

ASAMBLEA LEGISLATIVA DE LA REPÚBLICA DE COSTA RICA
DEPARTAMENTO DE SERVICIOS TÉCNICOS

**INFORME INTEGRADO
JURÍDICO-AMBIENTAL**

PROYECTO DE LEY
“LEY DE CONTINGENCIA ELÉCTRICA”

EXPEDIENTE N° 18.093

OFICIO N° ST.134-2011 I

Elaborado por:

Lic. Gustavo Rivera Sibaja
Msc. Geovanni Rodríguez Rodríguez

Revisión a cargo de

Licda. Selena Repetto A.
Licda. Rebeca Videche Pereira

Autorización

Licda. Gloria Valerín Rodríguez

03. agosto, 2011

TABLA DE CONTENIDO

I.- RESUMEN DEL PROYECTO	3
II.- CONSIDERACIONES DE FONDO	4
2.1.- ASPECTOS GENERALES.....	4
2.2.- ANÁLISIS DEL ARTICULADO	5
III.-ASPECTOS DE PROCEDIMIENTO LEGISLATIVO	31
1.- VOTACIÓN	31
2.- DELEGACIÓN	31
3.- CONSULTAS PRECEPTIVAS Y FACULTATIVAS.....	31
TABLA DE CONTENIDO.....	2
I. RESUMEN DEL PROYECTO:	3
II. ANTECEDENTES:	3
1.- LEYES.....	3
2.- PROYECTOS:.....	4
3.- OTRAS FUENTES:.....	4
III. CONSIDERACIONES SOBRE EL FONDO DEL PROYECTO:	4
IV. ASPECTOS DE TECNICA LEGISLATIVA.....	5
V. ASPECTOS DE PROCEDIMIENTO LEGISLATIVO	5
1.- VOTACIÓN.....	5
2.- DELEGACIÓN A COMISIÓN LEGISLATIVA PLENA.	5
3.- CONSULTAS.....	5
<i>Obligatorias:</i>	5
<i>Facultativas:</i>	6

INFORME INTEGRADO♦

JURÍDICO-AMBIENTAL

“LEY DE CONTINGENCIA ELÉCTRICA”

EXPEDIENTE N° 18.093

I.- RESUMEN DEL PROYECTO

El Poder Ejecutivo presenta a la corriente legislativa, las reformas que considera necesarias para que el Subsector de Electricidad pueda afrontar y superar en el corto plazo, los riesgos actuales en materia de desarrollo eléctrico.

El proyecto consta de 17 artículos, estructurados en 5 capítulos, como sigue:

El Capítulo I, de disposiciones generales, define el objetivo de la ley y su ámbito de aplicación, eleva a rango legal las potestades del Minaet como ente rector del sector y autoriza a los agentes la exportación de excedentes al Mercado Eléctrico Regional.

El Capítulo II, regula la planificación eléctrica, la cual permanece como competencia del ICE, pero subordinada a la planificación energética nacional, competencia del Minaet.

El Capítulo III, faculta al ICE y sus empresas a hacer uso de concesiones de agua para aprovechamiento hidroeléctrico con el solo deber de informar; declara de interés público la ejecución de proyectos eléctricos, e incorpora novedosamente la figura de gran consumidor, autorizándolo a formalizar contratos bilaterales con el generador de su escogencia, público o privado.

El Capítulo IV, está destinado a regular la generación distribuida y los programas de eficiencia energética.

El Capítulo V, incorpora reformas a otras leyes, principalmente aumentando los topes a inversiones del sector privado establecidos en la Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela (Ley N° 7200), y reformando las Leyes de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales (Ley N° 8345), y la del Contrato Eléctrico de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (Ley N° 2), y finalmente modifica la Ley de Aprobación del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Ley N° 7848) en cuanto a las potestades del Poder Ejecutivo de realizar los nombramientos y representantes del país ante la institucionalidad del MER.

II.- CONSIDERACIONES DE FONDO

2.1.- Aspectos Generales

Este proyecto de ley, según se indica en la exposición de motivos, busca atender una situación de contingencia, mejorando básicamente las condiciones para promover la inversión en el sector y de esa forma enfrentar el rezago o el eventual faltante en producción eléctrica en el país.

Sin embargo, gran parte de la propuesta legislativa no está destinada directamente a favorecer las condiciones de inversión en el sector, aunque trate temas relacionados (tres primeros capítulos), y por el contrario, se echa de menos el tratamiento de temas que se han señalado en distintas oportunidades como *“mecanismos que permitan atender en el corte y mediano plazo la creciente demanda de electricidad”*.

De toda la propuesta: diecisiete artículos, los únicos cambios sustantivos que se observan son la creación de la figura del Gran Consumidor (artículo 8) y la ampliación de topes a la inversión privada mediante la modificación a la Ley N° 7200¹, que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela (artículo 14).

En realidad, gran parte de la propuesta es técnicamente innecesaria, pues se limita a reproducir situaciones jurídicas ya reguladas (artículos 1, 2, 3, 4, 5, 6, 14, 16), o bien regula situaciones que no requieren necesariamente un tratamiento legal (artículos 9, 10, 11 y 12) o representan cambios de orden menor que no pueden considerarse realmente significativos (artículos 7, 15), o incluso trata temas que realmente no parecen propios de un proyecto de contingencia eléctrica (disposición transitoria y definición del acceso al Mercado Eléctrico Regional de los agentes nacionales)

Esta propuesta es una miscelánea, no necesariamente la más urgente, de muchas otras reformas que se relacionan con el tema de la electricidad, la mayoría de las cuales ya han sido abordadas en anteriores propuestas, como lo es la Ley General de Electricidad (proyectos 17811 y 17812).

Pero en ese orden de cosas, no se abordan reformas que podrían tener más relación con una contingencia eléctrica, o de cambios en el ordenamiento jurídico que se han señalado por diversos actores como urgentes para mejorar la inversión en el sector.

Obviamente, un análisis como el del presente informe, parte de los contenidos de la propuesta, y no de los que no se incluyen en ella, por eso solo a modo de enumeración procedemos a mencionar algunos de estos aspectos, que

¹ De 28 de setiembre de 1990 y sus reformas.

habiendo sido propuestos en anteriores proyectos, o señalados como reformas urgentes, no han sido objeto de tratamiento en esta propuesta de Ley de Contingencia Eléctrica.

Señalamos así la ausencia de modificación a la situación actual de aprovechamiento de los recursos geotérmicos para generación eléctrica, los cuales por encontrarse la mayoría en parques nacionales o reservas naturales no son susceptibles de explotación, pese a existir un margen de disponibilidad importante, y pese al poco o focalizado impacto, de afectación ambiental.

El proyecto tampoco busca resolver los problemas de fijación tarifaria que han sido en buena medida, desmotivadores de la inversión en el sector, y mantiene la prohibición legal absoluta que existe en la actualidad al reconocimiento del factor de costo evitado, con lo cual los modelos de fijación tarifaria actuales se ven constreñidos a márgenes muy estrechos de maniobra para poder lograr precios razonables en beneficio de todas las partes.

No se busca solventar los problemas a la inversión, y en particular al financiamiento, sobre todo para las empresas de servicios públicos municipales y cooperativas de electrificación rural que representa la normativa de grupos de interés de la supervisión financiera. En un modelo como el costarricense, en que el monopsonio es un mandato legal, la estructuración de grupos de interés en razón del porcentaje de ventas, obligado por esa condición legal, resulta absurdo y sin embargo ha sido una importante barrera de acceso al financiamiento.

En la exposición de motivos del proyecto se señala como un problema el porcentaje de generación térmica que se produce en el país, naturalmente dotado de fuentes renovables; pero no se incluye disposición alguna que obligue o privilegie el despacho eléctrico de las fuentes renovables por sobre las derivadas de hidrocarburos.

En anteriores iniciativas del Poder Ejecutivo se señalaba como urgente reformar y reforzar las potestades y régimen sancionatorio del órgano Regulador, como una vía para mejorar la calidad, estabilidad y confiabilidad del sistema. La propuesta actual es omisa en estos aspectos.

Sin ánimo de ser exhaustivos, los anteriores ejemplos, muestran que en general esta propuesta es bastante limitada, y las modificaciones de fondo se reducen a los dos aspectos señalados con anterioridad (incorporación del Gran Consumidor y modificación de topes para la generación privada).

2.2.- Análisis del Articulado

CAPÍTULO I

DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1.- Objetivo general y ámbito de aplicación

El objetivo es establecer mecanismos que permitan atender en el corto, y mediano plazo, la creciente demanda de electricidad a partir de fuentes renovables. En este sentido esta asesoría considera que el mismo debe ser ampliado en términos no solo de insumo para producir la energía (agua, viento, sol, mareas, geotermia) sino también en cuanto al proceso de construcción y operación de la infraestructura necesaria para la producción de dicha energía.

Lo anterior se sustenta en el hecho de que la generación de energía se encuentra asociada a una serie de actividades que no son sostenibles, como es el caso de la extracción de materiales de la construcción como también la edificación de la infraestructura misma. Por lo tanto, dicho proceso debe ser certificado en términos de ser carbono neutral, es decir poseer algún tipo de certificación que garantice que su construcción y operación son sostenibles más allá de si producen energía a partir de fuentes limpias.

El aspecto más relacionado con una “contingencia eléctrica” son las propuestas del capítulo final, destinado a reformas a otras leyes, principalmente cuando modifica las restricciones elevando los topes legales que la normativa actual impone a la inversión de los cogeneradores privados.

De todas formas, este tipo de disposiciones que fijan el objetivo de la ley y su ámbito de aplicación tienen más sentido cuando se trata de legislar o regular integral o sistemáticamente alguna materia en particular, en donde el enunciado de objetivos puede ayudar a la interpretación y aplicación de la ley.

El segundo párrafo que define el ámbito de aplicación enumera subjetivamente todos los posibles agentes que participan en el sector, lo cual resulta innecesario, pues el ámbito es funcional, - actividades relacionadas con el sector eléctrico – y no subjetivo.

En esencia, esta norma prácticamente no tiene un contenido sustantivo.

Artículo 2.- Ministro Rector y Sector Energía

Establece la rectoría del Minaet dentro del marco de sectorización del Estado. Es de observar que la Ley Orgánica del Ministerio del Ambiente, Energía y Telecomunicaciones² ya define dicha rectoría en su artículo 1º.

² Ley N° 7152 del 5 de mayo de 1990.

En criterio de esta asesoría cualquier modificación o propuesta a la estructura institucional del Ministerio, como la creación de una Secretaría Ejecutiva de Planificación, técnicamente sería más adecuada plantearla como una reforma a la misma Ley Orgánica del Ministerio, en lugar de establecerla en el texto de una ley especial de contingencia como la propuesta, máxime que las reformas institucionales propuestas no tienen un carácter temporal sino que son permanentes.

En cuanto a la obligación de *“las empresas públicas e instituciones que conforman el Sector”* de aportar al Rector y a la Secretaría Ejecutiva los recursos humanos y financieros necesarios para el cumplimiento de sus funciones, solo puede entenderse válidamente como una autorización legal para que lo hagan, pero difícilmente como una obligación jurídica vinculante, pues la disposición de sus propios recursos entra dentro del ámbito de su propia autonomía, constitucionalmente reconocida.

Si de lo que se trata es de reconocer al Rector la posibilidad de imponer un canon a las empresas del sector, en este caso incluiría indistintamente a las públicas y privadas, debería quedar expresamente establecido atendiendo al principio de legalidad.

Artículo 3.- Acceso al Mercado Eléctrico Regional, MER.³

Se autoriza a los generadores nacionales, públicos y privados, pues la norma no hace distinción, a colocar sus excedentes en el MER, bajo los requisitos que reglamentariamente establezca Aresep, incluido el de suministro nacional.

Esta norma es ambigua y debe ser desarrollada, pues no deja claro si los generadores están autorizados a vender sus excedentes directamente en el MER, o deben hacerlo obligatoriamente a través del ICE.

Tampoco se define con precisión que significa compromiso de suministro nacional, si se refiere únicamente a una cantidad previamente pactada de entrega al propio ICE (no se concibe otra forma de entender excedentes), lo cual eventualmente liberaría a los generadores de poder colocar cualquier otra cantidad que logren generar sobre ese límite pactado, o alguna otra modalidad distinta, que en todo caso debería quedar definida.

Este artículo debe relacionarse con la definición política que finalmente se haga en este tema, la cual también se discute como norma de ejecución con respecto a la aprobación del Segundo Protocolo del Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional de América Central, expediente legislativo 16.971, y también con la

³ En Sesión Ordinaria de la Comisión Especial que conoce este expediente legislativa, del día 6 de julio de 2011 se aprobó moción que modifica el texto de este artículo.

modificación que este mismo proyecto propone en su artículo 17, a la Ley de Aprobación del propio Tratado Marco y su Primer Protocolo.

Sea cual sea la decisión política que se tome al respecto, es conveniente tener en cuenta la existencia de estas normas de ejecución introducidas o por introducir en las sendas leyes de aprobación de esos instrumentos internacionales, las cuales habría que uniformar para evitar contenidos contradictorios o simplemente distintos.

En la medida que ya actualmente existe un Mercado Eléctrico Regional al que teóricamente se pueden exportar los excedentes, y dado que la norma propuesta no clarifica en qué condiciones pueden hacerlo los agentes nacionales, especialmente si pueden hacerlo en forma directa o no, sino que lo libra a la reglamentación posterior; esta norma no representa ningún cambio salvo quizás que traslada algo que podría ser de definición legal, al plano reglamentario. Tampoco si las mismas pueden exportar energía sin antes satisfacer la demanda nacional. Y se vuelve hacer énfasis de que se garantice el suministro que el proceso de construcción y operación sea carbono neutral.

CAPÍTULO II

DE LA PLANIFICACIÓN

Artículo 4.- Planificación Energética

Tanto este artículo cuarto como el quinto versan sobre la planificación energética, los plazos en que la misma se debe dar y los criterios de tiempo, tipo de tecnología y políticas en las que se debe basar dicha planificación.

En este se indica que el plazo de planificación deberá ser de seis años, que el objetivo es crear un Plan Nacional de Energía, con revisiones periódicas asimismo, que el mismo deberá partir de lo indicado por el Plan Nacional de Desarrollo, dicho plan se elabora cada cuatro años, ahí tenemos un punto de desfase ya que eventualmente con un cambio de gobierno se deberá modificar la planificación energética lo que llevaría a tratar la planificación partiendo de los cambios de gobierno.

Lo anterior introduce un aspecto de incertidumbre, ya que si bien es cierto los diferentes gobiernos tienen la potestad de modificar las políticas y la planificación de la producción energética, en términos de gestión tecnológica; partir de que la planificación se realizará con miras a seis años, además de las eventuales modificaciones cada cuatro del Plan Nacional de Desarrollo, no es un aspecto apegado a la realidad ya que los procesos de Investigación y Desarrollo, así como la construcción y puesta en marcha de proyectos energéticos van más allá del plazo estimado en este proyecto.

La planificación energética más aún si parte de fuentes renovables es preciso planificarla en plazos mayores a 10 años, siendo este último plazo el mínimo, al respecto cabe destacar lo que indica la literatura sobre los modelos de planificación energética.

La literatura nos indica que la planificación energética es el estudio metódico en el cual se define la fuente de los recursos energéticos que se utilizarán en el futuro para la generación de energía. Los modelos de planificación energética más usuales son MARKAL1, NEMS2, SAGE, POLES3, 11R y SG4.⁴

El más común de ellos es el modelo MARKAL, que trata de averiguar la oferta y demanda energética de una región, es decir el mismo parte de la demanda futura estimada para la cual se utiliza las tendencias históricas, este tiene una serie de escenarios alternativos introduciendo cambios tecnológicos, financieros o regulatorios que se estiman previsibles. Eligiéndose de esta manera las opciones que mejor minimizan los costos.⁵

Asimismo a dichos modelos se ha introducido el análisis y discusión de las variables climáticas, las mismas totalmente ausentes en el proyecto de ley de marras, dicho factor es indispensable ya que si el país desea mantenerse en la línea de generación de energía con base en fuentes limpias, el cambio climático juega un factor determinante en la planificación, este debe ir acompañado con elementos de investigación y desarrollo, aspecto ausente en el proyecto y vital para la planificación energética.

En este mismo sentido retomamos lo indicado en el expediente 17812 sobre el tema energético, en el cual se hizo énfasis en el tema climático, al indicar que es importante tomar en cuenta que el cambio en el régimen de lluvias, la variabilidad en los cambios de estación y por consiguiente en el comportamiento habitual del clima, son aspectos que podrían modificar la planificación de proyectos energéticos que tomen como fuente de energía tanto la fuerza del agua como del viento.

Por otra parte, el desarrollo de proyectos hidroeléctricos (principal modalidad de producción eléctrica en Costa Rica) tiene en el largo plazo una limitación de carácter físico que consiste en la cantidad de cuencas en las cuales se pueden desarrollar proyectos para la construcción de infraestructura hidroeléctrica, ya que muchas de estas pueden ser consideradas adecuadas para desarrollar dicha actividad. Pero, se encuentran dentro de territorios que presentan alguna categoría de protección (territorios indígenas o áreas protegidas), lo cual limita de forma drástica la proyección y desarrollo de tales obras.

⁴ Álvarez J, Planificación Energética y Desarrollo Sostenible, Universidad Politécnica de Madrid, 2008

⁵ Ídem

Con base en lo anterior es preciso tomar en cuenta el cambio climático como un factor que lleva a Costa Rica a diversificar su base de fuentes de energía limpia.

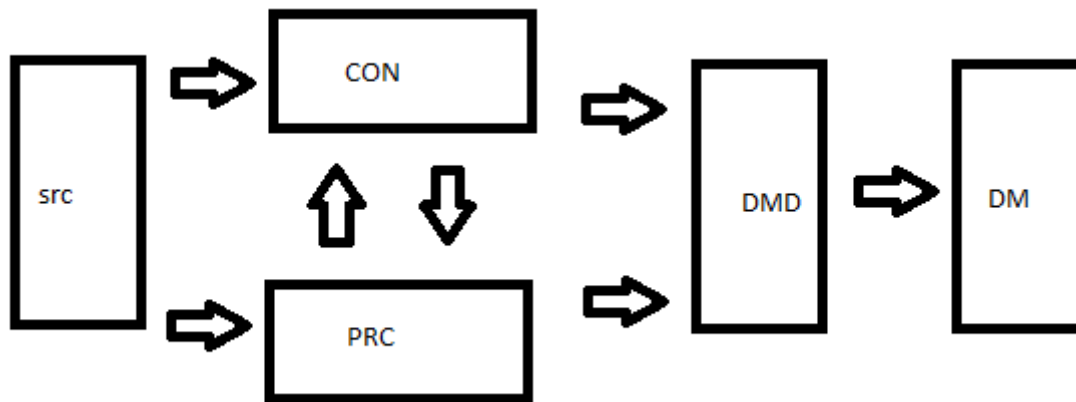
Para ello, es importante la información que logre generar el Instituto Meteorológico Nacional, ya que debe ser el sustento técnico para planificar la producción de energía eléctrica, con base en fuentes que estén estrechamente vinculadas al calentamiento global.⁶

En cuanto a los modelos de planificación y solo para mencionar un ejemplo de la complejidad de la planificación energética el modelo MARKAL involucra cuatro pasos para su construcción, en primera instancia se define un Sistema Energético de Referencia (Reference Energy System, RES), que represente el sistema energético del país, el mismo incluye la extracción de recursos, transformación, distribución y consumo. La definición de este sistema es la base del modelo, y en él se representan todas las tecnologías disponibles y todas las relaciones entre oferta y demanda.

En términos esquemáticos lo representamos de la siguiente forma:

Figura número 1. Esquema general del Sistema Energético de Referencia, RES

⁶ VAN BEECK, Nicole, 1999, "Classification of energy models", Holanda, Tilburg University and Eindhoven University of Technology, 24 pp. en:



Internacional de la Energía (IEA) por la Energy Technology Systems Analysis Programme

Cada aspecto del modelo se define de la siguiente forma:

- SRC (Sources, recursos energéticos) se encargaría de representar todas aquellas tecnologías vinculadas con las fuentes de energía.
- CON (Conversion, transformación) representa las tecnologías de conversión o transformación de energía hacia electricidad
- PRC (Process, procesos) representa la transformación de recursos primarios, como el petróleo crudo, en energéticos secundarios como sus productos refinados.
- DMD (Demand Device, Dispositivos de demanda) representa las tecnologías y las estructuras que sirven para la transmisión y distribución de la energía
- DM (Demand, Demanda) representa la demanda de energía, simulando las tecnologías que consumen energía.

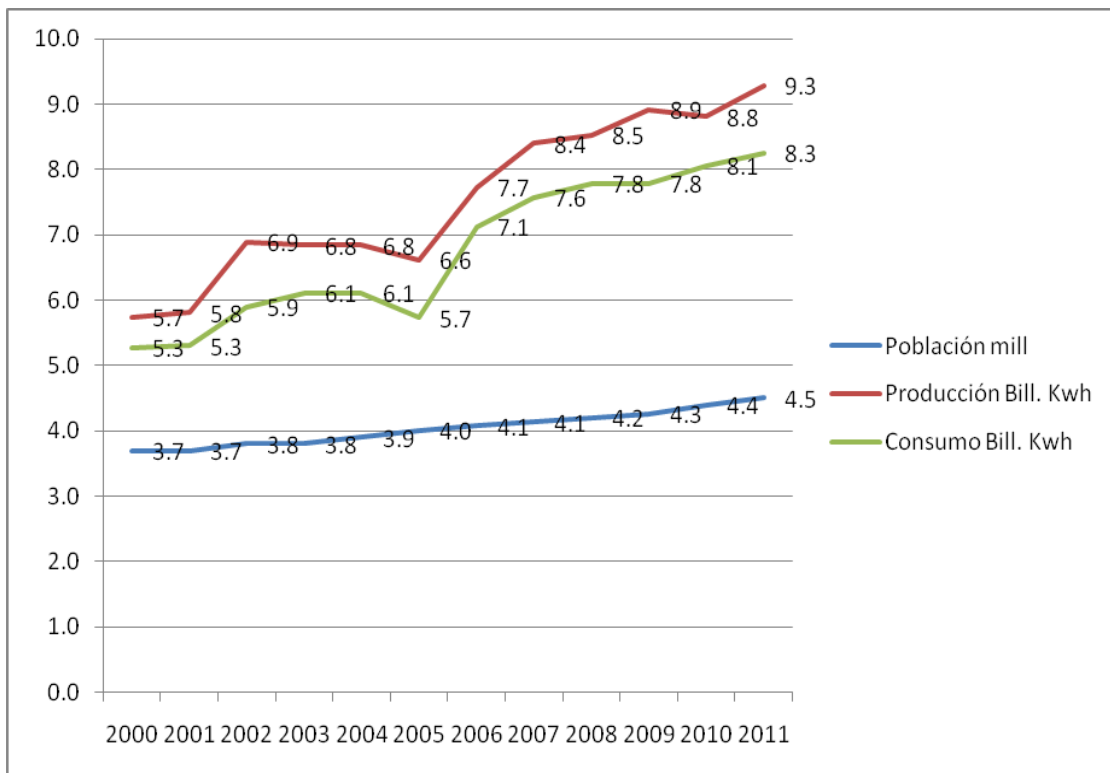
Partiendo del esquema mencionado, el modelo analiza las condiciones actuales del sistema y los posibles cambios de tecnología. Ahora bien, con base en los resultados el siguiente paso es definir los escenarios posibles. De esta manera partiendo de dicha información se define el mejor escenario y se planifican las acciones a seguir.

Dicho proceso de planificación debe sustentarse como mínimo en diez años si el país desea permanecer en la línea de energía limpia.

Seguidamente se muestra el gráfico número uno en el cual se observa el consumo y producción de energía del año 2000 al 2011, así como el crecimiento poblacional, la producción y el consumo de energía en dicho periodo, el cual mostró un comportamiento de crecimiento casi sostenido, con dos disminuciones en los años 2001 y 2005

Se denota que en dichos periodos la producción del país mostró un comportamiento a la baja lo cual incide de forma directa sobre la demanda eléctrica, al respecto es importante destacar que los periodos de producción y consumo muestran cambios significados en periodos de diez años por lo tanto, planificar como mínimo en esos plazos es esencial para la seguridad energética país.

Gráfico número 1. Crecimiento poblacional, Producción y consumo de energía en Costa Rica 2000 - 2011



Elaborado por: Lic. Giovanni Rodríguez Rodríguez

Fuente: Centro Centroamericano de Población y Unión Internacional de Energía

Por otra parte, también esta asesoría debe indicar que el contenido de esta norma definiendo la competencia del Ministro rector en la elaboración del Plan Energético Nacional, parece más adecuada como una reforma a la propia ley orgánica del Ministerio.

La mención a que las empresas e instituciones del Sector Energía “coadyuvarán” es sumamente ambigua y no aclara ni siquiera si esa coadyuvancia es un derecho, o incluso una obligación.

Si se tratara de un derecho sería conveniente definir en qué grado y hasta que punto esa colaboración de las empresas del sector puede tener efecto, pues

puede ir desde el simple derecho de ser escuchados, hasta la obligación de desarrollar inversiones y otros aspectos, que en todo caso no conviene queden enunciados solo de una forma genérica sino que deberían ser tratados con mayor detalle y profundidad.

En todo caso, esta norma no modifica la situación actual existente, pues al día de hoy, la rectoría del Ministerio en el sector, implica necesariamente potestades de planificación, y si lo que se quiere es sencillamente remitir a la reglamentación para el tratamiento detallado de ese aspecto, la norma prácticamente no sería necesaria.

Artículo 5.- De la Planificación Eléctrica

La planificación eléctrica se mantiene centralizada en el ICE, de conformidad con el mandato que le fue conferido al momento de su creación. En lo esencial, no se modifica el modelo existente en esta contingencia eléctrica.

CAPÍTULO III

CONCESIONES Y AUTORIZACIONES

Artículo 6.- Otorgamiento de Concesiones para el Uso del Agua y Aprovechamiento de las Fuerzas Hidráulicas para la Generación Hidroeléctrica

Establece a favor del ICE y sus empresas la posibilidad de hacer uso de concesiones de agua para aprovechamiento hidráulico con el solo deber de informar al Registro respectivo.

Este artículo consolida jurídicamente la situación actual, pero de una forma positiva y clara, y no como una excepción: La Ley Marco de Concesión para el Aprovechamiento de las Fuerzas Hidráulicas para la Generación Hidroeléctrica, en su artículo 16 dispone que la obligación genérica de obtener concesión, no aplica para el ICE y sus empresas, comprendida la CNFL, ni las cooperativas de electrificación rural.

Como se observa es más claro definir claramente que el ICE y sus empresas tienen derecho a aprovechamiento directo, con el solo deber de informar. En este sentido, aunque no representa un cambio sustancial, al menos mejora la redacción de la situación jurídica actual.

En cuanto a las cooperativas de electrificación rural, siguen sujetas a lo que dispone la Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional⁷, la

cual se modifica en este proyecto de ley, para aumentar los topes o límites de inversión sobre los cuales el Minaet puede otorgar la concesión directamente (artículo 15).

Artículo 7.- Declaratoria de Interés Público de los Proyectos de Generación, Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica.

Se pretende mejorar y aligerar el tedioso proceso burocrático de trámites previos para el desarrollo de un proyecto con la sola declaratoria de interés público de dicho proyecto.

Es incorrecto el contenido de la segunda oración: al disponer que con la declaratoria y después de analizar el caso concreto, el SINAC procederá a autorizar el permiso de corta de árboles. Si eso significa que deben seguirse los trámites ya establecidos en la ley, la disposición está de más; si significa otra cosa, resulta totalmente inconveniente, pues no podría ser otra cosa que suprimir trámites de protección ambiental en abstracto.

La tercera oración se encuentra en la misma situación que la anterior: Si otorgar trámite prioritario no significa nada nuevo, la disposición sobra; si por el contrario significa una modificación de la legislación sustantiva existente, debe aclararse su contenido.

En criterio de esta asesoría, tal como está redactada esta disposición, no pasa de una directriz de orientación de política, inaplicable jurídicamente por medios directos, teniendo en consideración incluso que se refiere a los gobiernos locales que gozan de autonomía.

Artículo 8.- Incorporación del Gran Consumidor

Este es uno de los pocos cambios sustantivos de la propuesta.

Se retoma la figura de gran consumidor propuesta en anteriores proyectos de Ley General de Electricidad (proyectos 17811 y 17812), con la particularidad que baja la definición al consumo máximo de 1 MW, como requisito para ser acreedor de esa condición. Este aspecto, aunque en forma parcial y bastante reducida rompe el monopsonio del ICE, pues estaría permitiendo que sujetos privados (o públicos) contraten directamente con el generador de su escogencia, sin que en la operación intervenga jurídicamente el ICE en este apartado de generación, sin perjuicio de que deba hacerlo como transportista o distribuidor según sea el caso.

El artículo hace referencia a reglamentación y tarifas fijadas por la Aresep. Quizás convenga aclarar que esas tarifas deben referirse al transporte y la

⁷ Ley N° 8345 del 26 de febrero de 2003.

distribución, pero no a la generación, pues de lo contrario, la posibilidad de firmar contratos directamente entre generadores y grandes consumidores pierde absolutamente sentido.

De los primeros tres capítulos, esta es la propuesta que efectivamente está más orientada a mejorar las condiciones de inversión para promover una mayor participación del sector privado en la generación eléctrica, pues se espera que con la posibilidad de negociar precios directamente, se estimule la decisión de invertir para proveer a estos grandes consumidores.

CAPÍTULO IV

GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

Artículo 9.- Generación Distribuida de Pequeña Escala

Se autoriza la generación para autoconsumo, y eventualmente se permite la venta de excedentes bajo los supuestos de cumplimiento de requisitos según sean definidos por Aresep. La norma hace la aclaración importante de que la generación distribuida que se autoriza es solo la que se produzca con fuentes renovables.

Artículo 10.- Proyectos de Generación Distribuida de Mediana Escala y de Eficiencia Energética

Pese al título de la norma, el contenido solo se refiere a proyectos de generación distribuida de mediana escala.

Aquí quizás por omisión, no se indicó expresamente que la generación distribuida de mediana escala está exenta de obtener la respectiva concesión de servicio público de generación – lo cual podría ser aclarado expresamente – lo que la diferencia de cualquier tipo de generación, teniendo que su acceso a la red sería a baja tensión.

Dado que la generación distribuida puede tener un potencial de crecimiento importante, se sugiere indagar sobre si los límites que se ponen a esta producción de mediana escala (no más de 2000kw individualmente y no más de 10% de la demanda total de la distribuidora) obedecen a limitaciones estrictamente de carácter técnico (capacidad de las redes u otros similares) o si obedece a una limitación fundamentada simplemente en un criterio político de conveniencia y oportunidad.

Lo anterior, porque esta ley de contingencia precisamente viene a revisar limitaciones impuestas en el pasado a la inversión que se justificaron por motivos políticos que hoy deben ser revisados, y a futuro podría ocurrir una

situación similar con la generación distribuida, si los límites o topes no fueran técnicos sino solo producto de una decisión política.

Artículo 11.- Obligación de Acceso a la Red y Desarrollo de Proyectos de Generación Distribuida

En esta norma conviene hacer una precisión, que aunque quizás lógica, no está de más en aras de la seguridad jurídica. Los costos de los programas de acceso a la red para la generación distribuida deberán incorporarse en las tarifas de conexión de generación distribuida, no en las tarifas generales de venta de productos eléctricos a los usuarios.

El acceso a red para cualquier generador es una garantía implícita de un sistema en que se permiten una pluralidad de generadores, y máxime en el caso en que se rompe el monopsonio al permitir la figura del Gran Consumidor.

De modo que si enunciar esta garantía o derecho de acceso a las redes en el caso de la generación distribuida es útil o importante, más debiera serlo en el caso de la generación que no es para entrega directa al ICE (único transmisor en el país) sino que puede ser pactada directamente con los grandes consumidores.

Artículo 12.- Programas de Eficiencia Energética

Impone la obligación a las distribuidoras de desarrollar programas de eficiencia energética y uso racional de la energía, dicha obligación es más una autorización legal habilitante de acciones en tal sentido (para las que son entes públicos), que una obligación en estricto sentido jurídico que pueda ser exigida por medios jurisdiccionales, pues carece de una consecuencia asociada a su cumplimiento o incumplimiento. Además, es preciso estimular el elemento de transferencia tecnológica que se debe garantizar por medio de un rubro específico, así como que debe existir la eventual alianza entre las empresas distribuidoras con centros de investigación nacionales y extranjeros que busquen el desarrollo de la tecnología, para la producción de energía a partir de fuentes limpias.

Por otra parte, el Plan Nacional de Energía congruente con la visión del proyecto de ley en relación con el fomento de las fuentes limpias en la producción de energía, debe ir más allá de establecer la planificación en términos de infraestructura y tipo de fuente, es decir éste debe definir en el largo plazo las líneas de investigación y desarrollo a seguir en la producción de la energía eléctrica.

El propósito es diversificar tanto el tipo de fuente como los usos de la energía en el marco de la disminución de los combustibles fósiles como principal fuente para el transporte automotor. Lo anterior debido a que el desarrollo de

vehículos eléctricos y la comercialización de los mismos, es un proceso acelerado que hace que la importación paulatina de los mismos genere una presión directa sobre la producción de electricidad. Por lo cual, si fueran generados con fuentes contaminantes disminuirá de forma indirecta los efectos positivos que puedan ofrecer la importación de este tipo de automóviles.

Dado que la eficiencia energética básicamente está referida al consumo, y por ende a los clientes, la única justificación para que esta obligación sea impuesta a las distribuidoras, y no a otros agentes del ciclo eléctrico, obedecería a que son las distribuidoras las que finalmente facturan a los clientes, y por esta vía, reconocer el costo de estos programas en las tarifas es más directo y más fácil con respecto a estos agentes que a cualquiera otros.

No se comprende la disposición que permite trasladar los beneficios a las distribuidoras si se tiene en cuenta que los costos están siendo autorizados a ser trasladados a los consumidores vía tarifas. Esta disposición es confusa, y está relacionada con elementos asociados al modelo tarifario que en todo caso sería competencia de la Aresep.

Si bien es cierto, el proyecto de ley N° 18093 es considerado un proyecto de contingencia, aspecto que no justifica la ausencia de elementos indispensables para la planificación energética moderna, a criterio de esta asesoría es necesario incluir dentro del texto los siguientes aspectos:

- a. La planificación energética debe darse más allá de los seis años que propone el proyecto,
- b. Debe tomarse en cuenta la inclusión del cambio climático como criterio para la planificación,
- c. Se debe incluir la investigación y desarrollo dentro del Plan Nacional de Energía y;
- d. Debe existir la transferencia tecnológica como eje dentro de los programas de eficiencia energética de las empresas distribuidoras hacia los usuarios.

CAPÍTULO V

REFORMA DE LEYES

Artículo 13.- Refórmense los artículos 2, 7 y 14 de la Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela, N° 7200.

La reforma de la Ley N° 7200 del 28 de septiembre de 1990, es quizás la parte más sustantiva de esta propuesta de Ley de Contingencia Eléctrica, básicamente porque esta ley es la que impone diferentes límites y topes a la inversión privada en el sector, los cuales se modifican, ampliándolos, con la idea entonces de ampliar la participación del sector privado sobre todo en el campo de la generación.

Presentamos el cuadro comparativo con cada una de las disposiciones a modificar:

Ley 7200	Proyecto
Artículo 2.- Son centrales de limitada capacidad, las centrales hidroeléctricas y aquellas no convencionales que no sobrepasen los veinte mil kilovatios (20.000 KW)	Artículo 2.- Son centrales de limitada capacidad, las centrales hidroeléctricas y aquellas no convencionales que no sobrepasen los treinta mil kilovatios (30.000 KW)

La definición, y en consecuencia el tope, de lo que sea una central de limitada capacidad es importante porque mientras no se sobrepase el límite, el órgano competente para autorizar la concesión de aprovechamiento de las fuerzas hidroeléctricas es el Minaet directamente, quien además puede prorrogarla, modificarla o traspasarla sin autorización legislativa. Más allá de ese límite, le corresponde a la Asamblea Legislativa otorgar la concesión.⁸

Debe observarse además que estas centrales de limitada capacidad están comprendidas dentro del Capítulo I de la Ley 7200, y son por tanto las que se construyen y operan por sujetos privados indefinidamente, a diferencia de las que se regulan en el Capítulo II de esa misma ley, que también son inversiones privadas pero que operan bajo el esquema BOT (*build – operate- transfer*) que significa en la práctica que al final de la concesión, los activos de la inversión pasan a propiedad del ICE.

El límite a la inversión privada, y a la capacidad de las plantas que puedan construir es político y no técnico, aunque derivan consecuencias técnicas, entre ellas la más importante es la relación de precios, ya que obviamente la economía de escala produce mejores rendimientos en cuanto mayor sea la capacidad de la central a construir. Dicho de otro modo, entre menor sea el tamaño de las centrales, muy probablemente aumentará el precio del kilovatio que logren generar.

El aumento de 20 mil a 30 mil kilovatios representa un aumento de un 50% en la capacidad actual autorizada para este tipo de inversiones.

⁸ Según lo dispone el artículo 2 de la Ley Marco para el Aprovechamiento de las Fuerzas Hidráulicas para la Generación Hidroeléctrica (Ley N°8723 del 22 de abril de 2009) en relación con el artículo 5° de la Ley 7200.

<p>Artículo 7.- El Instituto Costarricense de Electricidad podrá declarar elegible un proyecto para la explotación de una central de limitada capacidad, siempre y cuando la potencia, por concepto de generación paralela, no llegue a constituir más del quince por ciento (15%) de la potencia del conjunto de centrales eléctricas que conforman el sistema eléctrico nacional.</p> <p>El Instituto Costarricense de Electricidad rechazará las solicitudes que interfieran con un proyecto o concesión anterior, en trámite u otorgada.</p>	<p>Artículo 7.- El Instituto Costarricense de Electricidad podrá declarar elegible un proyecto para la explotación de una central de limitada capacidad, siempre y cuando la potencia, por concepto de generación paralela, no llegue a constituir más del veinticinco por ciento (25%) de la potencia del conjunto de centrales eléctricas que conforman el sistema eléctrico nacional.</p> <p>El Instituto Costarricense de Electricidad rechazará las solicitudes que interfieran con un proyecto o concesión anterior, en trámite u otorgada.</p>
--	---

Nuevamente señalar, que el límite que se intenta ampliar con esta reforma es la contenida en el del Capítulo I, o sea, la producción y generación en manos privadas, indefinida (sujeta a la duración del contrato de compra o la concesión respectiva, pero no al traspaso de la titularidad de la inversión en un plazo dado)

Mientras que la ampliación o liberación de topes puede constituir eventualmente una acción destinada a promover la inversión privada en el sector, por sí misma, y hasta tanto no se solucione el problemas de fijación de tarifas, no resuelve el problema. Tómese en cuenta que los actuales topes de generación que aquí se buscan ampliar no han sido cubiertos por el sector privado a la fecha, lo cual obedece a un problema de fijación de tarifas que no hace atractivas las inversiones en el sector, de lo cual se desprende que ése es el problema prioritario y no el de los topes o límites que se buscan ampliar en esta reforma.

Por otro lado, la ampliación de la participación del sector privado obviamente reduce en la misma proporción la posición dominante del ICE en el sector.

Esta asesoría observa que la ampliación de límites en el Capítulo II de la Ley, promueve una solución intermedia, pues mientras amplía el tope de inversión al sector privado (actualmente en un 15%), la operación bajo el sistema BOT mantiene la posición preponderante del ICE y su participación en sector, al menos al mediano o largo plazo, pues con el vencimiento de la concesión pasa ser propietario de la inversión.

Téngase en cuenta además, que este espacio de participación del sector privado, ha sido mejor aprovechado, pues su porcentaje de utilización ha sido bastante más elevado, y esta condición de temporalidad en la titularidad de la inversión responde incluso mejor a un concepto de “contingencia” como el que propone el proyecto.

El aumento propuesto en esta norma es de un 66% del total autorizado actualmente.

Nuevamente, el límite que se imponga, cualquiera que sea, no obedece a aspectos técnicos sino simplemente a consideraciones políticas.

<p>Artículo 14.- <i>(El contenido de este artículo referido a la fijación de tarifas para la compra de energía por parte del ICE está tácitamente derogado tanto por la ley de la ARESEP (7593) como por el artículo 17 de la Ley Marco de Concesión para el Aprovechamiento de las Fuerzas Hidráulicas para la Generación Hidroeléctrica, que remite igualmente a la ARESEP para la fijación de estas tarifas pero además incluye parámetros obligatorios como la prohibición absoluta de emplear con respecto a la energía producida al amparo del Título I el concepto de costo evitado.)</i></p>	<p>Artículo 14.- Las tarifas para la compra de energía eléctrica, requieren la expresa y previa fijación de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. Para ello la ARESEP someterá a audiencia pública, en octubre de cada año, las tarifas para la compra de energía a los productores privados, que se aplicarán en el año siguiente. Las tarifas deben buscar el mayor beneficio económico para el país en general y para los consumidores finales en particular.</p> <p>Las tarifas se ajustarán mediante una fórmula establecida para tales efectos por la ARESEP y deberán contemplar un componente local y un componente externo, y tomar en cuenta los factores usuales de variación de costos, tales como la devaluación monetaria, la inflación y otros no previstos, los cuales se determinarán por medio de indicadores de fuentes oficiales, verificables e independientes. La solicitud de ajuste la deberá realizar la parte interesada cuanto así lo amerite de acuerdo al comportamiento de los indicadores de la fórmula.</p> <p>En el contrato de compra venta de energía se incluirá la tarifa y su fórmula de ajuste, de acuerdo con el pliego tarifario y la fórmula de ajuste que tenga vigente la ARESEP en el momento de la firma del contrato, las cuales tendrán vigencia durante todo el plazo del contrato.</p> <p>Los ajustes, lo mismo que los precios, no requerirán la venia del Poder Ejecutivo. En la estructura de precios se considerarán las características de suministro de energía de las centrales de limitada capacidad.</p>
--	---

	Esta regulación aplicará a las centrales de limitada capacidad definidas en el artículo segundo de esta ley, y regirá a partir de su publicación.
--	---

Reiterando una observación anterior, el problema del crecimiento de la inversión privada bajo el Capítulo I de la Ley N° 7200, no ha sido exclusivamente un problema de topes o límites, dado que ni siquiera han sido cubiertos los límites existentes actuales, sino que también ha sido producto de un problema de fijación tarifaria.

Las disposiciones de la ley que obligan a fijar tarifas al costo resultan poco atractivas para los inversionistas y producen un resultado perverso en donde todos pierden.

Pierde la oportunidad de invertir el sector privado, porque por las bajas tarifas no le resulta atractivo, y pierde entonces el ICE, el país y los consumidores, cuando para paliar la falta de generación con energías renovables en horas punta debe echarse a andar la generación térmica, con costos totalmente desproporcionados comparativamente con el reconocimiento de lo que hubiera sido una tarifa razonable para el sector privado.

El problema de inversión en este apartado ha sido esencialmente un problema tarifario, y la norma, dado que apunta algunos parámetros, pero básicamente deja todo en manos de Aresep (como hasta el día de hoy) no viene a resolver el problema sino que lo deja incólume.

El problema surge por cuanto la tarifa del precio al costo sencillamente es incompatible con el afán de lucro que motiva la inversión privada.

Obsérvese que al no derogar expresamente el artículo 17 de la Ley N° 8723 (Ley Marco de Concesión para el Aprovechamiento de las Fuerzas Hidráulicas para la Generación Hidroeléctrica) se mantiene vigente la prohibición absoluta de utilizar el concepto de costo evitado, (prohibición que no aplica al Capítulo II), con lo cual se pierde la posibilidad de utilizar un criterio que volvería más razonable el interés de ambas partes, sin necesidad de que sea aplicado absolutamente, pero que bien puede ser reconocido en forma parcial.

Nuevamente se llama la atención de que se intenta resolver el problema de generación del Capítulo I de la Ley N° 7200, sin hacer ninguna alusión al Capítulo II, que es el que ha funcionado mejor.

Artículo 14.- Modificación de Otras Leyes

Con las reformas expresas propuestas en el artículo anterior, la Ley N° 7200 queda modificada en los topes que se indicó. No tiene sentido entonces que una norma venga a decir de más, que dichas reformas deben tenerse por realizadas, y modificadas las leyes que se le opongan, pues eso es un principio general de derecho: la ley posterior deroga o modifica la anterior.

La norma no es necesaria y es inconveniente.

Artículo 15.- Modificación a la Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional, N° 8345.

Se propone la modificación de dos artículos a esta ley. Mostramos el cuadro comparativo:

<p>Artículo 2.- Definiciones Para los efectos de la aplicación de esta Ley, se define la siguiente terminología: ... e) Empresa de Servicios Públicos Municipales: Para el cumplimiento de los fines establecidos en esta Ley, las empresas de servicios públicos municipales están facultadas para negociar, contratar y ejecutar, de manera autónoma, endeudamientos internos, de mediano y largo plazo, hasta un nivel de endeudamiento máximo del cuarenta y cinco por ciento (45%) en relación con sus activos totales. El endeudamiento se calculará con base en el total consolidado del valor de los activos totales de cada empresa al 31 de diciembre del año anterior; para el cálculo se excluyen los pasivos de corto plazo. Los cambios en el pasivo total de cada empresa, consecuencia de las variaciones en el tipo de cambio, no serán considerados para efectos de medir la variación neta del pasivo total para el cálculo del nivel de endeudamiento regulado en este artículo. Quando las empresas requieran incrementar su endeudamiento, en un porcentaje mayor que el estipulado en este inciso, previamente deberán ser autorizadas por el Banco Central.</p>	<p>Artículo 2.- Definiciones ... e) Empresa de Servicios Públicos Municipales: Quando cualesquiera de las entidades indicadas en el primer párrafo de este artículo, requieran incrementar su endeudamiento en un porcentaje mayor al indicado, deberán cumplir con lo establecido en el artículo 14 de la Ley N° 8660....”</p>
---	--

Este artículo modifica el procedimiento de autorización para elevar el nivel de endeudamiento sobre el límite autónomamente permitido, remitiendo a esos efectos al mismo procedimiento que se estableció para el ICE y sus empresas.

Transcribimos literalmente el inciso 2) del artículo 14, de la Ley N° 8660:

ARTÍCULO 14.- Política de endeudamiento

(...)

2. *En caso de que el ICE y sus empresas requieran incrementar su endeudamiento en un porcentaje mayor que el contemplado en el inciso 1 de este artículo, deberán someter sus requerimientos de financiamiento adicional a la autorización del Poder Ejecutivo, el cual, en el plazo de cinco (5) días naturales a partir del recibo de la solicitud, le pedirá una recomendación al Consejo Consultivo en Energía y Telecomunicaciones. Para elaborar su recomendación, el Consejo considerará:*

a) *Las condiciones de oferta y demanda en el mercado de energía eléctrica y telecomunicaciones.*

b) *El impacto en la capacidad competitiva de la economía.*

c) *El acceso de los habitantes a estos servicios, en condiciones de universalidad y solidaridad.*

d) *La capacidad de endeudamiento total del país y el efecto del nuevo financiamiento en la balanza de pagos.*

e) *El impacto del financiamiento sobre la situación global de las finanzas públicas.*

f) *Los requerimientos de inversión de otros sectores económicos y sociales y las prioridades del desarrollo nacional.*

g) *Las necesidades de servicios de energía eléctrica, telecomunicaciones e infocomunicaciones; así como las condiciones de competitividad que el país requiere en esos sectores.*

El Consejo Consultivo en Energía y Telecomunicaciones adoptará las decisiones por mayoría calificada y la recomendación deberá ser motivada y razonada, de conformidad con lo establecido en la Ley general de la Administración Pública, N.° 6227, de 2 de mayo de 1978. El Poder Ejecutivo autorizará o rechazará el incremento de endeudamiento solicitado, en el plazo de diez días naturales a partir del recibo de la recomendación.

El incremento de financiamiento resultante de las autorizaciones adicionales concedidas según el inciso 2 de este artículo, no disminuirá la capacidad de endeudamiento autorizada en el inciso 1 anterior.

(...)"

Como se observa, se sustituye el procedimiento de autorización directa por parte del Banco Central, por uno más complejo con autorización del Poder Ejecutivo, previa consulta al Consejo Consultivo en Energía y Telecomunicaciones.

Una observación de técnica legislativa sobre la norma propuesta sería que en la modificación propuesta se indica que “*cualquiera de las entidades indicadas en el párrafo primero de este artículo*”, son las que tendrán que recurrir a ese procedimiento de remisión de la Ley de Fortalecimiento de las Entidades Públicas del Sector Telecomunicaciones⁹, pero el problema que existe es que dicho artículo 2° que se intenta reformar no tiene un párrafo primero.

El artículo 2º de la Ley N° 8345, que por cierto se denomina “definiciones” contiene varios incisos, y el único que guarda relación, es el inciso d) donde se define lo que debe entenderse por Cooperativas de Electrificación Rural.

De modo que el texto de la reforma es incorrecto y debe precisarse, pues con la reforma propuesta solo las Empresas de Servicios Públicos verían modificado su procedimiento de endeudamiento sobre el límite autorizado y no ninguna otra entidad, al ser imprecisa la remisión.

El inciso b) de este artículo 15 del proyecto, propone también la modificación del artículo 11 de esta misma Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural N° 8345, de la siguiente forma:

<p>Artículo 11.- Órgano competente para otorgar la concesión para el uso de la fuerza de las aguas de dominio público.</p> <p>El MINAE será el órgano competente para otorgar concesiones para el uso de las fuerzas que puedan obtenerse de las aguas de dominio público del territorio nacional, esto con el propósito de generar energía eléctrica a favor de los sujetos amparados a esta Ley, cuando la capacidad generada de cada una de las centrales hidroeléctricas construidas por estos sujetos no exceda de sesenta megavatios.</p> <p>Cuando la capacidad generada de cada una de las centrales hidroeléctricas exceda de sesenta megavatios, será necesaria una autorización legislativa especial.</p>	<p>Artículo 11.- Órgano competente para otorgar la concesión para el uso de la fuerza de las aguas de dominio público.</p> <p>El MINAET será el órgano competente para otorgar concesiones para el uso de las fuerzas que puedan obtenerse de las aguas de dominio público del territorio nacional, esto con el propósito de generar energía eléctrica a favor de los sujetos amparados a esta Ley, cuando la capacidad generada de cada una de las centrales hidroeléctricas construidas por estos sujetos no exceda de sesenta megavatios. Asimismo, podrá otorgarse concesiones hasta por 100 MW, a los proyectos que desarrollen y operen en forma conjunta, dos o más sujetos amparados a esta ley.</p> <p>Cuando la capacidad generada de cada una de las centrales hidroeléctricas exceda de sesenta megavatios, o los cien megavatios en el caso de los proyectos desarrollados en forma conjunta por dos o más sujetos amparados a esta ley, será necesaria una autorización legislativa especial.</p>
---	--

El cambio radica en permitir la construcción de centrales hidroeléctricas en forma conjunta por dos sujetos amparados en esta ley, hasta para un total de cien megavatios, en lugar de los sesenta actualmente permitidos en forma individual.

⁹ Ley N° 8660 del 8 de agosto del 2008

Nuevamente se apuesta por aumentar la producción, ampliando los topes de inversión permitidos, en este caso, a las Cooperativas de Electrificación Rural.

La modificación propuesta, es un asunto meramente político, ya que como se ha indicado reiteradamente no existe ningún criterio técnico para limitar la inversión por tamaño, y más bien existen condiciones o relaciones de precio que apuntan que en virtud de las economías de escala, entre mayor sea la capacidad de la central, menor puede ser el precio de la electricidad producida, y a la inversa.

El aumento que se propone en la capacidad de las centrales, es significativo, en un orden del 66,6% (pasa a permitir de 60 a 100 MW) siempre y cuando sean proyectos desarrollados en conjunto, lo cual parece obedecer a un deseo de no concentrar proyectos de inversión demasiado grandes en un único ente.

Estos aspectos propios de prudencia financiera parecieran ser más propios del interesado inversionista o incluso del financista, más que del Estado como un todo, que tal como lo proclama la exposición de motivos, debiera interesarse sobre todo por liberar trabas a la inversión para aumentar la producción eléctrica.

La prudencia de seguir manteniendo topes de inversión, cuando lo que se afirma es que han existido problemas para desarrollar proyectos eléctricos, es en alguna forma un contrasentido, dado que el modelo eléctrico no se modifica sustancialmente, con la figura del ICE como monopsonio y ente dominante, y la figura del Minaet como rector de todo el sector.

La filosofía del proyecto sigue amparando la tesis de que el control del sector se mantiene por la vía de la titularidad dominante sobre las inversiones del sector, más que con las capacidades de regulación de servicio público de los entes institucionales del Estado.

Artículo 16.- Modificación del Contrato Eléctrico, Ley N° 2 del 08 de abril de 1941, modificado por las Leyes N° 4197 del 20 de setiembre de 1968 y la Ley N° 4977 del 19 de mayo de 1972

Este artículo con mala técnica legislativa hace una modificación en el párrafo primero, que deberá aplicarse como una modificación tácita a la propia ley que intenta reformar, y posteriormente en un párrafo segundo, hace una modificación expresa al artículo 9° de la Ley del Contrato Eléctrico.

En primer lugar se sugiere respetuosamente que la modificación del párrafo primero, sobre la vigencia del contrato, se consigne como una modificación a la misma Ley del Contrato, al igual que se hace con la reforma al artículo 9°.

La extensión del plazo de vigencia del párrafo primero remite al artículo 54 de la Ley de Fortalecimiento y Modernización de las Entidades Públicas del Sector Telecomunicaciones.

En este artículo 54, se concede un plazo de vigencia de 99 años para Radiográfica Costarricense y para la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, contado a partir de la vigencia de esa ley (2008). Además que otra empresa se registrará por el plazo que disponga su pacto constitutivo.

Así las cosas, resulta alambicado e innecesario, en lugar de decir un plazo en números (99 años, o lo que se desee) realizar una remisión a otra ley, en materias que no tienen relación, pues el plazo de vigencia de las empresas del ICE no tiene relación con del Contrato Eléctrico que se busca ampliar en esta norma.

Como observación aparte, dada la declaratoria demanial del sector de electricidad, hecha posteriormente a los contratos Ley que se intentan modificar, no tiene sentido seguir prorrogando plazos de este Contrato, cuando su contenido ya está comprendido en las leyes públicas de los entes que monopolizan el sector, en concreto el ICE.

Dicho de forma más simple: Ya no tiene sentido legal ampliar la concesión que el Estado otorga a una Compañía que ha llegado a ser estatal por mandato legal. La reforma legal, mejor integrara los contenidos del contrato a lo que son las obligaciones de servicio público de los entes estatales encargados de regular la materia de energía en el país.

Igualmente innecesario resulta agregar a la Ley del Contrato el contenido de una norma ya vigente, pues obvio que dicha obligación ya existe jurídicamente y es vinculante y no es necesario reubicarla formalmente para que tenga toda su eficacia.

En general, este artículo es jurídicamente innecesario.

Artículo 17.- Modificación a la Ley de Aprobación del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y su Protocolo, Ley N° 7848.

Se reforma el artículo 2º de la Ley de aprobación del Convenio, de la siguiente

forma:

<p>Artículo 2.- Las obligaciones y derechos de Costa Rica como Estado contratante, así como las funciones propias de los agentes del mercado que correspondan según la legislación interna, se asignan al Instituto Costarricense de Electricidad, por habersele encomendado el desarrollo racional de las fuentes productoras de energía física que la Nación posee y la planificación del sistema eléctrico nacional.</p>	<p>Artículo 2.- El Poder Ejecutivo, ejercido por el Presidente de la República y el Ministro del Ambiente, Energía y Telecomunicaciones, será el competente para nombrar el representante de Costa Rica ante el Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional.</p> <p>El Poder Ejecutivo, a propuesta de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, nombrará el representante de Costa Rica ante la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), de conformidad con lo dispuesto en el artículo 21 del presente Tratado.</p> <p>El Poder Ejecutivo, a propuesta del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), nombrará a los directores costarricenses ante el Ente Operador Regional, (EOR), de conformidad con lo dispuesto en el artículo 27 de este Tratado.</p> <p>Los agentes a los que hace referencia el artículo 3 del Protocolo, que modifica el artículo 5 del Tratado del Mercado Eléctrico de América Central, serán el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y sus empresas, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 6 inciso b) de la Ley de Fortalecimiento y Modernización de las Entidades Públicas del Sector Telecomunicaciones, N° 8660 del 8 de agosto de 2008, así como cualquier otro que autorice la ley.</p>
--	--

El artículo 2º de la Ley de Aprobación del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central¹⁰, es una norma de ejecución del Convenio, y como tal, al no ser parte del Tratado, puede perfectamente ser modificada por una ley posterior.

Sin embargo, la norma presenta un importante error de técnica jurídica, al menos en su primer párrafo, pues dispone el nombramiento del representante del país ante el Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional, que es un organismo que no fue creado ni en el Tratado Marco ni en su Primer Protocolo (los que fueron sujetos a aprobación por la Ley N° 7848 que se intenta reformar) sino que es creado en virtud del Segundo Protocolo al Tratado Marco, un instrumento jurídico que ni siquiera ha sido aprobado legislativamente por

¹⁰ Ley N° 7848 del 20 de noviembre de 1998.

nuestro país, mucho menos ratificado, y que consecuentemente no está vigente a nivel interno.

Dado que el Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional es una institucionalidad que se crea con el Segundo Protocolo, lo correcto y lógico, es que la norma de ejecución que regula el nombramiento por parte del país del representante a dicho Consejo se incluya en la Ley de Aprobación del Segundo Protocolo, el cual se encuentra en trámite legislativo en este momento.¹¹

De hecho, en el texto base del proyecto de ley de autorización legislativa para la aprobación de dicho instrumento internacional se incluye una norma de ejecución que viene a entregar al Minaet como ente rector del sector, *“las obligaciones y los derechos de Costa Rica como Estado contratante, así como las funciones propias de los agentes del mercado que correspondan según la legislación interna”*, norma que de aprobarse sería una modificación tácita a la norma de ejecución actual que entrega dichas competencias al ICE, y que obviamente es una decisión política distinta de la opción que aquí se está presentando en esta Ley de Contingencia Eléctrica.

Consecuentemente, la norma propuesta tiene dos observaciones:

En primer lugar, se intenta regular el nombramiento de unos representantes ante una institucionalidad que no está vigente en el país, y que no existe en la ley de aprobación en la que se propone la reforma.

En segundo lugar, el contenido de dicha norma, difiere sustancialmente de la opción que se propone como norma de ejecución en la Ley de Aprobación al Segundo Protocolo del Mercado Eléctrico de América Central, instrumento que crea dicho organismo, el cual se discute actualmente en primer debate en el Plenario Legislativo. Dado que hay una evidente contradicción entre dos normas que regulan el mismo tema, lo correcto sería armonizar ambas propuestas, o técnicamente aún mejor, dejar en la Ley de Aprobación del Segundo Protocolo la definición de este tema (expediente legislativo 16.971), porque eso es lo que corresponde en lógica estricta, y no legislar sobre supuestos que aún no existen formalmente.

Con respecto a los restantes párrafos del artículo propuesto, dado que refieren efectivamente a organismos creados en la Ley que se propone reformar, no presentan problema y más bien tienen una orientación técnica adecuada que viene a resolver los problemas de la norma actual.

¹¹ A la fecha de realización de este informe, 21 de Julio de 2011, se encuentra en el Plenario Legislativo en conocimiento para Primer Debate, con el primer informe de mociones de fondo vía artículo 137 aprobado, el expediente legislativo N° 16.971, de “Aprobación del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central”

La propuesta intenta corregir un defecto fundamental en dicho artículo, y es que solo previó el nombramiento del Ente Operador Regional en la figura del ICE a nombre de Costa Rica y no legisló sobre los otros representantes a que tiene derecho el país dentro de la institucionalidad que crea el Tratado.

Así en el caso del representante ante la Comisión de Interconexión Eléctrica Regional CRIE, creada en el artículo 21 del Tratado Marco¹², y que al serle asignadas funciones de Regulador del Sistema, lo más conveniente es que el representante nacional sea una propuesta efectivamente de la Autoridad Reguladora del país, por ser la Institución que cuenta con el conocimiento y la capacidad técnica para asumir dichas funciones.

Al ser el ICE el ente operador dominante en el país, es lógico y consecuente, que sea esta institución la que proponga los directores a que tiene derecho el país en la Junta Directiva del Ente Operador Regional (EOR) tal como lo dispone el artículo 27 del Tratado Marco.¹³

Finalmente, el último párrafo que limita la definición de los agentes de Mercado, a efectos del Tratado Marco, al ICE y sus empresas, según la definición legal de la Ley de Fortalecimiento y Modernización de las Entidades Públicas del Subsector de Telecomunicaciones, Ley N° 8660 del 8 de agosto de 2008, lo que estaría estableciendo en la práctica es la imposibilidad del resto de agentes nacionales (generadores privados, cooperativas de electrificación rural y empresas de servicios públicos municipales) de actuar directamente en el Mercado Eléctrico Regional.

Esta decisión es legal y jurídicamente posible, tanto a nivel constitucional como en el ámbito de los compromisos internacionales, pero convendría que se relacione directa y expresamente con la decisión política que se tome y que se haga constar en el artículo 3° de este proyecto de contingencia eléctrica, que como se observó en su oportunidad, está relacionado directamente también con la decisión que se asuma a la hora de aprobar o modificar normas de ejecución en el proyecto antes mencionado de aprobación del Segundo Protocolo al Tratado Marco (expediente legislativo 16.971).

Dicho de forma más simple: Cualquiera que sea la decisión política con respecto a la definición y participación de cuáles sean los agentes que pueden participar en el MER, dicha decisión debe ser conforme a toda la normativa relacionada para evitar incoherencias jurídicas.

¹² **Artículo 21.-** Para cumplir con sus objetivos y funciones, la CRIE estará compuesta por un comisionado por cada país miembro, designado por su respectivo Gobierno por un plazo de cinco años prorrogables. La CRIE contará con la estructura técnica que requiera.”

¹³ **Artículo 27.-** Para cumplir con sus objetivos y funciones, el EOR será dirigido por una Junta Directiva constituida por dos Directores por cada Parte, designados por su respectivo Gobierno a propuesta de los agentes del Mercado de cada país por un plazo de cinco años...”

CAPÍTULO VI

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

TRANSITORIO I.- Autoriza al Minaet, dentro del plazo de año y medio, a la creación de plazas profesionales y técnicas necesarias para ejercer las funciones de rectoría.

Aunque legalmente es posible brindar una autorización legal por esta vía de una norma transitoria, los aspectos de justificación de tal medida, generan muchas observaciones de todo tipo, y obviamente también de índole política.

Lo primero que debe advertirse es que nada de lo que se dispone en la ley significa un aumento de funciones para el Minaet, por la sencilla razón, de que la rectoría en el sector es una función que ya tiene asignada legalmente en su propia Ley Orgánica, y en ese sentido es propia y natural de sus competencias.

La creación de plazas en el sector público tiene un procedimiento establecido, lo cual implica la valoración y aprobación de órganos que se han creado expresamente a ese efecto, a fin de lograr una visión de conjunto macroeconómica con respecto a las finanzas del Estado. De esta forma la Autoridad Presupuestaria es el órgano técnico encargado de dar la respectiva aprobación a los entes del Gobierno central.¹⁴

Si la rectoría del Minaet en materia de electricidad requiere la aprobación de plazas, esa es una condición que no responde a una situación actual de contingencia, sino que es producto de la definición que se hizo desde su Ley Orgánica.

Pretender una autorización especial transitoria, obviamente significa eludir el procedimiento legal establecido a tal efecto, y las justificaciones de fondo que motivaron precisamente el establecimiento de dicho procedimiento.

En el presente caso, tal como se indicó, la excepción que se busca, no tiene justificación, al menos en términos de asignación de competencias o funciones nuevas por parte de esta Ley de Contingencia Eléctrica.

Aunque es un aspecto meramente político, conviene señalar también la existencia de la Directriz dirigida al Sector Público emitida por la Presidenta de la República recientemente¹⁵, donde se dispuso el congelamiento y la no

¹⁴ Según lo dispone el artículo 21 y concordantes de la Ley de Administración Financiera de la República y Presupuestos Públicos, Ley N° 8131 del 18 de septiembre de 2001.

¹⁵ Poder Ejecutivo, Directriz N° 013-H, del 16 de febrero de 2011, publicada en el Diario Oficial, Alcance Digital N° 13-A a la Gaceta N° 45, del viernes 4 de marzo de 2011.

creación de plazas en el sector público, con la única excepción de las de carácter policial.

Nuevamente, aunque por rango jerárquico, una Directriz del Poder Ejecutivo es inferior a una norma de rango legal, se advierte una clara contradicción en el plano de la orientación política unitaria del Estado, que es precisamente uno de los aspectos que justifican la existencia de un procedimiento previamente establecido para la creación de plazas, y que cuestionarían la disposición transitoria aquí propuesta.

III.-ASPECTOS DE PROCEDIMIENTO LEGISLATIVO

1.- Votación

Este proyecto puede ser aprobado con la mayoría absoluta que dispone el artículo 119 de la Constitución Política.

2.- Delegación

Este proyecto puede ser delegado para conocimiento de una Comisión con Potestad Legislativa Plena, según lo dispone el artículo 124 párrafo 3º de la Constitución Política.

3.- Consultas Preceptivas y Facultativas

Este proyecto tiene consulta obligatoria con las siguientes instituciones:

- Instituto Costarricense de Electricidad
- Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos ARESEP
- Empresas de Servicios Públicos Municipales ESPH y JASEC

Se recomienda consultarlo con:

- Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones MINAET
- Cooperativas de Electrificación Rural
- Compañía Nacional de Fuerza y Luz
- ACOPE Asociación Costarricense de Productores de Electricidad
- Autoridad Presupuestaria del Ministerio de Hacienda