrezcan este servicio.

Una de las características particulares del combustible nuclear, lo cual constituye una ventaja comparativa respecto del petróleo o del carbón, radica en su alto potencial energético en bajos volúmenes, lo cual permite que sea almacenado sin gran dificultad, para suministrar energía por un gran número de años.

Algunos de los países que han desarrollado la tecnología destinada al enriquecimiento de uranio, son: Argentina, China, Estados Unidos, Holanda, Inglaterra, India, Japón, Sudáfrica y Rusia. Los cuales además fabrican combustible, con excepción de Sudáfrica y Holanda. Por otra parte, existen países que fabrican combustible, pero no lo enriquecen como es el caso de: Alemania, Bélgica, Brasil, Canadá, Corea del Sur, España, India, Italia, México, Suecia y Taiwán.

#### **4.1.6 Consecuencias de la Incorporación de la GNE a la Matriz Eléctrica.**

Los costos de la energía dependen de la escala de producción, en el caso de optar por incorporar la energía nuclear a nuestra matriz eléctrica, es necesario efectuar un cálculo de los costos relativos. Debiendo considerar escenarios amplios, a fin de captar la variabilidad del mismo. En otras palabras, es posible que en un escenario donde los precios de los combustibles fósiles van en alza, sumado a la escasez de lluvias (años hidrológicos secos), la alternativa nuclear se nos presente como una alternativa altamente rentable, incluso en escalas pequeñas de producción<sup>60</sup>.

Sin embargo, es importante remarcar que el cálculo de los costos relativos se vuelve más complejo, cuando se incorporan exigencias ambientales en concordancia con acuerdos internacionales firmados por Chile. Uno de ellos es el protocolo de KYOTO. De esta forma, plantas generadoras de electricidad, que utilicen carbón como fuente de combustible, podrían dejar de ser económicas de acuerdo a los nuevos estándares, al incluir el costo de producción limpia.

Las centrales nucleares están diseñadas para operar en forma permanente. Por tanto, siendo así, en caso de incorporar la núcleo electricidad a nuestra matriz energética, será necesario

---

<sup>60</sup> La opción Núcleo Eléctrica en Chile. Septiembre de 2007. Presidente Comisión: Jorge Zanelli Iglesias

ajustar el marco regulatorio a fin de asegurar el despacho continuo de estas centrales, al sistema eléctrico (SIC-SING, principalmente).

Al incorporar la núcleo electricidad a nuestro sistema de generación, ésta compartiría con la hidroelectricidad la base de nuestra matriz, pudiendo reemplazar parte de la energía generada a partir de los combustibles fósiles.

De diversificarse suficientemente nuestra matriz eléctrica, la núcleo electricidad no debiera competir con las Energías Renovables no Convencionales, ni mucho menos impactar su desarrollo. Una de las recomendaciones del Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA), ha sido que cada reactor no tenga una potencia superior del 10% de la red a la cual está conectado. Esto se debe a la necesidad de garantizar la estabilidad de la red, frente a una suspensión de suministro del reactor.

El desarrollo de la Núcleo electricidad en el modelo actual, debiera efectuarse principalmente por inversionistas privados, esto por aplicación del principio de subsidiaridad. En el desarrollo de estas actividades, los particulares emprendedores de este tipo de actividades, estarán sujetos a la legislación nacional, conducentes a asegurar la internalización de los fines sociales en la ejecución de los proyectos nucleares, cuales son entre otros, la protección del medio ambiente, la salud humana, la seguridad nacional, tal como lo dispone el Art. 1º de la Ley 18.302 sobre Seguridad Nuclear

Sin embargo, cabe señalar que los riesgos asociados al desarrollo de proyectos núcleo eléctricos, pueden resultar difíciles de controlar por los inversionistas privados, debido a la falta de experiencia en el país de proyectos de esta índole, además de los costos políticos involucrados, particularmente durante la etapa de construcción de la planta, e inicio de operación. Por otra parte, será necesaria la asignación de fondos del Estado para el desarrollo de capital humano especializado, al respecto el Art. 6º de la Ley 18.302 dispone: "Toda persona que trabaje con sustancias nucleares o en una instalación, planta, centro, laboratorio o equipo nuclear deberá recibir una adecuada capacitación relativas a los riesgos que ello involucra y a las medidas de seguridad que deberá observar. Del mismo modo deberá poseer, cuando corresponda, título profesional universitario, estudios especializados o experiencia en materias de seguridad nuclear o radiológica, en su caso". Creemos que en estas materias el estado

puede intervenir positivamente invirtiendo en la formación y capacitación de profesionales calificados.

#### **4.1.7 Proyecciones Económicas de la Nucleo Electricidad.**

Una de las principales problemáticas que plantea la construcción de centrales núcleo eléctricas, radica en el costo del dinero, por cuanto se trata de una inversión muy intensiva en capital y de retorno lento. La inversión inicial de una central nuclear, es del orden de los miles de millones de dólares, en efecto, la central de Olkiluoto (Finlandia) construida en 2005, tuvo un costo de 3.2 bn de euros<sup>61</sup>.

El mismo informe, ha señalado que, “Los costos marginales de la operación de plantas nucleares son bajos y los únicos que pueden superarlos son las formas de generación que no necesitan combustibles, como la hidroelectricidad o la energía eólica”.

En Estados Unidos los costos de producción promedio en el año 2003, fueron del orden de 1,72 centavos de dólar por kwh en 2003, Siendo los más bajos que cualquier otra tecnología de generación del país. La tendencia ha sido fuertemente a la baja, desde mediados de los años 80.

Con todo, después de más de 50 años<sup>62</sup>, desde la construcción del primer reactor nuclear, la experiencia acumulada demuestra que las ventajas y desventajas, son diferentes para cada país. En este sentido, el factor determinante en la mayoría de los casos es la competitividad de costos, comparada con la de las formas alternativas de generación. Las plantas nucleares tienen una estructura de costos muy altos de construcción, pero relativamente bajos de operación (bajo costo del combustible nuclear, entre otros factores). Cabe señalar, que el pago de la construcción inicial y de los intereses, llegan a representar cerca de un 75%, de los costos de la energía comercializada. Por otra parte, periodos muy largos de construcción de una planta nuclear, elevan sustancialmente los costos de capital.

#### **4.1.8 Desechos Nucleares.**

---

<sup>61</sup> José Maldifassi , escuela de ingeniería civil industrial, introducción a la energía nuclear, apuntes año 2008. Universidad Adolfo Ibañez

<sup>62</sup> Se atribuye a Enrico Fermi en 1942, la construcción del primer reactor nuclear, Universidad de Chicago, EE.UU.

La Generación Núcleo Eléctrica implica el manejo del ciclo del combustible nuclear, desde la extracción de uranio hasta su retiro de las plantas nucleares al final de su vida útil. Durante este ciclo se producen residuos radiotóxicos, que contienen elementos radioactivos, los cuales deben ser manejados correctamente a fin de evitar que generen un impacto, sea en la salud humana, el medio ambiente o ambos.

Actualmente no existe un plan de manejo de los residuos nucleares que garantice a perpetuidad la segregación de desechos radioactivos. Sin embargo, es pertinente señalar que dentro de los costos de instalación de una central nuclear, deben incluirse los costos de almacenamiento y disposición de

Los organismos internacionales han recomendado efectuar una separación de los residuos radioactivos, por grado de peligrosidad, basados en la actividad de los mismos (alta-media-baja), así como en la vida media<sup>63</sup> de los residuos nucleares. Los desechos de elevada actividad, son por lo general de vida media corta, y no representan un riesgo significativo para la vida y la salud de las personas, después de unas 10 vidas medias<sup>64</sup>, éstos se almacenan por algunos años. Por el contrario, los desechos de baja radioactividad, tienen una vida media larga, incluso de miles de años, razón por la cual, son reducidos en volumen e inmovilizados de manera segura, hasta que se decida su destino final en algún depósito definitivo.

El combustible quemado (Residuos de uranio enriquecido, principalmente átomos de helio<sup>65</sup>, presenta una alta actividad radiológica. Es por ello que la industria núcleo eléctrica ha debido buscar soluciones conducentes a su eliminación. Una de estas soluciones es descartarlo como desecho, depositándolo en sitios geológicos estables y profundos. La otra alternativa consiste en el reprocesamiento.

· Hoy por hoy, el tema de los residuos ha sido abordado desde dos aristas:

---

<sup>63</sup> VIDA MEDIA; es el tiempo que debe pasar para que la mitad de los núcleos radioactivos de una muestra se desintegren, decayendo en núcleos más estables. La vida media de una sustancia, es inversamente proporcional a la probabilidad de desintegración de los núcleos.

<sup>64</sup> Después de 10 vidas medias, el número de núcleos que aún no se ha desintegrado, es una milésima parte de la población original

<sup>65</sup> Entrevista a Cristián Schmidt, Ingeniero Nuclear, especialista en energías, doctor ingeniería económica del MIT. Revista Conozca Más, Julio 2008

**- Reducción de la cantidad de desechos producidos.**

**- Eliminación de desechos producidos.**

Ambas estrategias están en continuo desarrollo, lo cual se ha materializado en la construcción de reactores, generadores de una menor cantidad de material radioactivo. (Cuarta Generación de reactores, GEN IV).

En cuanto a la eliminación del material radioactivo, actualmente se están desarrollando prototipos de sistemas para la eliminación o quema de residuos nucleares, por medio de la inducción de reacciones de transmutación. Proceso que consiste en la producción de más energía, con la finalidad de quemar los desechos. Sin embargo esta alternativa en estudio, no es aplicable a todo tipo de residuos, lo cual nos lleva a afirmar, que la transmutación es una solución paliativa del problema del tratamiento de residuos, pero no definitiva.

En cuanto al tiempo que toma a una central nuclear producir desechos, es de alrededor de 10 a 15 años a contar desde su puesta en funcionamiento. Siendo muy bajo el volumen de desechos emitidos en un principio, motivo por el cual, se facilita el manejo de los mismos. Estos desechos pasan en una primera etapa a “enfriamiento radioactivo”, en piscinas de agua en la misma planta, donde pueden permanecer unos 10 o 20 años, antes de ser destinados a un depósito definitivo.

Respecto del manejo de sustancias nucleares, la Ley 18.302 dispone en el Art. 8 que “Toda instalación, planta, centro, laboratorio o establecimiento en que se produzcan, procesen o almacenen sustancias nucleares; todo vehículo, nave o aeronave u otro medio individual de transporte usado para el traslado específico de sustancias nucleares o materiales radioactivos; y todo envase o recipiente, caja, contenedor o embalaje en que estas sustancias se guarden o encajonan para su guarda o transporte, deberán cumplir con el código de señales que determine la Comisión, para advertir la existencia de ellos”.

De esta forma, nuestra legislación regula el manejo de sustancias radioactivas, así como también la forma en que éstas han de ser guardadas o contenidas. Señalando que para el caso que así fuere, las cajas, recipientes, contenedores o embalajes, deberán cumplir con el código de señales que determine el Consejo Directivo de la Comisión Chilena de Energía Nuclear, advirtiendo de la existencia de los mismos.

Posteriormente, el Art. 9 de la Ley 18.302 prohíbe el almacenamiento, depósito, guarda o transporte de sustancias nucleares o materiales radioactivos, (comprendiendo en estas expresiones, tanto el combustible nuclear, uranio 235U, como también los desechos nucleares), conjuntamente con materiales inflamables, combustibles, corrosivos o explosivos. Estableciendo, que será de responsabilidad del explotador de la energía nuclear, proveer los medios necesarios, para el tratamiento o almacenamiento definitivo de desechos radioactivos.

Otro aspecto vinculado con la industria nuclear, el cual no tiene referente en otras industrias de generación eléctrica, es la consideración de un ítem por concepto de desmantelamiento de la central nuclear, al final de su vida útil. (Aproximadamente 40 a 60 años). La operación de remoción de una central núcleo eléctrica, incluye la remoción del material combustible y de partes del reactor, expuestas a fuertes dosis de radiación. Finalmente, deben limpiarse químicamente todas las estructuras que contengan residuos de sustancias potencialmente radioactivas, además de lo cual, podrá efectuarse la demolición de los edificios que compongan la planta.

Nuestra legislación en esta materia, no contempla normas que mencionen aspectos relativos al desmantelamiento ni relocalización de residuos nucleares o sustancias nucleares. Si bien la Ley 18.302, contiene un párrafo referente a las medidas de seguridad nuclear, la citada norma, no regula la disposición final de residuos nucleares. Sólo se refiere al cierre y desmantelamiento de instalaciones, plantas, centros, laboratorios y establecimientos, para lo cual se requerirá de la autorización de la Comisión chilena de Energía Nuclear, Art 4º.

#### **4.1.9 Incidentes y Accidentes Nucleares.**

En el año 1989, la Organización Internacional de Energía Atómica (OIEA), conjuntamente con la Agencia de Energía Nuclear de la OECD (**Organisation for Economic Co-operation and Development**), diseñaron la Escala Internacional de Eventos Nucleares (INES), con el objetivo de facilitar la comunicación al público de los eventos nucleares. Esta escala distingue siete niveles, menor gravedad (1-2-3), los cuales son denominados incidentes, mientras que los niveles superiores (4-7), se califican como accidentes. Las situaciones que no comprometen la seguridad, se clasifican bajo cero, y se denominan desviaciones, o bien fuera de escala.

Los eventos nucleares que ocurren en los países miembros de las Naciones Unidas, se reportan a la OIEA, donde se analizan y se extraen aprendizajes que luego son compartidas con la Comunidad Internacional. Esta iniciativa, ha sido de gran impacto en el desarrollo de tecnología a nivel de seguridad en los reactores nucleares, así como también, para mejorar las prácticas de operación, sistemas de operación y de prevención de riesgos.

La existencia de esta escala permite comparar la gravedad de cada evento reportado, al establecer un marco comparativo objetivo entre cada una de las situaciones respectivas.

Nuestra ley de Seguridad Nuclear en el Art. 11, dispone que *“Las instalaciones, plantas, centros y laboratorios nucleares deberán preparar y mantener planes de emergencia, revisados y aprobados por la Comisión, para los casos de accidentes nucleares que pudieren ocurrir. Estos planes contemplarán la participación de todos los organismos que, directa o indirectamente, deban intervenir en tales casos, de acuerdo con el reglamento y las condiciones de la autorización”*.

Por otra parte, el Art. 3 de la Ley 18.302, dispone en el numeral 13, que se entiende por accidente nuclear: *“cualquier hecho o sucesión de hechos que, teniendo un mismo origen, hayan causado daños nucleares”*.

De esta forma conjugando ambas disposiciones, podemos desprender que, frente a un hecho o bien una sucesión de hechos con una misma fuente originadora ocasionaren daños nucleares, sea en los bienes, las personas o bien el medio ambiente. La planta, centro, laboratorio nuclear, a quien se atribuya el accidente, deberá contar con un plan de emergencia, destinado a manejar la situación de emergencia, a fin de aminorar los daños ocasionados.

Dicho plan ha de ser elaborado por la misma planta, centro o laboratorio nuclear, no obstante lo cual, deberá ser aprobado por el Consejo Directivo de la Comisión chilena de energía nuclear.

La razón de que dicho plan deba ser elaborado por el mismo centro nuclear, planta o laboratorio, radica en que éstos estarán en pleno conocimiento de los recursos, tanto humanos o tecnológicos, disponibles para controlar la situación de riesgo. De la misma forma, conocerá con mayor cabalidad los componentes de una central nuclear, así como los tipos de fallas que éstas presentan.

Por otra parte el Art. 17 de la Ley de Seguridad Nuclear, dispone que *“Toda persona que, directa o indirectamente, tuviere noticias de un accidente o cualquiera otra anomalía en el funcionamiento de instalaciones o equipos nucleares o en las demás actividades relacionadas con los usos de energía nuclear y de los materiales nucleares, deberá ponerlas en conocimiento de la Comisión o de sus inspectores en el plazo máximo de 24 horas”*.

De esta forma la ley impone la obligación de informar al Consejo Directivo de la Comisión chilena de energía nuclear o bien a los inspectores de la misma, de todo incidente, accidente o funcionamiento anormal que detecte en la planta misma.

Sin embargo, es pertinente indagar si la omisión de esta obligación es sancionada por la ley. Para cuya respuesta, efectuaremos el siguiente análisis:

1. El artículo 17 de la Ley 18.032 no establece sanción en el precepto mismo, ni tampoco remite la sanción a otra norma de igual jerarquía o bien al código penal.

2. Si tomamos en consideración el principio consagrado en nuestra constitución en el Art. 19 N° 3 incisos último y penúltimo, en cuanto a que *“Ningún delito se castigará con otra pena que la que señale una ley promulgada con anterioridad a su perpetración, a menos que una nueva ley favorezca al afectado”*, y *“Ninguna ley podrá establecer penas sin que la conducta que se sancione, esté expresamente descrita en ella”*, estimamos que el artículo 17 de la Ley, establece un principio general que ha de ser observado por la generalidad de la población, y cuya infracción sólo podrá ser sancionada, en la medida que la omisión de alertar a las autoridades, pueda ser considerado como una infracción de las normas sobre seguridad nuclear, cuestión que en el hecho no ocurre.

3. En razón de los argumentos expuestos, en ningún caso se podrá establecer una sanción de índole penal, por cuanto ello constituiría una infracción del texto constitucional. Por lo tanto la única pregunta posible, es si acaso es factible la aplicación de una sanción de índole civil

Al indagar sobre la naturaleza de la norma en cuestión, podemos concluir que estamos frente a una norma imperativa de primera clase, en cuanto el legislador hace uso de la expresión *“deberá”*. La sanción por la infracción a este tipo de normas ha de ser establecida expresamente

por la ley, en caso de no ser así, no se podrá aplicar sanción alguna, ello porque no es posible aplicar sanciones por analogía. Cuestión que acontece con la norma en estudio.

4. La Ley 18.032, en el Título V “De la Responsabilidad Civil por daños Nucleares”, establece un régimen de responsabilidad de índole objetiva en el párrafo I. Vale decir, responsabiliza por los daños ocasionados como consecuencia de la explotación, transporte o manipulación de elementos radioactivos, con independencia de la culpabilidad del sujeto responsable. Es decir, sólo deberemos verificar el vínculo de causalidad.

5. El párrafo II, referente a “La Persona Responsable”, en el Art. 50, dispone que será de cargo del “Explotador”, esto es la persona que ha recibido la correspondiente licencia o autorización dada por la Comisión, la responsable de los daños nucleares. Y más adelante, en el Art. 54 asimila al transportista-manipulador de sustancias nucleares o materiales radioactivos, al explotador, (si así se ha aprobado en el acuerdo entre transportista y/o manipulador de elementos nucleares, con el explotador del recinto nuclear, previa aprobación del acuerdo por parte de la Comisión). Con la finalidad de hacerlos responsables de los daños que pudieren ocasionar las sustancias o desechos nucleares.

6. En ningún momento la Ley, establece una sanción al infractor del deber de informar a las autoridades, del funcionamiento defectuoso de plantas, centros o recintos nucleares, por los daños que se pudieren ocasionar. Ni mucho menos, asimila a éstos al explotador de un recinto nuclear. En consecuencia, estimamos que la omisión de la conducta esperada por el legislador, no será constitutivo de responsabilidad de índole civil.

7. Respecto del plazo de 24 horas que establece la citada disposición, cabe preguntarse, ¿qué ocurre si quien toma conocimiento del accidente o incidente, lo informa a las autoridades con posterioridad a dicho plazo?, ¿Será motivo de sanción?. En este caso, al igual que el anterior estimamos que la sanción dependerá de si la conducta no observada (informar dentro de las 24 horas), puede ser considerada atentatorio contra la seguridad nuclear. Cuestión que en el caso en particular, deberá analizar el Consejo Directivo de la Comisión Chilena de Energía Nuclear.

En cuanto el tipo de situación irregular que debe ser informada, ésta puede ser relativa tanto a un accidente, incidente o bien un simple funcionamiento irregular de la planta. Respecto de este último aspecto, estimamos que para una persona común, que no tiene un mayor conocimiento

del funcionamiento de una planta o establecimiento nuclear, le resultará complejo percatarse de un funcionamiento anormal de la misma. Diferente es lo que ocurre respecto de los trabajadores de la planta, quienes han de ser profesionales calificados (Art. 6 y 21 Ley 18.032) y que por ende, les será mucho más factible identificar y alertar a las autoridades, frente a un funcionamiento irregular del reactor. Por el contrario, a la población sólo le será posible alertar a las autoridades de situaciones de riesgo, cuando éstas ya se encuentren desatadas, adquiriendo el carácter de incidentes o accidentes, respectivamente.

Por último, en conocimiento de los hechos o accidentes, la autoridad, constituida por la Comisión Chilena Energía Nuclear y los inspectores de la misma (Art. 20 Ley 18.032), adoptarán de inmediato todas las medidas necesarias, pudiendo solicitar la cooperación y asistencia de cualquier otra institución pública o privada, Art. 19 Ley 18.032.

Entre las medidas a adoptar por el inspector frente a hechos que entrañen riesgos, se encuentran las siguientes: (Art.27 Ley 18.032)

1. Que el lugar o medio de transporte sea evacuado, cerrado y debidamente sellado.
2. Tratándose de sustancias nucleares o material radioactivo, estos deberán ser debidamente almacenados, envasados y rotulados.
3. Los inspectores podrán ordenar, la incautación, previo acuerdo de la comisión, de cualquier sustancia nuclear o material radioactivo que esté en situación de dañar a las personas, los bienes, los recursos naturales o el medio ambiente, que alguna persona mantenga, guarde o maneje de forma indebida.
4. La suspensión inmediata de las operaciones de la instalación, planta, central, laboratorio, establecimiento o equipo, frente a infracciones de gravedad y peligro para las personas, el medio ambiente y los recursos naturales, lo hicieren necesario, hasta por 60 días.

#### **4.1.10 Ciudadanía y Energía Nuclear.**

En tiempos de estrechez de la oferta energética, como consecuencia de las alzas en los precios del diesel, la imprevisibilidad de las precipitaciones, sumado a los cortes de gas del país trasandino, dan por resultado, la necesidad de buscar otras fuentes energéticas. Y es

precisamente a propósito de estas otras fuentes de energía, donde el tema de la nucleoelectricidad toma relevancia a nivel de los debates públicos.

Si bien la opinión pública es subjetiva y está influida por la percepción que la ciudadanía tiene acerca de los riesgos que puede acarrear un proyecto de generación de electricidad. Tratándose de proyectos núcleo-eléctricos, esta opinión puede resultar particularmente influenciada por creencias erróneas derivadas de la poca educación de la población frente a estos temas. Es por esta razón, que es de vital importancia contar con debates públicos que informen a la ciudadanía de los costos y beneficios de la generación núcleo-eléctrica. En este sentido, de una encuesta realizada en el año 2004, a un total de 440 personas, un 63.2% de los encuestados manifestó su aprehensión a que las centrales nucleares pudiesen explotar como bombas<sup>66</sup>. A su vez que un 52.7% manifestó su preocupación a que pudiesen emplearse con fines bélicos <sup>67</sup>. Nada más alejado de la realidad, puesto que tratándose de la construcción de plantas nucleares con fines bélicos, en la actualidad en Gran Bretaña y en otros lugares, se ha reducido la proliferación de las armas, en razón de la propiedad de las ojivas atómicas de un constituir un excelente combustible de reactores; algunas ojivas (que contienen uranio enriquecido o plutonio), actualmente proporcionan cerca del 15 por ciento del combustible nuclear del mundo.

Respecto del temor de accidentes radioactivos y los potenciales efectos no deseados por la disposición final de los residuos, cabe señalar que el temor de la ciudadanía es fundado y por ende ha de ser considerado como un factor a analizar en los estudios a realizar. Todavía permanecen en la retina de la población mundial, las devastadoras imágenes de la bomba en Hiroshima y el accidente de Chernobyl (URSS 1986).

Aún hoy, un 49.5% de la población nacional, estima poco seguras las centrales nucleares. Y a pesar de que podamos catalogar la opinión pública de subjetiva o poco informada, el riesgo de la energía nuclear es real, por lo que los temores de la población no pueden ser desatendidos en la elaboración de planes nucleares.

---

<sup>66</sup> y

<sup>67</sup> Encuesta de Opinión acerca de la aceptación social de la energía nuclear, Universidad Adolfo Ibañez, Viña del Mar, año 2004, Tecnología y Sociedad. Encuesta amplia a diversos grupos de la población, por edad, sexo, grupo socioeconómico.

La aceptación de los riesgos que involucra la generación de energía nuclear representa un obstáculo para la sociedad, el cual ha de ser asumido. En otros campos, como el de la medicina nuclear, este riesgo es aceptado por el conjunto de la sociedad, puesto que se compensa con los beneficios estimados. Tratándose de la generación núcleo -eléctrica, se debe efectuar un esfuerzo permanente de comunicación y transparencia, especialmente de los accidentes e incidentes que comprometen la seguridad de la población. Y por otra parte, es imperativa la creación de una autoridad, independiente de intereses privados, que fiscalice a los operadores eficientemente.

Ciertos grupos ambientalistas se han manifestado en el último tiempo, confirmando su oposición a la generación de proyectos núcleo –eléctricos, recalcando que es necesario considerar a la hora de elaborar políticas energéticas, el balance energético global y el ciclo completo de generación, comparando entre las distintas formas de producción de electricidad. Por otra parte, han señalado que la disposición final de los residuos y la relación entre la energía nuclear de potencia y armamentismo, son también motivo de preocupación. En efecto, considerando la importancia de la aceptación pública en una materia de esta índole, se hace evidente la necesidad de contar con información actualizada y consistente referente a la opinión ciudadana, a fin de efectuar un análisis integral del proceso de generación núcleo -eléctrico y de la toma de decisiones al respecto.

En razón de lo anterior, estimamos de vital importancia, diseñar e implementar un sistema de seguimiento de la opinión pública en materia nuclear. En efecto, la aceptación pública y la confianza en la decisión tomada, será consecuencia de una actuación por parte de la autoridad pública informada y transparente, que toma en consideración no sólo la participación de profesionales expertos y de opiniones diversas de la academia, sino también los de toda la sociedad civil.

#### **4.1.11 Energía Nuclear y Medio Ambiente.**

Una de las mayores preocupaciones ambientales, respecto del uso de energía nuclear, radica en el aspecto de la contaminación por radiación ionizante, que según el Art. 3 de la Ley 18.302, en el numeral 3, se define como; “La propagación de energía corpuscular o electromagnética que en su interacción con la materia produce ionización”.

Esta contaminación por radiación ionizante, puede ocasionarse como consecuencia de un accidente, en cualquiera de las fases del proceso de enriquecimiento, transporte, uso y disposición final de sustancias radioactivas. Tratándose de la núcleo electricidad, el componente del ambiente en riesgo, es la población, lo cual obliga a ser especialmente rigurosos en el ámbito de la seguridad, lo cual diferencia a la núcleo electricidad de otros mega proyectos de generación eléctrica, como por ejemplo la hidroeléctrica, proyectos en los cuales la preocupación se centra en temas tales como el aire, la flora, la fauna y el agua.

---

#### **4.1.12 Energía Nuclear y Generación de Gases de Efecto Invernadero (GEI).**

Ciertamente no es correcto afirmar que las plantas de generación núcleo eléctrica no producen GEI, debido a que la construcción de estas plantas, requiere de concreto y acero, cuya producción genera GEI. Sin embargo, su contribución de GEI, en comparación con las plantas de generación eléctrica que utilizan combustibles fósiles, es verdaderamente inferior.

En razón de lo señalado en el párrafo anterior, es que en el concierto internacional, existe un amplio consenso acerca del carácter limpio de la núcleo electricidad, respecto de las formas tradicionales de generación de electricidad (gas, petróleo, carbón). En efecto, este atributo de la energía nuclear la sitúa en una posición de superioridad, respecto de las fuentes tradicionales<sup>68</sup>, toda vez que uno de los aspectos ambientales más significativos derivados de la producción de electricidad, radica en la generación de GEI, con las perjudiciales consecuencias que dichos gases acarrearán en los procesos de calentamiento global de la atmósfera.

#### **4.1.13 Construcción de Plantas Nucleares en un país sísmico como Chile.**

Chile es uno de los países más sísmicos del planeta, en consecuencia este hecho ha de ser tomado en cuenta al momento de elaborar una política energética, que incluya la núcleo electricidad, dentro de nuestra matriz. Es por ello que han de analizarse las características técnicas que deben cumplir las plantas nucleares para tolerar un movimiento telúrico, sin comprometer en mayor medida la seguridad de la población.

---

<sup>68</sup>Ver Informe Zanelli

Los expertos nacionales, han señalado que Chile es el país que libera mayor cantidad de energía por sismos a nivel mundial, con más del 40% de la energía sísmica en el último siglo. A pesar de lo cual, aún no es posible para la ciencia determinar ciclos sísmicos que permitan tomar medidas que mitiguen los efectos de eventos de esta naturaleza. De lo que no hay dudas, es de que nuestro país efectivamente será afectado por movimientos sísmicos en el futuro, frente a lo cual, han de emprenderse medidas que contribuyan a aminorar las perniciosas consecuencias de este tipo de eventos.

Actualmente en nuestro país, existe la tecnología y competencia de profesionales necesaria, para determinar el riesgo sísmico por localidad en la instalación de plantas nucleares. Ello en base a los registros y antecedentes de eventos sísmicos a lo largo de la historia de nuestro país.

Por otra parte, la experiencia internacional ha demostrado, que es imprescindible contar con estudios de geología y mecánica de suelos, antes de decidir la localización de un reactor nuclear de potencia. Y una vez determinados los lugares de localización de los reactores, es necesario que la construcción, reúna características antisísmicas.

Con todo, es pertinente señalar que hay países constantemente afectados por sismos de gran intensidad, aún más destructivos que los que han afectado a nuestro país, y aún así han optado por la instalación de plantas nucleares. Es el caso de los Estados Unidos, en el estado de California, lugar donde se registran aceleraciones superficiales horizontales mayores que las observadas en Chile. En consecuencia, nuestra legislación futura, referente a la resistencia a aceleraciones de las obras civiles, debiera observar la reglamentación existente en derecho comparado.

#### **4.1.14 Externalidades derivadas de la instalación de Plantas Nucleares.**

La instalación de una planta nuclear, genera impactos ambientales tanto en la fase de construcción, operación, como en su posterior desmantelamiento. Estos impactos ambientales se manifiestan en tres niveles:

- **A nivel de Emplazamiento de la Planta.**
- **A nivel de área de influencia regional.**
- **A nivel planetario o global.**

Respecto de los primeros efectos, éstos dependen fuertemente de las características del lugar de emplazamiento, especialmente respecto de la vulnerabilidad de los componentes ambientales y de su formación orgánica. Los impactos al sitio se generan en la fase de construcción de la planta, siendo por regla general transitorios y de poca relevancia en relación a la envergadura del proyecto.

En cuanto a los impactos ambientales, ocasionados por una planta eléctrica en la etapa de operación, los más notorios son los referidos a la contaminación termal local, tanto a nivel del aire (emisiones), como a nivel del agua, por el uso de ésta como refrigerante del reactor. Cabe señalar que la contaminación térmica local del agua, es uno de los impactos asociados a un reactor nuclear de potencia, debido a que se requieren de grandes volúmenes de agua para su enfriamiento.

La contaminación térmica afecta a los ecosistemas acuáticos, modificándolos de manera significativa. Los efectos principalmente se manifiestan en los hábitos de alimentación, reproducción de los organismos, niveles de oxígeno en el agua y tasas de descomposición de los organismos, entre otros.

A nivel de área de influencia regional, hay impactos en los ámbitos social y económico. En este sentido, desde la perspectiva territorial, la instalación de una planta nuclear, puede generar repercusiones en la economía y en el sistema urbano, repercusiones que a través de una adecuada gestión territorial y planificación, debieran ser mayoritariamente positivos.

Otro punto importante, es el referente a los impactos potenciales derivados del desmantelamiento de un reactor nuclear de potencia. Desde la creación del primer reactor nuclear en el año 1952\*, se han cerrado un total de 107 reactores. Frente a lo cual, la Comisión Europea ha estimado que el desmantelamiento de una planta tipo promedio, se generan unos 10.000 m<sup>3</sup> de material radioactivo, en su mayor parte concreto y escombros, que contienen un bajo nivel de radioactividad.

#### **4.1.14.1 Externalidades de la Generación Núcleo Eléctrica sobre la Salud Humana.**

En lo que respecta a la salud humana, las radiaciones ionizantes ocasionan nocivos daños a la salud, consistentes en que al penetrar los tejidos vivos afectan los procesos biológicos normales. En efecto, el contacto con cualquiera de los tipos habituales de radiación ionizante, puede

ocasionar repercusiones sobre la salud, cuya gravedad dependerá del tipo de radiación y de la dosis de exposición. Por ejemplo: una persona expuesta a dosis de radiación **y**, sólo sufrirá lesiones en puntos concretos del cuerpo. Por el contrario, una partícula de radiación **a**, de mayor peso y tamaño. Provocará mayores daños en un área pequeña, y será más perjudicial para el tejido vivo.

Los estudios clínicos, han arrojado que exposiciones a dosis menores a 0,1Sv<sup>69</sup>, no generan respuestas en el organismo. Al contrario, alrededor del 50% de las personas irradiadas por exposiciones a dosis de radiación de 4Sv, fallece.

Desde un punto de vista operacional, es posible efectuar una distinción entre los efectos de la radiación. Distinguiendo entre: Determinísticos y Estocásticos (o Probabilísticas). Los primeros, son aquellos cuyos efectos dependen de la dosis recibida, y para los cuales existe un umbral definido. Ejemplo: cataratas inducidas por radiación.

Efectos Estocásticos en cambio, son aquellos que ocurren al azar, frecuentemente sin un umbral de dosis conocido. Siendo su severidad, independiente de la dosis recibida. Los ejemplos más representativos son: el desarrollo de cánceres y las alteraciones genéticas.

El efecto determinístico más relevante es el síndrome de irradiación aguda, el cual consiste en una combinación de síndromes clínicos principalmente hematopoyético, respiratorio, gastrointestinal y neurovascular. Estos efectos aparecen de manera ascendente, desde horas a semanas después de la exposición a radiaciones ionizantes. A modo ilustrativo, en el accidente de Chernobyl en 1986, se registraron 237 personas con diagnóstico de sobreexposición, de los cuales 134 desarrollaron el RSA (Síndrome de radiación aguda), muriendo 28 de éstos.

Tratándose de los efectos estocásticos, el más significativo es la participación de la radiación ionizante en el desarrollo de procesos cancerígenos, particularmente de tiroides (efecto sobre genes supresores) y leucemias (oncógenes).

En el último tiempo, diversas investigaciones han señalado que para explicar la relación causa efecto entre las radiaciones ionizantes y el desarrollo de cánceres, deberemos tomar en

---

<sup>69</sup> Sv; es una unidad de dosis de radiación absorbida por la materia orgánica. 1 Sv, equivale a 1 Joule/Kg de radiación absorbida.

consideración una serie de factores, entre los cuales se encuentran; la cantidad de radiación recibida, la calidad de la radiación, el tipo de tejido afectado y su posibilidad de recuperación.

Por último es importante señalar que las radiaciones ionizantes también están asociadas a otras formas de generación eléctrica, distintas de la nuclear. En efecto, plantas generadoras a carbón, gas petróleo y geotermales, levantan material radioactivo de la corteza terrestre a la superficie. Un estudio realizado en Estados Unidos por la Environmental Protection Agency, señaló que una persona viviendo a 80 km o menos de una central de carbón, recibe en promedio una dosis de radiación equivalente a 0.3 uSv. Por el contrario una persona que vive dentro de ese mismo radio de cercanía, con una central nuclear, recibe menos de un tercio de esa dosis de radiación. En todo caso, ambos tipos de radiación, son inferiores a los niveles de radiación recibidos como consecuencia de una toma de radiografía.

#### **4.1.15 Rol de Estado en Normativa e Institucionalidad en Materia Nuclear.**

La Generación Núcleo Eléctrica es una industria particular, distinta de las demás industrias de generación eléctrica. Lo cual corroboramos al verificar que como fuente energética, estará constantemente sujeta a la percepción y aceptación social. La decisión de incluirla dentro de la matriz energética, comprometerá al Estado en plazos mayores a cien años, en efecto, en un proyecto de generación núcleo eléctrica, un país tardará entre 15 a 20 años en hacer estudios de viabilidad técnica, así como también para crear la institucionalidad adecuada. Una vez puesta en funcionamiento, el Estado deberá elegir un proveedor de combustible nuclear, decisión de carácter eminentemente político, en cuanto para definir al vendedor, se tomarán en consideración una serie de aspectos relativos a la confianza y buenas relaciones que Chile pueda mantener con el país proveedor, y que aseguren el suministro de combustible.

Posteriormente, en la fase de desmantelamiento de la planta nuclear (alrededor de unos 40 a 60 años desde su puesta en marcha), se deberán situar los residuos en sitios seguros. La operación de desmantelamiento implica un costo que debe ser previsto desde que se proyecta la instalación de una planta núcleo eléctrica, motivo por el cual, la ley 18.302 debiera establecer una normativa específica al respecto, cuestión que en la práctica no ocurre.

Dada la complejidad y el alto carácter técnico de la materia, es necesario que la ley se encargue de precisar cuales son las medidas de mitigación y reparación que debiera emprender el explotador de una planta o recinto nuclear al cierre de sus faenas. Este proceso de desarrollo

legislativo podría verse dificultado por las presiones e intereses políticos y económicos en juego, como también por el tiempo necesario para contar con estudios completos de remediación de pasivos que puedan quedar al término de operaciones en plantas y recintos nucleares. Un ejemplo claro que acontece en nuestro país en el retardo en el avance del desarrollo legislativo en materia ambiental, lo constituye el actual anteproyecto de remediación de pasivos ambientales mineros que lleva más de 10 años en elaboración sin que aún se haya llevado al congreso para su discusión. Por otro lado encontramos el caso emblemático de la tramitación de la ley de bosques que llevó más de 15 años de discusión. Ambos casos son un fiel reflejo de un problema institucional que se podría presentar a la hora de desarrollar una legislación más específica en la materia.

Actualmente la ley 19.300 (Ley de Bases Generales del Medio Ambiente), establece la obligación por parte del titular del proyecto de energía nuclear que ingresa al Estudio de Impacto Ambiental, el señalar en su estudio cuales serán las medidas que se adoptarán para eliminar o minimizar los efectos adversos del proyecto o actividad y las acciones de reparación que se realizarán, cuando ello sea procedente. (Art. 12 letra e Ley 19.300). Por otro lado el reglamento del sistema de evaluación de impacto ambiental exige que el estudio señale la descripción de la fase de “*cierre y/o abandono...*”, detallando las acciones, obras y medidas que implementara el titular del proyecto o actividad. (art.12 letra C4).

#### **4.1.15.1 Institucionalidad en Materia Nuclear.**

Con respecto a la institucionalidad existente, encontramos que el principal organismo es la Comisión Chilena de Energía Nuclear (CCHEN), persona jurídica de derecho público y organismo de administración Autónoma del Estado, con patrimonio Propio. Se relaciona con el Supremo Gobierno, a través de Ministerio de Minería y es responsable del desarrollo de la ciencia y la tecnología nuclear del país. Su misión es atender los problemas relacionados con la producción, adquisición, transferencia, transporte y uso pacífico de la energía nuclear, así como de los materiales fértiles fisionables y radioactivos.

Con la creación del Ministerio de Energía, CCHEN dejará de depender del ministerio de minería, para pasar a depender del nuevo Ministerio. Estimamos que esto es un avance significativo que conduce a la inclusión de la energía nuclear dentro del abanico de posibilidades de abastecimiento energético.

Actualmente la cartera de energía está unida a la de minería, cuestión que en la práctica repercute directa o indirectamente en las decisiones y políticas que se adopten en materia energética. En los últimos meses, la cámara de diputados, aprobó el proyecto de ley que crea el Ministerio de Energía, con lo cual podrá funcionar en forma independiente del anterior ministerio. Estimamos que la creación del nuevo Ministerio, constituye un avance positivo en el desarrollo de políticas energéticas eficientes.

En cuanto a las limitaciones externas, estas vienen dadas principalmente por la Convención de Viena sobre Seguridad Nuclear, cuyo articulado establece una serie de limitaciones que han de ser observadas por nuestro Ordenamiento Jurídico, adoptando medidas legislativas, reglamentarias y administrativas, para dar cumplimiento a las obligaciones derivadas de la Convención (Art. 4), establecidas con miras a la mantención de un alto grado de seguridad nuclear en todo el mundo, para lo cual se deberán construir defensas eficaces en las instalaciones nucleares, que tengan por objeto la protección de la población y el medio ambiente, de los efectos nocivos de la radiación ionizante emitida por las instalaciones de la central nuclear. Previniendo de esta forma, incidentes y accidentes nucleares, o bien mitigando sus efectos. (Art. 1 Convención de Viena).

## 4.2 Energías Renovables No Convencionales.

Antes de dar inicio a cualquier análisis, es preciso desentrañar qué es lo que constituye o mejor dicho qué es una fuente de Energía Renovable No Convencional, término que pareciese estar de moda en estos últimos tiempos.

Primero debemos decir que se trata de una **fuerza de energía**, es decir, *de recursos o medios naturales capaces de producir algún tipo de energía*. Las fuentes de energía pueden ser a su vez primarias o secundarias, así tenemos:

- **Fuente Primaria de Energía:** Nos referimos a recursos naturales disponibles en forma directa (como la energía hidráulica, eólica o solar) por tanto, se encuentran listos para su uso energético sin necesidad de someterlos a un proceso de transformación.

- **Fuente Secundaria de Energía:** Son aquellos productos resultantes de la transformación o elaboración de recursos energéticos.

De esta manera, entendemos que un sistema energético se inicia utilizando fuentes o recursos de energía primaria como es el petróleo crudo, o el agua y cuando este tipo de energía pasa por un centro de transformación como puede ser una central termo o hidroeléctrica se obtiene energía secundaria.

De lo anterior, entendemos por tanto que, la electricidad es una forma de ENERGÍA SECUNDARIA que puede ser generada a partir de diversas fuentes de energía primaria.

Lo segundo, es distinguir una fuente de energía renovable, de otra no renovable. Lo cual tiene su marco diferenciador en la posibilidad de agotamiento, siendo así, renovables las que no se agotan con su uso y no renovables, lógicamente, las que si. Como ejemplo de energía renovable, mencionamos a las fuentes hidráulicas de energía (ríos y olas); las fuentes solares de

energía (el sol); la fuente eólica de energía (el viento); la energía oceánica (las mareas) y la fuente orgánica de energía.

En cuanto a las fuentes No renovables tenemos o agotables, encontramos el carbón, el petróleo, el gas natural y la geotermia (fuerza interna de la tierra).

Finalmente, debemos subdistinguir, dentro de las energías renovables aquellas que son convencionales, respecto de aquellas que no lo son, siendo el parámetro diferenciador el grado de desarrollo de las tecnologías utilizadas, y su penetración en los mercados energéticos, de esta forma, en simples palabras diremos que son convencionales aquellas utilizadas con una mayor regularidad y no convencionales aquellas que no.

Luego haber bien comprendido el concepto de lo que es una Energía Renovable No Convencional (desde ahora ERNC) hemos de señalar que de acuerdo a los especialistas, se consideran ERNC principalmente, a la energía fotovoltaica (que es la energía solar captada mediante paneles), la solar térmica, la biomasa (energía obtenida de compuestos naturales que se han producido por el transcurso del tiempo, como los residuos forestales o de la agricultura y que con posterioridad se transforman en combustibles), las microcentrales hidráulicas, y la energía eólica.

En Chile, tradicionalmente la Matriz Energética ha estado compuesta por fuentes convencionales de energía, fundamentalmente, energía hidráulica convencional y la generación de energía eléctrica a partir del gas natural. De esta manera, las ERNC vienen a representar tan sólo el 2,4% del total de la capacidad instalada, correspondiente a 287,7 MW. Esto se debe a que a los actuales precios de venta de energía, esta forma de generación resulta competitiva para satisfacer a pequeños consumidores, en lugares alejados de los grandes sistemas eléctricos.

De esta manera, y conforme a los datos proporcionados por la CNE la mayor parte de la capacidad instalada de ERNC, 170MW proviene de la biomasa, lo cual se encuentra en relación directa con la industria de la celulosa, luego 112MW se encuentran en microcentrales hidroeléctricas instaladas la mayor parte en el Sistema interconectado del Norte Grande (SING), el Sistema Interconectado Central (SIC) y en el Sistema de Aysen; por último 2MW provienen de parques eólicos.

En la actualidad y con el fin de cumplir el compromiso político que la Presidenta Michelle Bachelet suscribió durante su campaña, el gobierno ha adoptado fuertemente la idea de producir mecanismos que incentiven la inversión en generación de Energías Renovables No Convencionales y se aumente la capacidad instalada, del 2,4% actual a un 15%.

Sin embargo, hemos de recordar, tal como se adelantó en referencia a las Leyes Cortas, el primer paso en esta materia lo dieron estas leyes, abriendo el mercado mayorista y las redes de distribución a los generadores menores de 9MW, asimismo, exceptuó total y parcialmente a centrales generadoras de ERNC, dependiendo si producían menos de 9 MW o entre 9 y 20 MW, del pago de peaje troncal.

Sin embargo, como se señaló, estas últimas tuvieron un efecto aislado de incentivo puesto que se mantenían gran parte de las barreras a la entrada siendo las principales:

- 
- 1) **Acceso a la tecnología y a condiciones de mercado favorables:** Nuestro mercado, no cuenta con experiencia en desarrollo de tecnologías de este tipo y el mercado en sí mismo, tiene pocos años en el uso de esta clase de tecnologías, el mercado es joven e inmaduro. En efecto, la mayoría de los proyectos de ERNC existentes no tienen una entidad tal para acceder a las economías de escala, por tanto, los costos de desarrollo son más altos en relación con los costos de desarrollo que tienen los países fabricantes de este tipo de tecnologías
  - 2) **Problemas de comercialización y de cómo funciona el mercado:** La problemática acá la encontramos en la circunstancia de que la estabilidad en el precio de venta, esta estrechamente ligada al hecho de que el generador se pueda comprometer a asegurar volúmenes de energía y potencia. Si el generador no es capaz de entregar lo que el cliente demande, deberá comprarlo en el mercado spot riesgosamente a un precio mayor que el precio al cual él le vende la energía al cliente, lo cual sería desastroso para un proyecto de pequeña entidad.
  - 3) **La localización de gran parte de los proyectos, impacta en las líneas de transmisión para conectarlo al sistema:** Un gran número de éstos, se ubican en zonas muy alejadas de los centros urbanos donde las redes eléctricas cercanas son de una mínima capacidad de inyección o bien no existen. Por

tanto, surge la necesidad de incurrir en costos adicionales con el fin de conectar el proyecto de generación con las líneas o subestaciones próximas lo cual puede producir incluso inviabilidad económica.

Tal como se señaló, ha sido un objetivo del gobierno actual, principalmente, la creación de una ley que tuviera por objeto fomentar el desarrollo de ERNC, teniendo como fundamento, la ampliación de la oferta de fuentes limpias y sostenibles que garantizaran el uso eficiente de los recursos, contribuyendo a la mitigación del cambio climático y por lo demás, que se hicieran parte de la diversificación energética a la cual aspira, como consecuencia del déficit de oferentes en generación eléctrica que vive nuestro País, como consecuencia, según posturas cercanas al gobierno, del desabastecimiento del gas natural desde Argentina, el aumento del precio internacional de los combustibles, y al hecho de que el 70% de la Matriz primaria sea importada..

---

De esta forma, se dio paso a la búsqueda de un mecanismo que fuera apropiado al mercado energético Chileno. De esta forma en Abril del 2007 se presentó el Proyecto de Ley de Incentivo a las Energías Renovables No Convencionales, decidiéndose por un sistema de ***incentivo en la tarifa***, llamado también por sus siglas en inglés **FIT, Feed-in tariffs**.

Se trata entonces, de un incentivo al precio dirigido a la generación eléctrica que toma la forma de un precio global de electricidad, nos referimos al precio por unidad eléctrica que una distribuidora y los clientes libres, estarán obligados a pagar a las empresas productoras de electricidad, a partir de fuentes de energías renovables no convencionales. El costo adicional que se produzca es pagado por las distribuidoras, proporcionalmente a su volumen de ventas y traspasado directamente a los consumidores a través de una prima en el precio por Kwh., permitiendo la promoción de tecnologías y una futura reducción de costos mediante la implementación de tarifas que vayan decreciendo a medida que pasa el tiempo.

Se señala, que frente a otros sistemas, éste vendría siendo una copia del modelo aplicado en Alemania, el cual tiene la ventaja de dar seguridad al inversionista, fácil ajuste y la promoción de

tecnologías de desarrollo en el largo y mediano plazo. Su punto más fuerte estaría en su simplicidad y efectividad en cuanto estímulo a la inversión.

Entre sus desventajas se cuentan el riesgo de financiación excesiva, si la curva de aprendizaje de cada tecnología no se incorpora como una forma de reducción gradual del precio con el avance del tiempo.

#### **4.2.1 Contenido del proyecto.**

En definitiva, el proyecto presentado por el ejecutivo, basado en el sistema alemán de incentivo en las tarifas, contempla las siguientes especificaciones:

- El proyecto establece la obligatoriedad para los comercializadores de energía eléctrica de acreditar que un 5% de la energía que están comercializando cada año tiene su origen en ERNC, con el fin de garantizar lo anterior, se prescribe una licitación independiente para generadores de ERNC, con competencia libre de precios entre ellos. Esta exigencia es sólo para los Sistemas eléctricos mayores (SIC Y SING)
- El aumento en el futuro desde un 5% hasta un 10%, con el fin de permitir el logro de economías de escala tratándose de estos medios de generación.
- La obligatoriedad solo será exigible respecto de los contratos de suministro para clientes libres y distribuidoras suscritos a partir del 31 de mayo del 2007, por tanto solo se puede acreditar su cumplimiento con proyectos ERNC interconectados a los sistemas eléctricos después de esa fecha.
- Cabe señalar que la obligación se inicia con la energía comercializada a partir del 2010 y rige solo por 20 años, hasta el 2029, es acotado, puesto que se estima que es necesario tan solo un impulso inicial, luego del cual las ERNC ingresarán en forma natural al mercado eléctrico.

- Los CDEC respectivos deberán llevar la contabilidad del cumplimiento de la obligación, y ante ellos las empresas deben acreditar su cumplimiento.
- Existe una sanción económica para el evento de incumplimiento, la cual es proporcional a la energía renovable no convencional no suministrada, por ahora estimada en 0,4 UTM por cada Kwh, no acreditado durante cada año.
- Para dar flexibilidad y facilitar el cumplimiento de la obligación, se permite que inyecciones de electricidad proveniente de ERNC del año anterior al de la obligación pertinente puedan usarse para acreditar el cumplimiento, además las inyecciones pueden provenir de un sistema eléctrico distinto al que da lugar la obligación.
- La ERNC podrá ser inyectada al sistema por medios de generación de propiedad de la empresa que tiene la obligación, o por otras empresas con las cuales hayan contratado.

#### **4.2.2 Críticas al proyecto de ley de incentivo a las energías renovables no convencionales.**

Diversas voces disidentes, provenientes sobre todo de expertos y del mundo académico han venido a advertir acerca de los riesgos de legislar sobre un mecanismo de incentivos para fomentar la generación de energía a través de fuentes renovables no convencionales, por tanto es menester referirnos a la perspectiva presentada por éste sector.

Así autores como Sebastián Berstein<sup>70</sup> y María de la Luz Romper, han llamado la atención acerca de los riesgos de este sistema, señalando primeramente que la política energética actual tiene su fundamento en la existencia de mercados competitivos y en el rol de subsidiariedad del Estado en sus dos aristas, cuales son:

---

<sup>70</sup> Ex secretario ejecutivo de la CNE y actual consultor de la empresa Synex

- El dejar actuar a los individuos, a las comunidades y a las organizaciones intermedias, en especial a la empresa privada con preferencia al Estado.
- Y como consecuencia de lo anterior, la canalización del actuar del Estado en los sectores más desvalidos de la población.

Por tanto, el establecimiento de “metas” como pretende el actual gobierno y el forzamiento de la generación de electricidad por medio de las ERNC, atenta contra un sistema basado en las reglas del mercado.

Remarcan que la obligatoriedad establecida por la Ley correspondería a un subsidio a la generación mediante ERNC, medida que en principio pareciera inofensiva, pero que en definitiva genera un mayor costo que pagaremos todos los consumidores, incluso, declaraciones del propio Ex Ministro Rodríguez Grossi, dan cuenta de la posibilidad de un aumento en las cuentas de un 1 hasta un 2%, lo que afectará al sector más pobre de la población.

Y si bien es cierto diversifica la matriz, ello no tiene justificación alguna, si solamente es posible la inclusión de las ERNC con costos en extremos elevados en lo social.

Para concluir, reproducimos un extracto de un Seminario dictado por Sebastián Berstein en la SOFOFA el presente año : *“Han confundido “seguridad” con “independencia energética” y que, por ello, han considerado indispensable promover todas las formas de energía que den al país independencia energética, sin pensar que pretender ser autárquicos en energía tiene costos absolutamente insoportables para el país.”*

El proyecto de ley ya fue aprobado por ambas cámaras y se encuentra en etapa de promulgación, conforme a lo expuesto hemos de esperar que sus consecuencias no produzcan resultados contrarios a los que se pretenden obtener, y que en definitiva el encarecimiento del consumo de energía sea menor, con el fin de no perjudicar a los mas desfavorecidos de Chile.

Asimismo, produce una fuerte interferencia en el mercado de generación, transformándose en un ejemplo negativo que podría expandirse hacia otras áreas.

### **Conclusiones.**

- 1) El sistema y la industria eléctrica chilena, han sido configurados de manera sui generis, pasando entre lo público y lo privado, privilegiando criterios de eficiencia económica, siendo imitado por diversos países, con resultados bastante exitosos.
- 2) Sin embargo al pasar el tiempo, el sistema también ha mostrado sus falencias, sea que éstas hayan sido ocasionadas por interferencias poco acertadas, introducidas a través de leyes relámpago, o bien, por los vaivenes propios del mercado energético mundial y de una matriz basada en la termo e hidroelectricidad.
- 3) En la actualidad, muchos hablan de crisis, sin embargo ha nuestro parecer, esta aseveración sería una exageración, puesto que no habrían siquiera situaciones de racionamiento o peligro inminente de cortes de suministro eléctrico.
- 4) Se trataría más bien, de una problemática en directa relación con la oferta de abastecimiento energético, en razón del cambio de las reglas del juego a partir de las modificaciones del año 98/99 y otras analizadas, que produjeron desconfianza a los

inversionistas y frenaron el mercado, con las consecuencias que son posibles de apreciar en nuestros días.

- 5) Como una forma de paliar este déficit, se ha implementado, entre otras medidas, el aumento progresivo del precio de nudo, lo cual ha conllevado alzas en las cuentas de luz de los consumidores finales, repercutiendo en los bolsillos de los consumidores, lo que ha motivado a la autoridad adoptar fórmulas de subsidios, para ir en ayuda de las personas de escasos recursos.
  
- 6) En definitiva, consideramos que se trata de un tema de políticas públicas, las cuales deben tomar en cuenta las preferencias reveladas que se puedan apreciar a través de diversos estudios.
  
- 7) Mención aparte, merece la discusión acerca de la posibilidad de incluir en nuestra matriz energética, generadores nucleares. Tema en el cual se enfrentan posiciones relativas a la obtención de un tipo de energía estable a bajo costo y las que ponen de manifiesto las externalidades negativas de esta fuente energética, principalmente los riesgos asociados a la energía nuclear, y la acumulación de los desechos de ésta derivados. Sin embargo, nos parece que en base a los antecedentes expuestos, hemos demostrado que existen una serie de prejuicios, carentes de fundamento real y que se han basado en la escasa información de la población y de las autoridades políticas. Prejuicios que han dilatado el emprendimiento de una iniciativa responsable, que asuma los costos y beneficios de este tipo de energías, y que cree la institucionalidad y el marco jurídico adecuado para el desarrollo futuro de nuestra matriz.
  
- 8) A nuestro parecer, la decisión más álgida se encuentra en la elección entre un sistema a costo mínimo, representado por la construcción de proyectos de gran envergadura y alto impacto topográfico, y la integración al sistema de la llamada diversificación

energética que pretende ampliar el espectro de fuentes de generación, privilegiando, por sobre todo, la introducción de energías renovables no convencionales, más amigables con el medio ambiente, lo cual, por su parte, podría llevar a encarecer un poco más el precio de la energía.

- 9) No es de nuestro interés acabar con el temática presentada en esta memoria, ni pronunciarnos manifiestamente acerca de una u otra postura, sino exponer un tema, cuya complejidad trasciende los ámbitos económico, legal y ambiental requiriendo el acuerdo de todos los sectores involucrados y flexibilizando las posturas más radicalizadas.
- 10) De nuestra parte, ha sido un desafío de magnitud investigar un asunto que en principio parece alejado del mundo jurídico, que sin embargo, nos ha planteado una serie de interrogantes en el transcurso del análisis de las normas que regulan nuestra matriz energética, y que esperamos haber transmitido al lector. Estimamos que la investigación de carácter jurídico económico, en materias concernientes al sector de la electricidad contribuye decididamente a ampliar nuestra comprensión de las ciencias jurídicas en su totalidad, esperando efectuar un aporte significativo a la diversidad jurídica de la Escuela de Derecho de la Universidad de Valparaíso.

## **Bibliografía.**

### **Libros :**

- Agüero Campos, Francisco (2003) , Tarifas de empresas de Utilidad Pública.  
(Santiago, Lexis-Nexis) 284pps.
- Ariño Ortiz, Gaspar – López de Castro, Lucía (2004) Nuevo Servicio Público y Regulación Económica, (Perú, Planeta).
- Dornbusch Rudiger, Ficher Stanley, Stara Richard, (1998) Macroeconomía (Editorial Mc Graw Hill) 371 pps.
- Evans Espiñeira Eugenio,-Seeger Caerols María Carolina (2006) , Derecho eléctrico, (Santiago, Lexis Nexis) 607 pps.
- Programa de Naciones Unidas Para el Desarrollo ( 2007): Energías Renovables y Generación Electrica en Chile. 204 pps.
- Rozas Balbontín Patricio, (1999) La Crisis Energética en Chile, Antecedentes para una evaluación de la institucionalidad regulatoria, (Santiago,Division Recursos Naturales CEPAL)

- Valdés Prieto, Domingo, (2006) Libre Competencia y Monopolio, (Santiago, Editorial Jurídica) 208pps
- Vergara Blanco, Alejandro (2004): Derecho Electrico ( Santiago,Editorial Jurídica de Chile) 439 pps.

### **Artículos de Revistas y Otros:**

- Espejo Yaksic, Sergio (2001): Aspectos conceptuales y desafíos de la Reforma Eléctrica. Un enfoque desde el Análisis Económico del Derecho RDAE Volumen III, N° 3, pp 651,666
- Instituto libertad y desarrollo : Santiago, metro Alcántara en especial Maria de la Luz Domper septiembre 2002 issv 0717-1536 y otros
- Seminario “Pensando Hoy la Energía del Mañana” I Conferencia Internacional sobre la política energética de Chile, jueves 5 y viernes 6 de junio 2008-08-29
- Wisecarver, Daniel “Regulación y desregulación en Chile: Septiembre de 1973 a septiembre de 1983”, En Estudios públicos (CEP), año 1986 N°22
- Bernstein Sebastián, Intervención en Seminario ¿Hay Crisis Energética? La Salida, Viernes 4 de Agosto 2006
- Galetovic Alexander, Integración Vertical en el Mercado Energético, una guía para el usuario. En Estudios publicos (CEP) N°91 año 2003
- [www.cne.cl](http://www.cne.cl) Pagina web de la Comisión Nacional de Energía
- [www.sec.cl](http://www.sec.cl) Pagina wen de la Superintendencia de Electricidad y combustibles

