CONGRESO DE LA REPÚBLICA

Reg. N° 54044

OSINERG
TRÁMITE DOCUMENTARIO
RECIBIDO
09 NOV. 2004
492841 1.35
REGISTRO HORA
LA RECEPCIÓN DEL DOCUMENTO NO INDICA CONFORMIDAD

INTERPONE RECURSO DE RECONSIDERACION CONTRA RESOLUCIÓN No. 281-2004-OS/CD

AL PRESIDENTE DEL CONSEJO DIRECTIVO DEL ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGIA - OSINERG

JHONY ALEXANDER PERALTA CRUZ, identificado con DNI. No. 02623279, con domicilio procesal en la Av. Abancay No. 251, Of. 703, Distrito, Provincia y Departamento de Lima, a Usted, con respeto se presenta y dice:

10/11/04

I. PETITORIO

Que, recurro a su Despacho para interponer **RECURSO DE RECONSIDERACIÓN** contra su Resolución No. 281-2004-OS/CD, publicada el 18 de Octubre del presente Año, solicitando que declararla **FUNDADA**; ordenándose lo siguiente:

1) Que, el Consejo Directivo de **OSINERG,** declare la nulidad de todo el proceso de fijación tarifaria materia del presente recurso, por haber incumplido el **OSINERG**, con lo establecido por el articulo 8 de la Ley No. 27838, al haber demostrado el suscrito que, el Presidente del Consejo Directivo y otros funcionarios de **OSINERG** han sostenido diversas reuniones con funcionarios de las empresas generadoras (agrupadas en el **COES)**, sin haber dado, previamente, cumplimiento a lo dispuesto en el citado art. 8 de la Ley 27838. Ante ésta situación, se deberá proceder conforme a lo establecido por el artículo 75 de la Ley de Concesiones Eléctricas.

OSINERG PRESIDENCIA

FECHA: 09-11-04

	CON.	ACC.	RPTA
C. SOL. CONTROVERSIAS			
TRIB. SOL. COTROVERSIAS			
JARU			
GERENCIA GENERAL	X		
GER. ADJ. REG. TARIFARIA	X		
... ALTA DIRECCION Y NORMAS	X		
... PROTOCOLO			
... ORIA INTERNA			
... SEJO DIRECTIVO			
... NICACIONES			

2) Que, por lo señalado en el Petitorio 6 que antecede, el Consejo Directivo de **OSINERG,** ordene la ejecución de las investigaciones del caso para, así, aplicar las sanciones administrativas y penales que resulten conveniente ejercitar, en cumplimiento del artículo 9 de la Ley No. 27838.

Que, en el supuesto negado que los dos antes citados pedidos no sean aprobados por el Consejo Directivo de **OSINERG**, independientemente de las acciones que mi Despacho efectuará en otras instancias del Estado Peruano, solicito que el Consejo Directivo de **OSINERG** apruebe lo siguiente:

3) Que, en cumplimiento del principio de legalidad establecido por los artículos 45, 51 y 118 inciso 8) de la Constitución Política del Estado, OSINERG se abstenga de aplicar en su integridad, el D.S.010-2004-EM, en la fijación tarifaria Noviembre.2004/ Abril.2005. Esto, por que el D.S. No. 010-2004-EM ha vulnerado lo dispuesto por el artículo 47º de la Ley de Concesiones Eléctricas.

4) Que, por lo señalado en el Petitorio 3), se consideren de manera correcta los factores que Integran la demanda, excluyendo la demanda del Ecuador, en el presente proceso de fijación de Tarifas en Barra.

5) Que, por lo señalado en el Petitorio 3), **OSINERG** se abstenga de aplicar el cuarto párrafo del artículo 123 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, modificado

09 NOV. 2004

por el Decreto Supremo N° 010-2004-EM, en el presente proceso de fijación de Tarifas en Barra.

6) Que, por lo señalado en el Petitorio 3), **OSINERG** mantenga los criterios utilizados para proyectar la oferta de generación, incluyendo los proyectos de ampliación de la central hidroeléctrica de Machu Picchu (70 MW adicionales entre los años 2007 y 2008), la reconversión de la Unidad Westinghouse de **EDEGEL** para usar gas natural (entre 2007 y 2008), y una nueva unidad de ciclo combinado de 340 MW (prevista en el Plan Referencial de Electricidad y en el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión de REP para mediados de 2008).

7) Que, por lo señalado en el Petitorio 3), **OSINERG** mantenga la metodología que ella ha venido aplicando hasta la fijación de tarifas de Mayo de 2004, en el cálculo del Costo de Inversión en el Precio Básico de la Potencia. Esto es, que **OSINERG** deberla considerar la máquina de punta como una Alston GT11 N2, cuyo precio se debe obtener de la última cotización señalada en la revista Gas Turbina World Handbook.

Amparamos el presente recurso en las siguientes consideraciones de hecho y derecho:

II. CONSIDERACIONES DE HECHO

2.1 Mediante la publicación, en el Diario Oficial El Peruano del 18 de Octubre del 2004, de la Resolución No. 281-2004-OS/CD, el Consejo Directivo de **OSINERG** ha aprobado la fijación de las Tarifas en Barra aplicables al período comprendido entre el 01 de noviembre del 2004 y el 30 de abril del 2005. Esta Resolución aprobada se ha sustentado en el Informe Técnico OSINERG-GART/DGT-066A-2004 **"Estudio para la fijación de Tarifas en Barra (período noviembre 2004 – abril 2005)"**

2.2 Las Tarifas en Barra recientemente aprobadas mediante la Resolución No. 281-2004-OS/CD, en base al Informe Técnico OSINERG-GART/DGT-066A-2004 que la sustenta, ha incluido un incremento del **4.9%** del costo actual de cada kwh, como resultado de la ilegal aplicación, en su fijación, de las disposiciones del Decreto Supremo No. 010-2004-EM.

2.3 La no aplicación del D.S.No. 010-2004-EM en la fijación de la Tarifa en Barra habría significado, en beneficio de los usuarios del servicio público de electricidad, una reducción del costo promedio de cada kw-h del servicio público de electricidad en un **9.1%**, en lugar del aumento en un **4.9%**, en el costo del servicio de electricidad.

2.4 Los efectos económicos que, en perjuicio de los mas de 3.5 millones de usuarios del servicio público de electricidad, tendrá la ilegal aplicación del Decreto Supremo No. 010-2004-EM y de la Resolución No. 281-2004-OS/CD, será del orden de los **554** Millones de Nuevos Soles, solo, durante los próximos 12 meses.

2.5 Resulta extraño, por decir lo menos, que cuando los criterios metodológicos usados -por **OSINERG-** para calcular el Costo de Inversión en el Precio Básico de la Potencia han favorecido al incremento de las tarifas eléctricas (en beneficio de las empresas

eléctricas) hoy día, dada la reducción de los precios de las Máquinas de Punta, cuando las mismas "reglas de juego" favorecen a una reducción del Precio Básico de la Potencia, OSINERG "decida" modificar, sin mas ni mas, el criterio utilizado hasta la fijación tarifaria de Mayo.2004, **EN BENEFICIO DE LOS INTERESES ECONOMICOS DE LAS EMPRESAS DE GENERACIÓN ELECTRICA**.

Por lo extraño que resulta dicho proceder, **OSINERG** debe mantener la metodología que ha venido aplicando, de manera efectiva, hasta la fijación de tarifas de Mayo de 2004, dejando de lado el nuevo criterio (**PROMEDIO MOVIL DE LOS ULTIMOS 5 AÑOS**) que ha empleado para el cálculo del Costo de Inversión en el Precio Básico de la Potencia. Esto es, que en la presente Regulación Tarifaria, **OSINERG** debería seguir considerando la máquina de punta como una **ALSTON GT11 N2**, cuyo precio se obtiene de la última cotización señalada en la revista Gas Turbina World Handbook.

III. FUNDAMENTOS DE DERECHO

A) ILEGALIDAD DEL DECRETO SUPREMO No. 010-2004-EM Y DE LA RESOLUCIÓN No. 281-2004-OS/CD

A1. OPINIÓN DE LA DEFENSORIA DEL PUEBLO: Oficio No. 118-2004-DP-ASP del 01.10.2004.

Mediante el Oficio No. 118-2004-DP-ASP de fecha 01.10.2004 (Anexo 2), la Defensoría del Pueblo se dirigió al Presidente del Consejo Directivo de **OSINERG** para hacerle llegar la posición, de dicha Entidad con relación a, entre otros aspectos, la ilegalidad de aplicar el D.S.No. 010-2004-EM.

Del análisis del antes citado documento de la Defensoría del Pueblo, he visto la conveniencia de extraer las siguientes consideraciones jurídicas cuyos términos compartimos, en toda su extensión, lo que nos permite sustentar, en parte, el presente recurso:

PRIMERO: CONSIDERACIONES GENERALES RESPECTO DEL DECRETO SUPREMO N° 010-2004-EM.

El 20 de Abril de 2004 se publicó el Decreto Supremo N° 010-2004-EM, que dispone la modificación de los artículos 119 y *123* del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. El propósito de esta norma, expresado en su segundo considerando, ha sido *"precisar los requisitos* y *condiciones que deben tenerse en cuenta para considerar factible de entrar en operación los proyectos de generación* y *transmisión, así como los proyectos con demandas superiores* a *10 MW*". Igualmente, se pretende "r*eglamentar el efecto de la demanda* y la *oferta extranjeras en la fijación de las Tarifas* en *Barra"*

En relación con esta norma, no se puede dejar de mencionar que, en nuestra apreciación, su objetivo principal ha sido viabilizar un incremento de tarifas por medio de la modificación de los criterios que -hasta ahora- venía aplicando **OSINERG** para calcular las tarifas de generación eléctrica. En efecto, en la práctica esta norma ha pretendido que **OSINERG** incluya, o considere, por un lado, elementos que incrementan la demanda de energía eléctrica,

concretamente la demanda del Ecuador; mientras que, por el otro, ha dificultado e impedido que el Organismo Regulador pueda incluir proyectos que incrementen la oferta de generación. La consecuencia de estas disposiciones ha sido incrementar la demanda a considerar en el cálculo tarifario y, paralelamente, impedir el crecimiento de la oferta de generación, con el resultado lógico de obtener el incremento de las tarifas en barra. (ver en el Anexo 6, las declaraciones del ex – Presidente del Directorio de la Empresa Generadora **ELECTROPERU S.A.**, Ing. Teófilo Casas Rivas, publicadas por el Diario La República el 04 de Noviembre del 2004)

Esta lógica tiene su base en que, ante la falta de oferta de generación y dado el teórico o supuesto incremento en la demanda, para atender a ésta última, el Sistema Interconectado Eléctrico de Perú tendría que "echar mano" a sus viejos e ineficientes grupos electrógenos que trabajan, **NO CON GAS NATURAL DE CAMISEA** (que es más eficiente en términos económicos), sino con Petróleo Diesel 2. (que es el combustible mas caro del mercado). Ësta es la razón por la que, en el Expediente No. 0518-2004-AA/TC (Congresista Javier Diez Canseco contra **PROINVERSION, ELECTROPERU S.A.** y el Ministerio de Energía y Minas), estas tres entidades se opusieron "en todos los idiomas" a permitir que se comprometa un incremento en la oferta de generación eficiente (ciclo combinado en base a gas natural con una eficiencia del 55%)

La aplicación de esta norma se produce en el marco de .una fuerte campaña en los medios de comunicación, desarrollada por las empresas generadoras, para lograr el incremento de las tarifas. En medio de esta campaña mediática, el Sr. Viceministro de Energía, declaró que en esta ocasión las tarifas debían incrementarse.

SEGUNDO: INDEBIDA APLICACIÓN DEL DECRETO SUPREMO N° 010-2004-EM, EN LO REFERENTE A LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA Y OFERTA EXTRANJERAS.

El Decreto Supremo N° 010-2004-EM modifica el artículo 123° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas adicionando cuatro párrafos al texto original del artículo en mención. El último párrafo del artículo 123° modificado, establece que *"para la proyección de la demanda y oferta extranjeras en la fijación de las Tarifas en Barra, se considerarán los datos históricos de las transacciones de corto plazo producidas en los últimos doce meses anteriores al mes precedente a la fecha de presentación al OSINERG del estudio técnico-económico por el COES, y se aplicarán como una constante para el período a que se refiere el inciso a) del Artículo 47° de la Ley".*

Adicionalmente, la Disposición Transitoria única establece un procedimiento basado en la simulación de las transacciones de corto plazo que se hubiesen producido durante el año 2003, para calcular el impacto de *"la proyección de la demanda y oferta extranjeras"* en las fijaciones tarifarias de noviembre de 2004 y mayo de 2005, en las que evidentemente no es aplicable el procedimiento mencionado en el acápite anterior, por no existir datos históricos.

El artículo 123° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, modificado por el Decreto Supremo N° 010-2004-EM, pretende -expresamente- reglamentar el inciso a) del articulo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas. Sin embargo, el inciso a) en mención está referido a la proyección de la demanda para los próximos cuarenta y ocho meses y a la

determinación de un programa de obras de generación y transmisión factibles de entrar en operación en dicho período. **En modo alguno el inciso a) del artículo 47° de la Ley hace mención a la interconexión con otros países, o a la posibilidad que demandas provenientes de otros países puedan formar parte de la proyección que cada semestre presenta el COES.**

El inciso 8° del articulo 118 de la Constitución Política establece que, corresponde al Presidente de la República ***"ejercer la potestad de reglamentar las leyes sin transgredirlas ni desnaturalizarlas; y dentro de tales límites, dictar decretos y resoluciones".*** En el caso de la modificación del artículo 123º del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobada por el Decreto Supremo Nº 010-2004-EM, se han transgredido los limites establecidos en el inciso a) del artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas, al disponerse la inclusión de la demanda y oferta extranjeras, en la fijación de las Tarifas en Barra, situación no contemplada en la Ley de Concesiones Eléctricas.

Si la intención del Poder Ejecutivo, al emitir el Decreto Supremo Nº 010-2004-EM, era permitir la incorporación de la proyección de la demanda y oferta extranjeras en la fijación de las Tarifas en Barra, lo que debió hacer es proponer al Congreso de la República las modificaciones pertinentes al D. Ley No. 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, y no pretender incorporar -vía la modificación de su Reglamento- supuestos o consideraciones no admitidas por la Ley de Concesiones Eléctricas.

El artículo 51° de la Constitución Política establece que la Ley prevalece sobre las normas de inferior jerarquía. Al existir incompatibilidad entre las disposiciones de la Ley de Concesiones Eléctricas y el Decreto Supremo N° 010-2004-EM, **OSINERG** debe aplicar -de manera preferente- la Ley, antes que el Decreto Supremo. Al respecto, debe tenerse en consideración que la Administración Pública puede inaplicar reglamentos, pues ella se rige por el principio de legalidad y, por tanto, está obligada a respetar la Ley, por encima de un Reglamento. Este criterio fue acogido por el Tribunal Constitucional en el caso P.J. Bingos S.A. (Exp. N° 1266-2001-AA/TC, resuelto el 9 de septiembre del 2002 y publicado en "E! Peruano" -Garantías Constitucionales- el 4 de abril del 2003, p. 6081). En esta sentencia, el Tribunal consideró:

> "5. (...) en el caso de autos, no se trata de una norma con rango, valor o fuerza de ley, sino de una norma infralegal, es decir, de un nivel jerárquico inferior al de la ley, cuyo control de validez si están obligados a efectuar los **tribunales administrativos**".

Los principios de legalidad y de jerarquía normativa reconocidos en los artículos 45" y 51º de la Constitución, respectivamente, obliga a los miembros del Consejo Directivo de **OSINERG** a actuar de acuerdo a las potestades que les confiere el ordenamiento jurídico, debiendo preferir la aplicación de la Ley, cuando una norma de inferior jerarquía la contradice. Ello como consecuencia de una elemental expresión de la unidad del ordenamiento jurídico y de la prevalencia jerárquica que rige en el mismo, a efectos de evitar contradicciones internas en la aplicación de las normas.

Ciertamente, esto implica la posibilidad y obligación del Consejo Directivo de **OSINERG,** de inaplicar reglamentos ilegales, como es el caso del último párrafo del artículo 123º del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, modificado por el Decreto Supremo Nº 010-

2004-EM, con relación al inciso a) del artículo 47 de la Ley de Concesiones Eléctricas. De lo contrario se admitiría que una simple norma reglamentaria, en un caso concreto, podría desplazar la aplicación de una Ley, e incluso de la Constitución. La gravedad de esta posibilidad se advierte si se toma en cuenta que las normas reglamentarias son dictadas por el Poder Ejecutivo que, a través de la aprobación y aplicación de reglamentos ilegales, podría eximirse del cumplimiento de sus deberes legales y constitucionales, afectando eventualmente derechos fundamentales.

También los principios de servicialidad y eficacia que vinculan a las administraciones públicas (como **OSINERG**) las obligan a inaplicar los reglamentos ilegales. En efecto, de acuerdo al. artículo 39° de la Constitución, los funcionarios y trabajadores del Estado -y por ende las administraciones públicas en general- se encuentran al servicio de la Nación y, en ese sentido, a la satisfacción de los derechos e intereses de las personas, finalidad que debe ser cumplida con un significativo nivel de eficacia. Ello se vería significativamente afectado si se admitiera la posibilidad de que las administraciones públicas (como **OSINERG**) apliquen una norma reglamentaria contraria a la Ley, afectando los derechos de los administrados.

Se suele sostener como argumento en contra de la obligación de las administraciones públicas de inaplicar reglamentos ilegales, que ello supondría una merma a la seguridad jurídica, por lo que dicha función corresponde exclusivamente al Poder Judicial. Al respecto conviene señalar, en primer lugar, que la inaplicación de un reglamento ilegal no constituye un acto arbitrario de las administraciones, sino que debe estar adecuadamente motivado como cualquier decisión que incida en la vigencia de los derechos de los administrados. De este modo, en principio, la decisión de inaplicar un reglamento ilegal está sujeto a los mecanismos de control de las decisiones administrativas.

La doctrina es enfática en señalar la posibilidad -y la obligación- de las administraciones públicas (como **OSINERG**) de inaplicar los reglamentos ilegales. Así por ejemplo, García de Enterría y Ramos Fernández advierten que "*El deber de observancia de la Ley de correlativa inaplicación del Reglamento que la infringe, alcanza también -es forzoso repetirlo frente* a *las creencias habituales-* a *los mismos funcionarios administrativos* (...) *No* están, *pues, obligados* a *aplicar los Reglamentos ilegales en todo caso, por que ello supondría reconocer en los Reglamentos un* deber *de observancia superior a la Ley*".[1] ([1] García de Enterría, Eduardo y Tomás Ramón Fernández. Ob. Cit. p. 219)

Con la misma contundencia, Ramón Parada enseña que "*También los funcionarios deben inaplicar los reglamentos ilegales por la misma razón de que hay que obedecer a la ley antes que al reglamento*".[2] ([2] Parada,Ramón. Derecho Administrativo I. Parte General, Madrid. Marcial Pons. 1996.p.73. 80 ed.)

A su turno, Doménech Pascual anota que las administraciones públicas (como **OSINERG**) "*...deben ajustar* su *actuación a las normas jurídicas válidas* y no a *las inválidas. Por lo tanto, no solo pueden sino que* ***deben*** *dictar sus actos prescindiendo de lo dispuesto en las normas legales* o *reglamentarias inválidas* (...) *La existencia de este deber se aparece con especial claridad cuando la norma que ha de inaplicarse* es *inválida por padecer un vicio de contenido, por contradecir una norma jerárquicamente superior, esto es, cuando exista una antinomía entre ambas. Como es obvio en este caso, no resulta posible darles efecto*

simultáneamente; o se *aplica* la *una* o *la otra*" [3] ([3] Dornénech Pascual, Gabriel. La inaplicación administrativa de reglamentos y leyes inconstitucionales. En: Revista de Administración Pública Núm. 155. Mayo - Agosto 2001. p. 67)

En base a las consideraciones expuestas, considero que **OSINERG** no sólo ha podido, sino que **ha debido** inaplicar el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, modificado por el Decreto Supremo N° 010-2004-EM, dado que este es una norma que contraviene, de manera flagrante, el inciso a) del artículo 47 de la Ley de Concesiones Eléctricas.

La preferente aplicación de la Ley de Concesiones Eléctricas por sobre el Decreto Supremo N° 010-2004-EM, hubiera permitido a **OSINERG** evaluar, de conformidad con el mandato de la Ley de Concesiones Eléctricas, vigente, la correcta consideración de los factores que integran la demanda, excluyendo aquellos elementos que no se encuentran considerados dentro de los alcances de la Ley, como ocurre con la demanda del Ecuador en la presente fijación de Tarifas en Barra, en tanto no se modifique la Ley de Concesiones Eléctricas.

Por lo expuesto, la aplicación del D.S. No. 010-2004-EM por sobre la Ley de Concesiones Eléctricas resulta contraria a la Ley que es norma jerárquicamente superior, y la Resolución No. 281-2004-OS/CD aprobada por el Consejo Directivo de **OSINERG**, al ampararse en un criterio jurídico errado, deviene también en ilegal, por ser contraria a la Ley.

OSINERG SEÑALA, INDEBIDA E ILEGALMENTE, "...QUE SE ENCUENTRA OBLIGADA A RESPETAR LA NORMATIVIDAD VIGENTE, POR LO QUE RESULTA DE APLICACIÓN PARA EL PROCESO REGULATORIO EN TRAMITE, LA OBSERVANCIA DE LO DISPUESTO POR EL ART. 123 DEL RLCE, CON LAS MODIFICACIONES DISPUESTAS POR EL D.S.010-2004-EM"

Ante los sólidos argumentos técnico-jurídicos de la Defensoría del Pueblo, en la página 102 del Informe OSINERG-GART/DGT No. 066ª-2004, Osinerg se ha negado a cumplir con el principio de legalidad establecido por los artículos 45, 51 y 118 inciso 8) de la Constitución Política del Estado al señalar lo siguiente:

> "Que, el artículo 20 del Reglamento General del **OSINERG**, establece que el Organismo cuenta con las funciones: normativa, regulatoria, supervisora, fiscalizadora y sancionadora, de solución de controversias y de solución de reclamos de usuarios en el Sector Energía y Minas, funciones que deben ser ejercidas dentro del Marco de competencia establecido por las normas legales del Sector Energía y Minas. Adicionalmente, dentro de las funciones del Consejo Directivo (artículo 52 del Reglamento General), se encuentra la de fijar tarifas de venta de energía eléctrica, fijar tarifas y compensaciones que deberán pagarse por el uso de los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica, de acuerdo a los criterios establecidos en las normas aplicables del sub sector eléctrico.
>
> En consecuencia, el **OSINERG** se encuentra obligada a respetar la normatividad vigente, relacionada con el correcto desempeño de su función reguladora, por lo que resulta de aplicación para el proceso regulatorio en trámite, la observancia de lo

dispuesto en el artículo 123 del Reglamento de la LCE, con las modificaciones dispuestas por el **DECRETO**."

EL INCUMPLIMIENTO -POR OSINERG- DEL PRINCIPIO DE LEGALIDAD RESULTA EXTRAÑO CUANDO, EN OTROS CASOS, EL PROPIO CONSEJO DIRECTIVO DE OSINERG NO HA APLICADO DISPOSICIONES APROBADAS POR EL MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS, EN CUMPLIMIENTO DEL PRINCIPIO DE LEGALIDAD: PORQUE NO SE ACTUA DE LA MISMA MANERA EN ESTE CASO?

Resulta extraño que **OSINERG** se niegue a, en el caso materia del presente Recurso, aplicar el principio de legalidad a que le obliga los artículos 45, 51 y 118 inciso 8) de la Constitución, cuando existen otros casos en los que el mismo Consejo Directivo de **OSINERG,** así lo ha hecho. En efecto, es el caso de la Resolución del Consejo Directivo de Osinerg No. 464-199-OS/CD (**BANCO WIESE LTDO.** contra **LUZ DEL SUR S.A.A.**) (Anexo 1), en la cual se estableció lo siguiente:

"Que, el recurrente en su recurso de apelación manifiesta que el concesionario debe tener en cuenta que las deudas derivadas de un servicio de suministro de energía eléctrica es un derecho de carácter personal, propia de quien lo generó y no una deuda generada por las cargas reales impuestas por la ley. Asimismo el artículo 881 del Código Civil dispone que son derechos reales los regulados por el citado Código y otras leyes, lo que implica en otras palabras que los derechos reales sólo pueden ser creados por ley, pretendiendo el concesionario desnaturalizar la interpretación de la ley que nos rige, afectando normas legales de mayor jerarquía, con el fin de que supuestamente la deuda por el servicio de energía tenga carácter de tributo;

Que, el numeral 1.1 de la Directiva No. 002-95-EM/DGE, aprobada por Resolución Directoral No. 029-95-EM/DGE, establece que el suministro es un derecho intransferible a favor del predio para el que se solicita, y que la deuda derivada del servicio de energía eléctrica permanece afecta al mismo, correspondiendo al propietario responder frente al concesionario, por las deudas del servicio de suministro;

Que, la disposición señalada en el párrafo precedente, implica otorgar a la deuda derivada del consumo de energía eléctrica el carácter de derecho real, y como tal, persecutoria sobre el inmueble;

Que, conforme lo establece el artículo 881 del Código Civil, los derechos reales sólo son los regulados por dicho cuerpo normativo o por otras leyes, es decir, presupone la existencia de una norma con rango de ley que así lo establezca;

Que, la disposición contenida en la Resolución Directoral No. 029-95-EM/DGE, aprobatoria de la Directiva No. 002-95-EM/DGE ya mencionada, vendría a regular la deuda del servicio público de electricidad como una garantía pasible de eventual ejecución para la satisfacción de la acreencia del concesionario, lo que contraviene lo establecido taxativamente por la norma legal citada en el considerando precedente;

Que, **POR EL PRINCIPIO DE JERARQUIA DE NORMAS, UNA RESOLUCION DIRECTORAL NO PUEDE POR SI CREAR UNA GARANTIA REAL QUE AFECTE AL PREDIO, POR CONSTITUIR UNA NORMA DE INFERIOR JERARQUIA, Y POR CONSIGUIENTE**, no puede conferir la calidad de derecho real a la deuda del servicio de energía eléctrica;

Que, el artículo 82 de la Ley de Concesiones Eléctricas tampoco otorga el carácter de derecho real a la deuda derivada del servicio de energía eléctrica, toda vez que dicho dispositivo está referido a los pagos efectuados por el solicitante destinados a la obtención de un suministro para un determinado predio, el que una vez verificado, trae como consecuencia el que dicho suministro permanezca únicamente en dicho bien, y no pueda ser trasladado hacia un predio distinto para el cual se otorgó;

Que, teniendo en cuenta que la prestación del servicio público de electricidad se configura mediante el contrato de suministro a que se refiere el numeral 1.1 de la Directiva No. 029-95-EM/DGE, la pretensión del concesionario de cobrar la deuda derivada de dicho servicio al recurrente, transgrede el principio de relatividad de los contratos a que se refiere el artículo 1363 del Código Civil, conforme al cual los contratos sólo producen efectos entre las partes que los otorgan y sus herederos, en el presente caso, entre el suministrante (concesionario) y el suministrado (usuario);

Que, constituyendo la deuda derivada del servicio de suministro un derecho de carácter personal, propia de quien las generó, y no una deuda generada por las cargas reales impuestas por la ley, por consiguiente sólo puede ser exigible a la persona que la generó y no a terceros, en éste caso, al recurrente;

Que, de otro lado, la deuda del servicio público de electricidad carece de publicidad, elemento esencial para que un derecho sea oponible a terceros, ni mucho menos se encuentra inscrita en los Registros Públicos, conforme a lo previsto por el artículo 2012 del Código Civil, no pudiendo aplicarse dicho dispositivo, a través del cual se tiene plena certeza del contenido de las inscripciones, a la información que eventualmente pudiera otorgar el concesionario;

Que, en consecuencia, no constituyendo la deuda generada pro el servicio de energía eléctrica un derecho real sino una deuda personal, la pretensión del concesionario de cobrar la deuda derivada del servicio de energía eléctrica al nuevo propietario del predio **RESULTA SIN FUNDAMENTO LEGAL**;"

Lo expuesto precedentemente resulta inexplicable cuando, ahora, **OSINERG** sustenta su ilegal accionar en una supuesta obligación de cumplir "**SI** o **SI**", con el D.S. No. 010-2004-EM, cuando en otros casos, como en el precedentemente expuesto, si cumplió con aplicar el principio de legalidad, al haberse abstenido de aplicar **NORMAS ILEGALES**, aprobadas por el Ministerio de Energía y Minas.

EN EL SUPUESTO NEGADO QUE D.S. 010-2004-EM FUERA LEGAL, EL MISMO RESULTARÍA INAPLICABLE PORQUE, HASTA LA FECHA, EL MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS NO HA APROBADO LA RESOLUCIÓN MINISTERIAL ESTABLECIENDO LOS

REQUISITOS Y CONDICIONES A TENERSE EN CUENTA PARA CONSIDERAR FACTIBLES DE ENTRAR EN OPERACIÓN, LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN.

Inclusive, en el supuesto negado que el D.S. 010-2004-EM no adoleciera de vicios de nulidad, el mismo **RESULTARÍA INAPLICABLE** hoy día porque, hasta la fecha, el Ministerio de Energía y Minas aún no ha publicado la Resolución Ministerial, estableciendo los requisitos y condiciones a tener en cuenta para considerar factibles de entrar en operación, los proyectos de generación.

En efecto, el cuarto párrafo del artículo 123 del Reglamento de la LCE, modificado por D.S.No. 010-2004-EM, tiene establecido lo siguiente:

> "...Se considerarán factibles de entrar en operación en el período a que se refiere el inciso a) del artículo 47 de la Ley, aquellos proyectos de generación y transmisión **cuyos títulos no se encuentren en causal de caducidad o cancelación según corresponda Y que cumplan con los requisitos y condiciones que se aprueben por resolución ministerial.**"

Ahora la pregunta sería: Y cuales serían los requisitos y condiciones que **OSINERG** tendría que analizar -y evaluar- para considerar, en los términos establecidos por el cuarto párrafo del artículo 123 del RLCE, si es que un proyecto de generación, o transmisión, se encontraría, o no, en causal de **CADUCIDAD** o de **CANCELACIÓN**?

Y, justamente, la respuesta a la antes citada pregunta es la que permitiría que OSINERG decida, con objetividad y propiedad, incluir, o no, determinado proyecto de generación o transmisión, **CONSIDERARLO FACTIBLE DE ENTRAR EN OPERACIÓN** en el período a que se refiere el artículo 47 de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Para tal efecto me permito señalar que la siguiente expresión (que es la versión original del artículo 123 del **RLCE**):

> "...**cuyos títulos no se encuentren en causal de caducidad o cancelación según corresponda Y que cumplan con los requisitos y condiciones que se aprueben por resolución ministerial.**"

resulta **inclusiva** de las dos expresiones (separadas por la **Y**) y, **de ningún modo, exclusiva** de ambos requisitos.

La antes citada expresión es completamente diferente a la siguiente (según **OSINERG** pretende interpretar, de manera sesgadamente favorable a las empresas eléctricas):

"...**cuyos títulos no se encuentren en causal de caducidad o cancelación según corresponda O que cumplan con los requisitos y condiciones que se aprueben por resolución ministerial.**"

Como resultará fácil de comprender, no resulta igual sostener lo siguiente:

1) Supeditar la decisión de algo (considerar factible de entrar en operación al proyecto) a la ocurrencia de dos situaciones (**SITUACIÓN 1**: que el título no se encuentre en causal de caducidad o cancelación; **Y**, **SITUACIÓN 2**: que la calificación de dicha causal (caducidad o cancelación) cumpla con los requisitos y condiciones que se aprueben por Resolución Ministerial)

Con lo siguiente:

2) Supeditar la decisión de algo (considerar factible de entrar en operación al proyecto) a la ocurrencia de **CUALQUIERA** de las siguientes situaciones (**SITUACIÓN 1**: que el título no se encuentre en causal de caducidad o cancelación; **O**, **SITUACIÓN 2**: que la calificación de dicha causal (caducidad o cancelación) cumpla con los requisitos y condiciones que se aprueben por Resolución Ministerial)

En efecto, el estricto cumplimiento del antes citado párrafo del artículo 123 del Reglamento de la **LCE**, involucra la obligación -de **OSINERG-** de considerar factibles de entrar en operación, en el período a que se refiere el inciso a) del artículo 47 de la Ley de Concesiones Eléctricas, aquellos proyectos de generación y transmisión que han debido cumplir, **DE MANERA OBLIGATORIA**, los siguientes **DOS** requisitos:

REQUISITO 1:

Proyectos cuyos títulos no se encuentren en causal de caducidad o cancelación, según corresponda; **Y;**

REQUISITO 2:
Proyectos que cumplan con los requisitos y condiciones que se aprueben por Resolución Ministerial.

Resulta irregular y sumamente sospechosa, la actitud del Organismo Supervisor –que, en teoría, defiende los derechos de los mas de 3.5 millones de usuarios del servicio público de electricidad del País- que, ante ésta observación efectuada por la Defensoría del Pueblo, en el segundo párrafo de la página 103 del Informe OSINERG-GART/DGT No. 066ª-2004, que ha sustentado la expedición de la Resolución No. 281-2004-OS/CD, **OSINERG** haya efectuado la siguiente "interpretación":

"**El hecho cierto de no haberse expedido la resolución ministerial que señala otros requisitos y condiciones adicionales** que deben cumplir los proyectos a considerarse dentro de la proyección de 48 meses, **no trae como consecuencia la inaplicabilidad de la exigencia contenida en la primera parte**, sobre la necesidad de que los proyectos tomados en cuenta no se encuentren inmersos en causales de caducidad o cancelación. Ello, por cuanto el proceso regulatorio, al ser dinámico, no puede ignorar los nuevos criterios que se incorporen al mismo y, más aún, cuando estos se originan en disposiciones legales que **OSINERG**, se encuentra obligado a observar."

Esta férrea "defensa de lo indefendible" hecha por **OSINERG,** para que las empresas generadoras de electricidad puedan beneficiarse con aumentos de tarifas, literalmente, "a como dé lugar", de seguro, tendrá mas de una explicación por la que, en su momento, los Funcionarios Responsables del Organismo Supervisor tendrán que responder. (Anexo 6)

Contrariamente a lo señalado por **OSINERG** en su antes indicado "sustento", resulta correcto sostener que el hecho cierto de no haberse expedido la resolución ministerial que señala, no otros requisitos y condiciones adicionales (como lo menciona indebidamente Osinerg), sino que, justamente, en dicha Resolución Ministerial, debería haberse establecido el detalle de los requisitos y condiciones (**NO ADICIONALES** como también lo sostiene indebidamente Osinerg, ya que en el párrafo del D.S.010-2004-EM, no hace referencia a requisitos **ADICIONALES**) que **deberán** cumplir los proyectos a considerarse dentro de la proyección de 48 meses, **trayendo como lógica consecuencia la inaplicabilidad de la exigencia contenida en la primera parte del párrafo**, sobre la necesidad de que los proyectos tomados en cuenta no se encuentren inmersos en causales de caducidad o cancelación.

Adicionalmente **OSINERG** agrega: "ello, por cuanto el proceso regulatorio, **al ser dinámico**, no puede ignorar los nuevos criterios que se incorporen al mismo y, más aún, cuando estos se originan en disposiciones legales que **OSINERG**, se encuentra obligado a observar".

Resulta extraña la "dinamicidad" que pretende dar **OSINERG** a la aplicación de criterios (**QUE AUN NO HAN SIDO PUBLICADOS POR EL MEM**) para calificar que, determinados proyectos, habrían incurrido en causales de cancelación.

Este accionar resulta manifiestamente ilegal cuando, en la fecha, el artículo 36 de la Ley de Concesiones Eléctricas tiene establecido, de manera expresa, como causales de caducidad de una concesión, las siguientes:

"Artículo 36.- La concesión caduca cuando:

a) El concesionario no eleve a escritura pública el contrato de concesión;
b) El concesionario no realice los estudios y/o no ejecute las obras e instalaciones **en los plazos establecidos en el contrato de concesión**, salvo caso fortuito o de fuerza mayor debidamente acreditados;

c) El concesionario deje de operar sus instalaciones, sin causa justificada, por 876 horas acumuladas durante un año calendario;
d) El concesionario de generación o transmisión, luego de habérsele aplicado las sanciones correspondientes, no opere sus instalaciones de acuerdo a las normas de coordinación del COES, salvo autorización expresa del MEM por cause debidamente justificada;
e) ..."

A diferencia de las causales que generan la caducidad de una concesión de generación o transmisión que si se encuentran establecidas mediante el artículo 36 de la LCE, en la fecha, ni la Ley de Concesiones Eléctricas ni su Reglamento, tienen establecidas las causales para que determinados títulos de concesión de los proyectos de generación o transmisión sean calificados **en situación de cancelación.**

Para tal efecto se hace necesario que dichas causales, al igual que para el caso de la caducidad, se apruebe la modificación de la Ley de Concesiones Eléctricas, a fin de incorporar las causales para considerar, **en situación de cancelación**, determinados títulos.

Por lo antes expuesto, no resulta aplicable el cuarto párrafo del artículo 123 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, modificado por Decreto Supremo No. 010-2004-EM, en la fijación tarifaria Nov.2004/Abril.2005.

OSINERG NO HA INCLUIDO EN LA OFERTA DE GENERACIÓN, LOS PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE MACHU PICCHU (70 MW ADICIONALES ENTRE LOS AÑOS 2007 Y 2008), LA RECONVERSION DE LA UNIDAD WESTINGHOUSE DE EDEGEL PARA USAR GAS NATURAL (ENTRE 2007 Y 2008), Y UNA NUEVA UNIDAD DE CICLO COMBINADO DE 340 MW (PREVISTA EN EL PLAN REFERENCIAL DE ELECTRICIDAD Y EN EL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE REP PARA MEDIADOS DE 2008), A PESAR DE QUE, EN CUMPLIMIENTO DEL ARTICULO 36 DE LA LEY DE CONCESIONES ELECTRICAS, OSINERG HA DEBIDO ESTABLECER, DE MANERA EXPRESA, CUAL ES LA CAUSAL DE CADUCIDAD EN QUE HABRIAN INCURRIDO ESTOS TRES PROYECTOS DE GENERACIÓN. AL NO HABERSE ESTABLECIDO (VIA LA RESOLUCIÓN MINISTERIAL PENDIENTE DE PUBLICACIÓN) DE MANERA CLARA Y EXPRESA, LOS CRITERIOS ESPECIFICOS Y DE DETALLE A TENERSE EN CUENTA PARA CALIFICAR -A LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN QUE SE ENCONTRARIAN INMERSOS EN CAUSALES DE CADUCIDAD O CANCELACIÓN- OSINERG DEBE INCORPORAR EN LA PRESENTE FIJACIÓN TARIFARIA ESTOS TRES PROYECTOS DE GENERACIÓN

OSINERG debe proyectar la oferta de generación, incluyendo los proyectos de Ampliación de la Central Hidroeléctrica de Machu Picchu (70 MW adicionales entre los años 2007 y 2008), la reconversión de la Unidad Westinghouse de **EDEGEL** para usar gas natural (entre 2007 y 2008), y una nueva unidad de ciclo combinado de 340 MW (prevista en el Plan Referencial de Electricidad y en el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión de REP para mediados de 2008) por no haber establecido **OSINERG** (vía Resolución Ministerial), de manera clara y expresa, los criterios específicos y de detalle, a tenerse en cuenta para calificar, a los

proyectos de generación que se encontrarían inmersos en causales de **caducidad o cancelación**.

Esto resulta ilegal por cuanto en la parte pertinente de la página 103 del Informe OSINERG-GART/DGT No. 066ª-2004, que ha sustentado la Resolución No. 281-2004-OS/CD, **OSINERG** no ha detallado **CUAL ES LA CAUSAL DE CADUCIDAD EN QUE HABRIAN INCURRIDO ESTOS TRES PROYECTOS DE GENERACIÓN** para no haber sido considerados en la presente fijación tarifaria, a pesar que el artículo 36 de la Ley de Concesiones Eléctricas tiene perfectamente tipificadas las posibles causales de caducidad existentes. Salvo que **OSINERG** sea de la idea que., a través de una Resolución Ministerial, el Ministerio de Energía y Minas podrá agregar, causales de caducidad adicionales, lo que sería ilegal desde todo punto de vista.

LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN: AMPLIACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE MACHU PICCHU, RECONVERSION DE LA UNIDAD WESTINGHOUSE DE EDEGEL PARA USAR GAS NATURAL Y LA NUEVA UNIDAD DE CICLO COMBINADO DE 340 MW (PREVISTA EN EL PLAN REFERENCIAL DE ELECTRICIDAD Y EN EL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE REP PARA MEDIADOS DE 2008), NO SE ENCUENTRAN EN CAUSAL DE CADUCIDAD O CANCELACIÓN, EN LOS TERMINOS ESTABLECIDOS POR EL ART. 36 DE LA LEY DE CONCESIONES ELECTRICAS Y DEL ART. 123 DEL RLCE, MODIFICADO POR D.S.010-2004-EM

El análisis de la situación de los siguientes 3 proyectos de generación: Ampliación de la Central Hidroeléctrica de Machu Picchu, Reconversión de la Unidad Westinghouse de Edegel para usar gas natural y la nueva Unidad de Ciclo Combinado de 340 Mw (indebidamente excluidos por Osinerg en la presente fijación tarifaria) con relación a las disposiciones establecidas por el artículo 36 de la Ley de Concesiones Eléctricas (que establece las causales de caducidad de una concesión de generación) y del artículo 123 del reglamento de la LCE, modificado por el D.S.No. 010-2004-EM, me permite señalar lo siguiente:

1) **AMPLIACIÓN CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE MACHU PICHU (FASE II)**

- **Concesión** : Si tiene
- **Causal de Caducidad (art. 36 LCE)** : No encuadra en ninguna
- **Causal de Cancelación** : Ninguna norma legal tiene establecida causales de cancelación de Títulos de Concesión o Autorización de generación de electricidad. (*)
- **Tiene proyecto** : Si. **EGEMSA** lo ha presentado al Sistema Nacional de Inversión Pública (**SNIP**)
- **Tiene financiamiento** : Si. **EGEMSA** lo ha comunicado al **MEM** y al **SNIP**. Inclusive tiene 3 alternativas:
  a) Recursos propios Egemsa
  b) Gobierno Regional Cuzco

c) Cerro Verde, con cargo a venta futura de electricidad (ver Anexo 5)

(*) Al igual que las causales de caducidad, las cuales han sido aprobadas por el artículo 36 de la Ley de Concesiones Eléctricas, las causales de cancelación de títulos de Concesión y Autorización de Generación Eléctrica, **DEBEN SER APROBADAS MEDIANTE UNA MODIFICACIÓN DE LA LEY DE CONCESIONES ELECTRICAS** y, de ninguna manera, mediante Decreto Supremo, **NI MENOS**, mediante una Resolución Ministerial que, entendemos, sería la idea del Ministerio de Energía y Minas.

2) **RECONVERSION DE LA UNIDAD WESTINGHOUSE DE EDEGEL PARA USAR GAS NATURAL**

- **Autorización** : Si tiene
- **Causal de Caducidad (art, 36 LCE)** : No encuadra en ninguna
- **Causal de Cancelación** : Ninguna norma legal tiene establecida causales de cancelación de Títulos de Concesión o Autorización de generación de electricidad. (*)
- **Tiene proyecto** : Si lo tiene, pero no lo ha presentado al **MEM** para no ser "perjudicada" con la reducción de las tarifas en barra. El proyecto no requiere ser presentado al **MEM** por tratarse de una adecuación parcial de la actual Central Térmica de **EDEGEL**, que requiere de una inversión mínima de US$. 5 Millones.
- **Tiene financiamiento** : Si. Con recursos propios de Edegel

(*) Al igual que las causales de caducidad, las cuales han sido aprobadas por el artículo 36 de la Ley de Concesiones Eléctricas, las causales de cancelación de títulos de Concesión y Autorización de Generación Eléctrica, **DEBEN SER APROBADAS MEDIANTE UNA MODIFICACIÓN DE LA LEY DE CONCESIONES ELECTRICAS** y, de ninguna manera, mediante Decreto Supremo, **NI MENOS**, mediante una Resolución Ministerial que, entendemos, sería la idea del Ministerio de Energía y Minas.

3) **NUEVA UNIDAD DE CICLO COMBINADO DE 340 MW (PREVISTA EN EL PLAN REFERENCIAL DE ELECTRICIDAD Y EN EL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE REP PARA MEDIADOS DE 2008) (ETEVENSA)**

- **Autorización** : No la ha solicitado al **MEM** para que no ser "perjudicada" con la reducción de las tarifas en barra de las centrales hidroeléctricas del mismo Grupo Empresarial Endesa (**EDEGEL**). Este es otro de los

perjuicios de la concentración vertical en generación, "autorizada" por **INDECOPI** con la anuencia del **MEM**.

- **Causal de Caducidad (art, 36 LCE)** : No aplicable
- **Causal de Cancelación** : No aplicable
- **Tiene proyecto** : Si lo tiene, pero no lo ha presentado al **MEM** para no ser "perjudicada" con la reducción de las tarifas en barra.
- **Tiene financiamiento** : Si. Con recursos propios de **ETEVENSA**

Una conclusión relevante que se obtiene del antes citado análisis es que, a diferencia de la situación anterior a la vigencia del D.S.010-.2004-EM (en que, según el MEM, la supuesta discrecionalidad la tenía **OSINERG**), hoy día, dicha **DISCRECIONALIDAD LE HA SIDO TRANSFERIDA A LAS EMPRESAS DE GENERACIÓN ELECTRICA QUIENES, AHORA, NO SE ENCUENTRAN OBLIGADAS A TRAMITAR LAS SOLICITUDES NECESARIAS PARA CONSEGUIR LA AMPLIACIÓN DE SUS ACTUALES CONCESIONES O PARA LA EJECUCIÓN DE NUEVOS PROYECTOS, CON LA DEBIDA ANTICIPACIÓN,** con el evidente propósito de **EVITAR** la reducción de las tarifas de generación eléctrica. Y, todo esto, se viene haciendo a vista y paciencia del Organismo Supervisor, **OSINERG**, quien -en el futuro- deberá asumir su responsabilidad por las consecuencias que -de ésta, **SU, INACCION**- se deriven por la no aplicación del **PRINCIPIO DE LEGALIDAD A QUE LA OBLIGA LOS ARTICULOS 45, 51 Y 118 INCISO 8) DE LA CONSTITUCIÓN POLÍTICA DEL PERU.**

LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN: AMPLIACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE MACHU PICCHU, RECONVERSION DE LA UNIDAD WESTINGHOUSE DE EDEGEL PARA USAR GAS NATURAL Y LA NUEVA UNIDAD DE CICLO COMBINADO DE 340 MW, PREVISTAS EN EL PLAN REFERENCIAL DE ELECTRICIDAD, NO HAN SIDO CONSIDERADOS EN LA PRESENTE FIJACIÓN TARIFARIA, INCUMPLIÉNDOSE LA DISPOSICIÓN DEL ARTICULO 47 DE LA LEY DE CONCESIONES ELECTRICAS, LA CUAL ESTABLECE –DE MANERA EXPRESA Y OBLIGATORIA- QUE PARA LA FIJACIÓN DE LAS TARIFAS EN BARRA SE DEBERA DETERMINAR UN PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN FACTIBLES DE ENTRAR EN OPERACIÓN EN DICHO PERÍODO, CONSIDERANDO ... AQUELLAS QUE ESTÉN CONTEMPLADAS EN EL PLAN REFERENCIAL ELABORADO POR EL MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS.

El artículo 47 de la **LCE** tiene establecido lo siguiente:

> "**Artículo 47.-** Para la fijación de Tarifas en Barra, cada COES efectuará los cálculos correspondientes en la siguiente forma:
>
> a) Proyectará la demanda para los próximos 48 meses y determinará un programa de obras de generación y transmisión factibles de entrar en operación en dicho período, **CONSIDERANDO LAS QUE SE ENCUENTREN EN**

CONSTRUCCIÓN Y AQUELLAS QUE ESTÉN CONTEMPLADAS EN EL PLAN REFERENCIAL ELABORADO POR EL MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS."

Los proyectos de generación: Ampliación de la central hidroeléctrica de Machu Picchu, reconversión de la Unidad Westinghouse de Edegel (para usar gas natural) y la nueva Unidad de Ciclo Combinado de 340 MW, se encuentran incluidos en el Plan Referencial de Electricidad en vigencia.

Según el tenor del artículo 47 de la **LCE,** sus disposiciones no se encuentran supeditadas a cumplimiento de reglamentación alguna. Para considerar -en la respectiva fijación tarifaria- determinados proyectos de generación, como factibles de entrar en operación, solo es necesario que las obras se encuentren en construcción o que, también, los proyectos "...**ESTÉN CONTEMPLADOS EN EL PLAN REFERENCIAL ELABORADO POR EL MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS.**

Tan clara y objetiva es la última disposición contenida en el artículo 47 de la **LCE**, que la misma no admite reglamentación alguna salvo que, a través de ésta (la reglamentación), **SE PRETENDA DESNATURALIZAR EL OBJETIVO DEL ARTICULO 47 DE LA LEY DE CONCESIONES ELECTRICAS**, lo cual no puede hacerse, sin el riesgo de que dicha reglamentación incurra en un vicio de nulidad insalvable. **UNA LEY SOLO PUEDE MODIFICARSE CON OTRA LEY.**

Por lo expuesto y en cumplimiento del artículo 47 de la **LCE**, los antes citados tres proyectos de generación eléctrica deben ser considerados en la presente fijación tarifaria.

EL RESPONSABLE DE PROYECTAR LA RESOLUCIÓN MINISTERIAL QUE ESTABLECERÁ LOS REQUISITOS Y CONDICIONES QUE DEBEN DARSE PARA CONSIDERAR QUE LOS TITULOS DE DETERMINADOS PROYECTOS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN SE ENCUENTRAN EN CAUSAL DE CADUCIDAD, O CANCELACIÓN, SEGÚN CORRESPONDA, ES EL ING. JORGE AGUINAGA DIAZ, DIRECTOR GENERAL DE ELECTRICIDAD DEL MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS QUIEN, A SU VEZ, ES MIEMBRO DEL DIRECTORIO DE LA GENERADORA ELECTROPERU S.A., LA MISMA QUE ES BENEFICIARIA DE LOS AUMENTOS DE TARIFAS EN BARRA, PRODUCIDOS POR LA INACCION ADMINISTRATIVA DE SU MIEMBRO DEL DIRECTORIO Y, A LA VEZ, DIRECTOR GENERAL DE ELECTRICIDAD DEL MEM

Para no incluir nuevas ofertas de generación eléctrica, OSINERG no ha tomado en consideración la actual falta de la Resolución Ministerial que ha debido establecer los requisitos y condiciones que deben darse para considerar que los títulos de determinados proyectos de generación y transmisión se encuentran en causal de caducidad, o cancelación, según corresponda.

En criterio de **OSINERG**, éste hecho (no contar con la Resolución Ministerial que establece los citados requisitos y condiciones) no ha sido relevante, a los efectos de excluir los 3 citados proyectos de generación (Ampliación de la Central Hidroeléctrica de Machu Picchu (70 MW

adicionales entre los años 2007 y 2008), la reconversión de la Unidad Westinghouse de **EDEGEL** para usar gas natural (entre 2007 y 2008), y una nueva unidad de ciclo combinado de 340 MW (prevista en el Plan Referencial de Electricidad y en el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión de REP para mediados de 2008) de la actual fijación tarifaria, lo que ha propiciado un aumento de las tarifas en barra del 4.9%, en promedio, en beneficio de las empresas generadoras de electricidad.

Este beneficio de las empresas de generación eléctricas se ha producido como producto de la no expedición, hasta la fecha, de la Resolución Ministerial (con los requisitos y condiciones que deben darse para considerar que los títulos de proyectos de generación y transmisión se encuentran en causal de caducidad, o cancelación, según corresponda) cuya expedición debió ser impulsada por el actual Director General de Electricidad del **MEM**, Ing. Jorge Aguinaga Díaz quien es, a su vez, miembro del Directorio de la Generadora Electroperú S.A. que, a la postre, ha sido beneficiaria de su propia inacción administrativa.

A2. <u>OPINIÓN DEL DOCTOR FABIAN NOVAK: Informe s/n del 29.04.2004. (Anexo 4)</u>

Mediante el Informe s/n de fecha 29 de Abril del 2004 (Anexo 4), el Doctor Fabián Novak se dirigió al Gerente Adjunto de Regulación Tarifaria de **OSINERG** para hacerle llegar su opinión con relación a, entre otros aspectos, la ilegalidad de aplicar el D.S.No. 010-2004-EM en la fijación tarifaria de Nov.2004.

Del análisis del antes citado Informe he visto la conveniencia de extraer las siguientes consideraciones jurídicas -del Doctor Novak- cuyos términos compartimos, en toda su extensión, lo que me permite sustentar, en parte, el presente recuso:

1. Con fecha 19 de diciembre de 2002. la Comisión de la Comunidad Andina adoptó la Decisión 536 - Marco General para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad. Esta norma contiene una disposición (art. 12) relativa a la fijación de las tarifas eléctricas nacionales, que establece lo siguiente:

> "El despacho económico de cada país considerará la oferta y la demanda de los Países de la Subregión equivalentes en los nodos de frontera. Los flujos en los enlaces internacionales y, en consecuencia, las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo, se originarán en el despacho coordinado entre Países, de conformidad con las respectivas regulaciones. [El subrayado es nuestro]."

De este artículo, claramente, se deriva la obligación de cada uno de los países que conforman la Comunidad Andina -entre ellas el Perú- de considerar las ofertas y las demandas externas a sus territorios, para la fijación de sus tarifas eléctricas nacionales.

Esto es, a diferencia de la normativa interna peruana (Decreto Ley 25844 - Ley de Concesiones Eléctricas), la norma comunitaria andina amplía el ámbito territorial de las ofertas y demandas que deben ser tenidas en cuenta para efectos del establecimiento de las tarifas nacionales, no limitándolo a las ofertas y demandas internas.

2. Si bien en principio. toda norma comunitaria andina es aplicable directamente en el territorio de todos los Estados que componen el proceso de integración, sin que sea necesario seguir un procedimiento o trámite especial de aprobación, recepción o incorporación de ésta en los ordenamientos jurídicos nacionales -según lo dispone el artículo 3 del Tratado que crea el Tribunal de Justicia de la Comunidad Andina- cuando señala respecto a las Decisiones y Resoluciones que "serán directamente aplicables en los Países Miembros a partir de la fecha de su publicación en la Gaceta Oficial del Acuerdo, a menos que las mismas señalen una fecha posterior"[1]; tratándose de la Decisión 536, y en particular, de su artículo 12, ello no es posible. Y es que la referida norma andina no goza de aplicación directa y automática, sino que requiere de un desarrollo legislativo interno posterior. Ver Informe del Dr. Novak del 03.03.03. (Anexo 3)

[1] PICO MANTILLA., Galo, *Derecho Andino*. Quito: Tribunal de Acuerdo de Cartagena, 1989, p. 48. En consecuencia, la publicación de la norma comunitaria en diarios oficiales de los Estados miembros de la Comunidad Andina no tienen ninguna consecuencia jurídica, en tanto la vigencia de esta norma depende de su publicación en la Gacela Oficial del Acuerdo de Cartagena. Véase CASTRO BERNIERI, Jorge. "Reflexiones acerca del tema de las fuentes del ordenamiento jurídico de la Comunidad Andina". *Agenda Internacional, Año VIII, N° 16,2002, p. 88.*

3. Entonces, para la aplicación de esta Decisión Comunitaria, los Estados Miembros de la Comunidad Andina -como el Perú- se encuentran obligados a adoptar las medidas legislativas internas que sean necesarias,[2] tal corno lo dispone de manera expresa el artículo 4º del Tratado de Creación del Tribunal Andino. De acuerdo a esta disposición:

> "Los países miembros están obligados a adoptar las medidas que sean necesarias para asegurar el cumplimiento de las normas que conforman el ordenamiento jurídico del Acuerdo de Cartagena (así como a) no adoptar ni emplear medida alguna que sea contraria a dichas normas."

Esta obligación de los Estados Miembros de la CAN -de implementar internamente la norma andina, a efectos de lograr su efectiva aplicación- ha sido también confirmada por el Tribunal de Justicia de la Comunidad en los Procesos Nº 1-AI-96, 7-AI-99 y *43-AI-99*. En todos ellos, el Tribunal ha precisado la obligación de cada Estado Miembro de la CAN de cumplir con las normas comunitarias, dictando la legislación interna que fuere pertinente, a efectos de alcanzar su efectiva vigencia.[3]

4. En relación a la formalidad que debe ser empleada por cada Estado para implementar internamente las Decisiones de la Comunidad Andina (y en particular, la Decisión 536), existe absoluta libertad, vale decir; el Derecho Comunitario Andino (y también el Europeo) entiende que cada Estado dictará libre y soberanamente la legislación que fuere necesaria para el cumplimiento de la norma comunitaria, no importando si ella se expresa en una ley, en un decreto o en una resolución. En palabras de Pescatore "Cada uno es dueño de la solución que les dé";[4] lo importante es que el Estado cumpla con viabilizar internamente la aplicación de la norma comunitaria.

5. En tal sentido, parecería que el Ministerio de Energía y Minas, al dictar el Decreto Supremo 010-2004-EM, pretende posibilitar la aplicación de la Decisión 536 y, con ello, cumplir con su obligación comunitaria, no obstante que, en sus considerandos, el Decreto no hace ninguna referencia directa o indirecta a esta Decisión.

6. Sin embargo, la intención del Estado Peruano de posibilitar la aplicación de la Decisión 536, a través de la dación del Decreto Supremo 010-2004-EM, no convalida posibles excesos que, a nivel del Derecho Interno Peruano, represente la dación del referido decreto.

---

[2] NOVAK, Fabián, "La Comunidad Andina y su Ordenamiento Jurídico", en: *Derecho Comunitario Andino,* Lima: Instituto de Estudios Internacionales (IDEI) - Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú, 2003, pp. 75-76.

[3] NOVAK, Fabián, "La Comunidad Andina y su Ordenamiento Jurídico", en: *Derecho Comunitario Andino,* Lima: Instituto de Estudios Internacionales (IDEI) - Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú, 2003, pp. 75-76.

[4] PESCATORE, Pierre. "Aspectos Judiciales del Acervo Comunitario", *Revista de Instituciones Europeas,* Madrid. 1981, pp. 348-349.

Y es que muchas veces, un hecho que es lícito internacionalmente, resulta un ilícito a la luz del derecho interno o viceversa.[5] Así lo han señalado los tribunales internacionales, tanto judiciales como arbitrales, en múltiples fallos. Véase por ejemplo la Opinión de la Corte Internacional de Justicia de La Haya en el *Asunto de la Reparación por Daños Sufridos al Servicio de las Naciones Unidas.(1949)* o en el *Asunto de la Electrónica Sicula* (1989). En esta última, la Corte sentenció:

> "La conformidad de un acto con el derecho interno y su conformidad con las disposiciones de carácter internacional son cuestiones diferentes. Lo que constituye violación de una norma internacional, puede ser licito en derecho interno y, lo que es ilícito en derecho interno, puede no entrañar violación de una norma internacional.[6]"

Con todo esto lo que queremos decir es que el hecho de que el Decreto Supremo 010-2004-EM pretenda el cumplimiento, por parte del Estado Peruano, de su obligación comunitaria de viabilizar la aplicación de la Decisión 536; éste no convalida al Estado Peruano a alcanzar este objetivo de cualquier manera. Se entiende que la regulación interna a ser dictada por el Estado -para posibilitar la aplicación de la Decisión 536 en cuestión- debe, a su vez, cumplir con las formalidades y límites que le impone el derecho interno.

La Constitución Política del Perú de 1993 es muy clara en este sentido, cuando en su articulo 118 dispone:

> "Corresponde al Presidente de la República:
> [...]
> 8. **Ejercer la potestad de reglamentar las leyes sin transgredirlas ni desnaturalizarlas; y, dentro de tales límites, dictar decretos** y resoluciones."

Y es -precisamente- en este punto, donde encontramos algunos problemas en el referido Decreto Supremo No. 010-2004-EM.

7. En el presente caso consideramos que, efectivamente, el Decreto Supremo 010-2004-EM excede al contenido del Decreto Ley 25844 - Ley de Concesiones Eléctricas, al pretender "reglamentar" materias no contempladas en la referida Ley.

---

[5] RODRÍGUEZ CARRIÓN, Alejandro. *Lecciones de Derecho Internacional Publico*, Madrid: Tecnos, 1994, p. 304; NOVAK, Fabián y Luis GARCÍA-CORROCHANO. *Derecho Internacional Público*, Tomo II Volumen I, Lima: Instituto de Estudios Internacionales (IDEI) - Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú. 2002, p. 407.

[6] RODRIGUEZ CARRIÓN, Alejandro. *Ob. cit.*, p. 304.

En efecto, la Ley de Concesiones Eléctricas establece en sus artículos 1 y 47, inciso a), respectivamente, lo siguiente:

> "**Artículo 1.-** Las disposiciones de la presente Ley norman lo referente a las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica [...]."
>
> "**Artículo 47.-** Para la fijación de Tarifas en Barra, cada COES efectuará los cálculos correspondientes en la siguiente forma:
>
> a) Proyectará la demanda para los próximos 48 meses y determinará un programa de obras de generación y transmisión factibles de entrar en operación en dicho período, **CONSIDERANDO LAS QUE SE ENCUENTREN EN CONSTRUCCIÓN Y AQUELLAS QUE ESTÉN CONTEMPLADAS EN EL PLAN REFERENCIAL ELABORADO POR EL MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS.**"

De la lectura de ambas disposiciones así coma de la naturaleza de la Ley de Concesiones Eléctricas, claramente se desprende que las únicas demandas que pueden ser tomadas en cuenta para la fijación de las tarifas eléctricas, son las nacionales, y no las demandas que se presenten fuera del territorio nacional. La Ley de Concesiones Eléctricas no prevé los casos de interconexiones regionales o subregionales.

Sin embargo, el Decreto Supremo 010-2004-EM, bajo análisis, excede los alcances de la Ley de Concesiones Eléctricas, al regular la proyección de demandas y ofertas extranjeras para la fijación de las Tarifas en Barras Nacionales, no contempladas en la referida Ley de Concesiones Eléctricas. Como podrá apreciarse, en este aspecto, tanto los Informes del Dr. Novak (Anexos 3 y 4), Asesor Legal Externo de **OSINERG** y actual Presidente de la Comisión de Reglamentos Técnicos y Comerciales del **INDECOPI**, como la opinión jurídica de la Defensoría del Pueblo (Anexo 2), coinciden en señalar que el Decreto Supremo N° 010-2004-EM excede manifiestamente los alcances de la Ley de Concesiones Eléctricas, deviniendo éste Decreto Supremo en ilegal.

En efecto, en su artículo 1°, el D.S.010-2004-EM establece, entre otras cosas, que para la proyección de la demanda y oferta extranjeras en la fijación de las Tarifas en Barra, se considerarán los datos históricos de las transacciones de corto plazo producidos en los últimos doce (12) meses, anteriores al mes precedente a la fecha de presentación, a **OSINERG,** del estudio técnico-económico por el **COES**, y se aplicarán como una constante para el período a que se refiere el inciso a) del Artículo 47° de la **LCE**.

Asimismo, su Única Disposición Transitoria y Final dispone que, para efectos de la fijación de los periodos correspondientes a los meses de noviembre de 2004 y mayo de 2005, la proyección de la demanda y oferta extranjera se determinará sobre la base de la simulación de las transacciones de corto plazo que se hubiesen producido en los enlaces internacionales durante el año 2003, para lo cual se tomarán en cuenta los datos históricos de ese año del SEIN, y de los sistemas de los países involucrados. Por último, dispone que el Ministerio de Energía y Minas, a propuesta del **OSINERG**, establecerá las premisas y parámetros de cálculo de las simulaciones a que se refiere la presente Disposición.

Vemos pues, que el indicado Decreto Supremo 010-2004-EM, "reglamenta" aspectos no contemplados ni previstos en la Ley de Concesiones Eléctricas, transgrediendo los límites que, en materia de reglamentación de leyes, señala el artículo 118 de la Constitución antes transcrito. Según la doctrina nacional, cuando la Constitución dispone que la potestad de reglamentar leyes debe ser ejercida de manera tal, de que éstas no sean transgredidas ni desnaturalizadas, se refiere a que la reglamentación debe limitarse a asegurar la ejecución de la ley mediante prescripciones menores de detalles, apropiadas a las circunstancias; en otras palabras, la reglamentación debe "desarrollar disposiciones que la ley contiene sintética o implícitamente, dándole un desarrollo más amplio".[7] Sin embargo, en el presente caso sucede algo diferente, pues el Decreto Supremo No. 010-2004-EM, pretende reglamentar aspectos no contemplados en la Ley de Concesiones Eléctricas, expresa o implícitamente, como es la consideración de las ofertas y demandas extranjeras en la fijación de las tarifas en barra nacionales.

8. Finalmente, otro aspecto que merece especial atención es lo dispuesto por el artículo 2 del Decreto Supremo 010-2004-EM. En virtud de este artículo, se establece que "los ingresos que se hayan producido por la diferencia. de los costos marginales de corto plazo de los sistemas nacionales de los países involucrados en las transacciones internacionales ejecutadas en casos de exportación desde el **SEIN**, serán asignados a la demanda nacional", no tomando en cuenta la posición de los demás países integrantes de la **CAN**, condición que es indispensable respetar cuando se pretende reglamentar internamente una Decisión de la Comunidad Andina.

   En efecto, cuando un Estado Miembro de la **CAN** dicta disposiciones de derecho interno a efectos de viabilizar la aplicación de una norma comunitaria, lo debe hacer coordinando con el resto de Países Miembros a efectos de evitar contradicciones, interpretaciones particulares o arbitrarias, o afectación de intereses. Como lo ha señalado el Tribunal de Justicia de la Comunidad Andina:

   > Si cada País Miembro pudiera, de manera general y obligatoria plasmar en normas jurídicas de derecho interno *sus criterios y particulares concepciones sobre la forma de aplicar las normas comunitarias y sobre el entendimiento que debe dársele a* su *contenido,* no podríamos hablar de un ordenamiento jurídico común, sino de tantos ordenamientos cuantos Países Miembros existieran.[8] [las cursivas son nuestras]

   Sin embargo, el artículo 2 del Decreto Supremo 010-2004-EM hace exactamente lo contrario, asignando -unilateralmente a favor del Perú- los ingresos producidos por la diferencia de los costos marginales, basado en una interpretación unilateral de la Decisión 536, lo que puede merecer posteriores reclamaciones del resto de los Países Andinos.

---

[7] PAREJA PAZ SOLDÁN, José. *Derecho Constitucional Peruano y La Constitución de* 1979, Lima: Ediciones Justo Valenzuela, 1981, *pp.* 245-246; RUBIO CORREA, Marcial. *Estudio de la Constitución Política de* 1993, Tomo 4, Lima: Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú, 1999, *p.* 332 y Tomo 3. *p.* 105; DU PASQUIER, Claude. *Introducción de Derecho,* Lima: Ediciones Justo Valenzuela, 1983, p. 36; CHIRINOS SOTO, Enrique. *La Nueva Constitución al Alcance de Todos,* Lima: Editores Importadores, 1986, pp. 227-228.

9. En síntesis, consideramos que el Decreto Supremo 010-2004-EM, si bien tiene la intención de cumplir con la obligación comunitaria de hacer viable la vigencia de la Decisión 536 de la **CAN**, por un lado, excede lo dispuesto en la Ley de Concesiones Eléctricas que pretende reglamentar (en violación del articulo 118, inciso 8 de la Constitución) y, por otro lado, interpreta unilateral y arbitrariamente la Decisión 536,.en perjuicio de los demás Países Miembros de la **CAN**, lo que puede originar posteriores reclamaciones de éstos *por* infracción del Derecho Comunitario.

10. El camino correcto debe ser, en nuestra opinión, modificar el Decreto Ley 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, adecuándolo a la Decisión 536 de la **CAN**, luego de un proceso de consultas con los demás órganos reguladores de los Estados Miembros de la Comunidad, con lo cual, evitaríamos excesos, o contradicciones, entre nuestras normas nacionales, así como entre las normas internas de desarrollo de la Decisión 536 dictadas por los Países Miembros de la **CAN**.

[8] Véase el Proceso N° 07-AI-99 del 12 de Noviembre de 1999.

A.3 DE LA "EXTRAÑA" DISCRECIONALIDAD DE OSINERG, EN BENEFICIO DE LOS INTERESES ECONOMICOS DE LAS EMPRESAS GENERADORAS DE ELECTRICIDAD, MATERIALIZADA A TRAVES DEL CAMBIO DE CRITERIO PARA EL CÁLCULO DEL COSTO DE INVERSIÓN, LO QUE HA GENERADO EL INDEBIDO INCREMENTO DEL PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA, EN PERJUICIO DEL USUARIO

Mediante el Oficio No. 118-2004-DP-ASP de fecha 01 de Octubre del 2004 (Anexo 2), la Defensoría del Pueblo se dirigió al Presidente del Consejo Directivo de **OSINERG** para hacerle llegar su opinión con relación a, entre otros aspectos, la improcedencia de cambiar la metodología que ha venido aplicando hasta la fijación de tarifas de Mayo del 2004, para calcular el Costo de Inversión en el Precio Básico de la Potencia.

Del análisis del antes citado Informe he visto la conveniencia de extraer las siguientes consideraciones jurídicas -de la Defensoría del Pueblo- cuyos términos compartimos, en toda su extensión, lo que me permite sustentar, en parte, el presente recurso:

En el presente proceso de fijación de Tarifas en Barra, **OSINERG** ha modificado su criterio para el cálculo del costo de inversión, como componente del Precio Básico de la Potencia. Estima **OSINERG** que los cambios en la coyuntura internacional afectan el ajuste entre la oferta y la demanda internacional de turbinas a gas, lo cual puede originar variaciones bruscas en los precios de este componente del costo de potencia. Asimismo, se afirma que éstas variaciones bruscas en el precio de las turbinas originan volatilidad en el precio de la potencia en el mercado regulado, generando una señal de precios inestable. Por tanto, **OSINERG** ha considerado que es conveniente utilizar un costo estabilizado en el tiempo como una media móvil de cinco años.

En el siguiente Cuadro se muestra los cambios en la metodología que **OSINERG** ha introducido en el presente proceso de fijación de Tarifas en Barra para calcular el Costo de Inversión, como componente del Precio Básico de la Potencia.

Metodología empleada hasta Mayo.2004	Nueva Metodología propuesta por OSINERG
La planta de punta considerada para los cálculos es el Modelo **ASTOM GT11N2**	En caso de existir más de una planta que cumple con las condiciones de potencia exigidas para la unidad de punta, según la Revista Gas Turbine World Handbook, se considera el promedio móvil de las mismas durante 5 años. En la práctica se ha considerado las plantas Alston GT11N2 y Westinghouse W501D54.
El precio de la planta de punta se obtiene de la última cotización señalada en la Revista Gas Turbine World Handbook	El precio de la planta de punta se obtiene **de la cotización promedio móvil de los cinco (5) años** de aquellas plantas cuya potencia está dentro del rango de potencia exigido para la Unidad de Punta, según la Revista Gas Turbine World Handbook

Este importante cambio metodológico ha tenido el efecto de incrementar la anualidad de la inversión, debido a que los precios de las dos turbinas consideradas para el cálculo han sido mayores en los últimos cinco (5) años anteriores. De este modo, el precio de la potencia en la

presente regulación tarifaria **se ha incrementado 5.1%**; mientras que, de haberse aplicado la misma metodología que **OSINERG** venía aplicando hasta la regulación anterior (Mayo.2004), el precio de la potencia, lejos de incrementarse, **se habría reducido en 4.3%.**

En este sentido, es importante llamar la atención sobre la actual inexistencia de alguna norma legal que obligue a **OSINERG** a adoptar e! cambio metodológico que está poniendo en práctica en el presente proceso.

Por el contrario, en su condición de Organismo Regulador, a **OSINERG** le corresponde mantener la vigencia de las reglas, conceptos y criterios que utiliza en las fijaciones tarifarias a través del tiempo, a efectos de hacer más predecibles sus decisiones. Siempre las concesionarias de electricidad y sus gremios defensores (**SNMPE, COES, ADEPSEP**) reclaman "estabilidad en las reglas de juego para promover la inversión", pero cuando éstas "reglas de juego" son modificadas por **OSINERG**, sin sustento jurídico alguno, en su particular beneficio, éstas empresas generadoras de electricidad, no dicen ni reclaman absolutamente nada.

Además, el cambio de criterio resulta inoportuno, toda vez que por evitar una disminución de -4.3% en el Precio Básico de la Potencia, en el presente proceso de fijación de Tarifas en Barra, el Organismo Regulador, pasa a incrementar dicho precio en 4.9 %, con un claro perjuicio para el interés de los mas de 3.5 millones de usuarios del servicio público de electricidad de Perú. Este inoportuno e innecesario cambio de criterio del Organismo Regulador contribuye a que el Precio al Usuario Final se incremente significativamente.

OSINERG HA INOSBSERVADO EL PRINCIPIO DE TRANSPARENCIA EN EL PRESENTE PROCESO DE FIJACIÓN TARIFARIA AL HABER INCUMPLIDO LO DISPUESTO POR EL ARTICULO 8 DE LA LEY 27838, POR LO QUE SUS FUNCIONARIOS HABRIAN INCURRIDO EN RESPONSABILIDAD ADMINISTRATIVA Y PENAL, EN LOS TERMINOS ESTABLECIDOS POR EL ART. 9 DE LA LEY 27838, LEY DE TRANSPARENCIA Y SIMPLIFICACIÓN DE LOS PROCEDIMIENTOS REGULATORIOS

De otro lado, resulta cuestionable que los funcionarios del **COES** hayan venido sosteniendo diversas "reuniones privadas" con funcionarios de **OSINERG,** en ausencia de los interesados que, eventualmente, podrían verse afectados como resultado de las conclusiones a las que, en éstas reuniones, se habrían llegado sobre éste tema en particular (Defensoría del Pueblo, Asociaciones de Usuarios y usuarios).

Por ello resulta "ilustrativo" detallar, a continuación, el tenor de los siguientes documentos:

1) **Carta COES-SINAC/D- 978 –2003 del 12.12.2003. dirigido al Gerente Adjunto de Regulación Tarifaria para informarle de "los buenos oficios" solicitados al Presidente de OSINERG (ver Parte 1 del Anexo I del Estudio Técnico-Econóomico del COES, publicado en la página Web de OSINERG) (ver Anexo 7)**

   En la parte pertinente de éste documento, el Director de Operaciones del **COES-SINAC**

se dirigió al Gerente Adjunto de Regulación Tarifaria de **OSINERG**, para manifestarle lo siguiente:

> "Al respecto le expresamos **nuestra preocupación ante la eventualidad de una importante reducción en el precio básico de la potencia** que produzca como resultado de la aplicación del referido Procedimiento, ya que ello podría deteriorar más aún la condición de reserva de generación con que cuenta el **SEIN**, que es particularmente importante por la fuerte presencia de generación hidroeléctrica que es de naturaleza aleatoria, y además deteriorar las señales económicas para la inversión en la expansión de generación.
>
> **CONFORME A LO MANIFESTADO POR EL PRESIDENTE DEL CONSEJO DIRECTIVO DEL OSINERG EN REUNIÓN SOSTENIDA EL DÍA VIERNES 5 DE LOS CORRIENTES, EN EL SENTIDO DE ANALIZAR EN PROFUNDIDAD SUGERENCIAS DEL COES**, brindando para ello espacios para la sustentación de dichas sugerencias, **NOS PONEMOS A SU DISPOSICIÓN PARA SOSTENER LAS REUNIONES QUE RESULTEN NESARIAS PARA ESE FIN...."**

De lo expuesto precedentemente se puede deducir, claramente, la preocupación que –en dicha fecha- tenían las empresas generadoras (agrupadas en el **COES**) por lo que iba a suceder **COMO RESULTADO DE LA REDUCCIÓN DE LOS PRECIOS DE LAS MÁQUINAS DE PUNTA**, lo que iba a generar una reducción del Precio Básico de la Potencia. Aparentemente, "algo había que hacer" y, para eso "de acuerdo a lo dispuesto por el Presidente de **OSINERG** en la reunión sostenida el 05 de los corrientes, **NOS PONEMOS A SU DISPOSICIÓN PARA SOSTENER LAS REUNIONES QUE RESULTEN NESARIAS PARA ESE FIN...**"

2) COMENTARIOS DEL COES-SINAC AL PROYECTO DE PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DEL PRECIO BASICO DE LA POTENCIA de fecha 11 de Diciembre del 2003 (Parte 1 del Anexo I del Estudio Técnico-Económico del COES, publicado en la página Web de OSINERG, folio 1676) (ver Anexo 8)

En la parte pertinente de éste documento, el **COES-SINAC**, ha señalado lo siguiente:

> "De la revisión de la Revista GTWH del 2003, SE HA ENCONTRADO QUE LOS **COSTOS FOB DE LAS UNIDADES QUE SERVIRÍAN PARA EL CÁCLULO, HAN SUFRIDO UNA REDUCCIÓN DEL ORDEN DEL 20% RESPECTO DE LOS COSTOS PUBLICADOS POR LA REVISTA EN LA EDICIÓN ANTERIOR (AÑOS 2001-2002);** ello origina que los demás componentes de costos de inversión de la Central Termoeléctrica, que se definen como un porcentaje del costo FOB del módulo de generación sean totalmente inválidos, ...

3. ANÁLISIS

3.1 Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica (CTI_{CT})

De lo encontrado en la revista GTWH del 2003 con referencia al costo FOB de las unidades, se considera que una forma de darle estabilidad al Precio Básico de Potencia (PBP), el costo FOB debería mantenerse sin variaciones briscas en el tiempo, por ello se debería usar un promedio del costo FOB de varias publicaciones de la revista GTWH, **POR LO QUE SE PROPONE QUE SE USE EL PROMEDIO DE COSTOS DE LOS ÚLTIMOS 5 AÑOS**..."

Es notorio que, la reunión sostenida por los funcionarios del **COES** (el día 5 de diciembre del 2003) con el Presidente y otros funcionarios de **OSINERG**, trajo consigo la propuesta del Estudio de fecha 11.12.2003. ("ya se había coordinado previamente") alcanzado a Osinerg por el **COES**, mediante su Carta COES-SINAC/D-978-2003 del 12.12.2003.

Y, justamente, con la finalidad de evitar este tipo de "situaciones", en cumplimiento de la Ley No. 27838, "Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas" es que mediante Resolución No. 001-2003-OS/CD, el Consejo Directivo de **OSINERG** aprobó la norma: "Procedimientos para Fijación e Precios Regulados", en cuyo Anexo A, se estableció, **COMO ETAPA OBLIGATORIA DEL PROCESO DE FIJACIÓN TARIFARIA**, la siguiente:

> **"p. Audiencias solicitadas por las Empresas Prestadoras y las Organizaciones Representativas de Usuarios (artículo 8 de la Ley No. 27838)"**

Los artículos 8 y 9 de la Ley No. 27838, en vigencia, tienen establecido lo siguiente:

> **"Artículo 8.- Audiencias Privadas**
> Las empresas prestadoras y las organizaciones representativas de los usuarios están facultadas para solicitar y obtener audiencias con los funcionarios del Organismo Regulador, a fin de intercambiar opiniones respecto del proceso de fijación de precios regulados, sin perturbar el normal desenvolvimiento del procedimiento.
>
> El Organismo Regulador publicará en su página web una relación de las reuniones que hubiere celebrado con las empresas prestadoras y organizaciones representativas de usuarios, publicación que habrá de contener:
>
> a) El nombre de las empresas prestadoras y sus representantes.
> b) Los funcionarios del Organismo Regulador.
> c) El nombre de las organizaciones de usuarios y sus representantes.
> d) Otras personas jurídicas y entidades públicas, vinculadas a los procedimientos de fijación de precios regulados, así como sus representantes.
> e) El lugar, fecha, hora, asuntos tratados en la reunión y conclusiones a las que

hubieran arribado.

Artículo 9.- RESPONSABILIDAD ADMINISTRATIVA Y PENAL
El incumplimiento de lo dispuesto en la presente Ley **acarrea, para los funcionarios públicos de los Organismos Reguladores**, responsabilidad administrativa y **será considerado como falta grave, SANCIONABLE CON DESTITUCIÓN, SIN PERJUICIO DE LA RESPONSABILIDAD PENAL A LA QUE HUBIERE LUGAR. "**

El haber tomado conocimiento de éstas "reuniones ilegales" (por haberse efectuados incumpliendo lo establecido por el artículo 8 de la Ley 27838) sostenidas por los Representantes del Cartel de las Empresas Generadoras (agrupadas en el **COES**) con los mas altos Directivos de **OSINERG**, para impedir que baje el Precio Básico de la Potencia, como resultado de la reducción de los precios de las Máquinas de Punta, ha ameritado que mi Despacho solicite al Consejo Directivo de **OSINERG** apruebe la nulidad de todo lo actuado hasta la fecha en la presente fijación tarifaria, además de solicitar se disponga el inicio de las investigaciones pertinentes para, como resultado de ellas, proceder a adoptar las sanciones administrativas y penales correspondientes, contra los funcionarios de **OSINERG** involucrados, por la posible comisión de delitos, como: tráfico de influencias, negociación incompatible, entre otros delitos, en estricto cumplimiento del artículo 9 de la Ley No. 27838, en vigencia.

V. MEDIOS PROBATORIOS

En calidad de prueba, ofrezco el mérito de los siguientes documentos:

1. El mérito de la copia simple del Oficio No. 118-2004-DP-ASP del 01 de Octubre del 2004 de la Defensoría del Pueblo, dirigido a OSINERG.
2. El mérito de la copia simple del Informe de fecha 03 de Marzo del 2003 del Dr. Fabián Novak, asesor legal externo de OSINERG.
3. El mérito de la copia simple del Informe de fecha 29 de Abril del 2004 del Dr. Fabián Novak.
4. El mérito de la copia simple del **INFORME OSINERG-GART-AL-2003-025** del 07.03.2003.
5. El mérito de la copia simple del **INFORME OSINERG-GART-AL-2003-122** del 10.09.2003.
6. El mérito de la copia simple del **INFORME OSINERG-GART-AL-2004-026** del 04.03.2004.
7. El mérito de la copia simple de la parte pertinente del Informe OSINERG-GART/DGT No. 010A-2003 del 10.04.2003.
8. El mérito de la copia simple de la parte pertinente del Informe OSINERG-GART/DGT No. 050A-2003 del 10.10.2003.
9. El mérito de la copia simple de la **DECISIÓN 536**

VI. ANEXOS

Adjuntamos los siguientes documentos:

Anexo 1: Copia simple de la Resolución No. 464-1999-OS/CD del 22 de Julio de 1999.
Anexo 2: Copia simple del Oficio No. 118-2004-DP-ASP del 01 de Octubre del 2004 de la Defensoría del Pueblo.
Anexo 3: Copia simple del Informe de fecha 03 de Marzo del 2003 del Dr. Fabián Novak.
Anexo 4: Copia simple del Informe de fecha 29 de Abril del 2004 del Dr. Fabián Novak.
Anexo 5: Copia simple de Publicación de fecha 03.11.2004 del Diario La República.
Anexo 6: Copia simple de Publicación de fecha 04.11.2004 del Diario La República.
Anexo 7: Copia de la Carta COES-SINAC/D- 978 –2003 del 12.12.2003.
Anexo 8: Copia de la parte pertinente de los **COMENTARIOS DEL COES-SINAC AL PROYECTO DE PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DEL PRECIO BASICO DE LA POTENCIA de fecha 11 de Diciembre del 2003**

Por tanto:

Sírvase usted Señor Presidente del Consejo Directivo de **OSINERG**, admitir el presente recurso de reconsideración y declararlo **FUNDADO** en su oportunidad.

Lima, 08 de Noviembre del 2004

Jhony Alexander Peralta Cruz
DNI. 02623279

CONGRESO DE LA REPÚBLICA
JHONY PERALTA CRUZ

Se adjunta los anexos indicados

BERTA T.R. BARREDA JARA
ABOGADO
Reg. C.A.L. 19455

ANEXOS

Anexo 1

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA
OSINERG N° 464-1999-OS/CD

Expediente N° 0620 Lima, 22 de Julio de 1999

VISTO:

El recurso de apelación interpuesto por el recurrente BANCO WIESE LTDO. con fecha 6 de mayo de 1999, contra la Resolución N° CSV-SA-RES-99-4098, emitida por el concesionario Luz del Sur S.A.A., con fecha 28 de abril de 1999, sobre deuda de terceros por transferencia de propiedad en el suministro N° 1304460; y

CONSIDERANDO:

Que, con fecha 31 de marzo de 1999, el recurrente reclamó ante el concesionario señalando que mediante contrato de compra venta de fecha 29 de mayo de 1997 adquirió de la empresa PREDIOS RAF S.A. el inmueble ubicado en la Av. Luis Orbegozo Mz. M, Lote 6, actualmente con la numeración Municipal N° 210 Y 214, distrito de San Luis; asimismo, manifiesta que el ocupante del inmueble no cumple con cancelarles la merced conductiva razón por la que le ha iniciado una demanda de desalojo; agregando que en forma casual han tomado conocimiento de que el inmueble cuenta con el suministro N° 1304460, con la tarifa BT2 y que dicho servicio habría sido adquirido por la empresa METALIC S.A. el mismo que mantiene una deuda de S/. 12,348.19 de los cuales S/. 11,238.26 corresponden a un suministro antiguo con N° 567356, con tarifa BT4, a nombre de la empresa INDUSTRIALES S.A. el mismo que habría sido desmantelado el 15 de diciembre de 1995. Señalando por último, que como propietarios del inmueble no autorizaron la adquisición del servicio de energía; por lo que, dejan expresa constancia que el recurrente queda liberado de responsabilidad por las deudas impagas o uso doloso que puedan estar generando los actuales ocupantes del predio, de conformidad con los numerales 1.2.1 y el inciso a) del 2.1 de la Directiva N° 002-95-EM/DGE aprobada por Resolución Directoral N° 029-95-EM/DGE;

Que, mediante Resolución N° CSV-SA-RES-99-4098, el concesionario declaró fundado el reclamo del recurrente en el extremo referido al cobro de la deuda con respecto al suministro N° 1304460 de acuerdo a lo previsto en el numeral 2.1 inciso a) de la Directiva N° 002-95-EM/DGE aprobada por Resolución Directoral N° 029-95-EM/DGE, e infundado el reclamo con respecto a la deuda del suministro N° 567356, que asciende a S/. 11,238.26, debiendo mencionar que dicho suministro fue contratado a la empresa Electrolima S.A. bajo la vigencia de la Ley General de Electricidad N° 23406 del 29 de mayo de 1982, rigiéndose bajo los dispositivos de la citada ley, señalando que el suministro de energía eléctrica es un derecho intransferible a favor del predio para el cual se solicita;

Que, el recurrente en su recurso de apelación manifiesta que el concesionario debe tener en cuenta que las deudas derivadas de un servicio de suministro de energía eléctrica es un derecho de carácter personal, propia de quien lo generó y no una deuda generada por las cargas reales impuestas por la ley; asimismo el artículo 881° del Código Civil dispone que son derechos reales los regulados por el citado Código y otras leyes, lo que implica en otras palabras que los derechos reales sólo pueden ser

creados por ley, pretendiendo el concesionario desnaturalizar la interpretación de la ley que nos rige, afectando normas legales de mayor jerarquía, con el fin de que supuestamente la deuda por el servicio de energía tenga carácter de tributo;

Que, el numeral 1.1 de la Directiva N° 002-95-EM/DGE, aprobada por Resolución Directoral N° 029-95-EM/DGE, establece que el suministro es un derecho intransferible a favor del predio para el que se solicita, y que la deuda derivada del servicio de energía eléctrica permanece afecta al mismo, correspondiendo al propietario responder frente al concesionario, por las deudas del servicio de suministro;

Que, la disposición señalada en el considerando precedente, implica otorgar a la deuda derivada del consumo de energía eléctrica el carácter de derecho real, y como tal, persecutoria sobre el inmueble;

Que, conforme lo establece el artículo 881° del Código Civil, los derechos reales sólo son los regulados por dicho cuerpo normativo o por otras leyes, es decir, presupone la existencia de una norma con rango de ley que así lo establezca;

Que, la disposición contenida en la Resolución Directoral N° 029-95-EM/DGE, aprobatoria de la Directiva N° 002-95-EM/DGE ya mencionada, vendría a regular la deuda del servicio público de electricidad como una garantía real pasible de eventual ejecución para la satisfacción de la acreencia del concesionario, lo que contraviene lo establecido taxativamente por la norma legal citada en el considerando precedente;

Que, por el principio de jerarquía de normas, una Resolución Directoral no puede por sí crear una garantía real que afecte al predio, por constituir una norma de inferior jerarquía, y por consiguiente, no puede conferir la calidad de derecho real a la deuda del servicio de energía eléctrica;

Que, el artículo 82° de la Ley de Concesiones Eléctricas tampoco otorga el carácter de derecho real a la deuda derivada del servicio de energía eléctrica, toda vez que dicho dispositivo está referido a los pagos efectuados por el solicitante destinados a la obtención de un suministro para un determinado predio, el que una vez verificado, trae como consecuencia el que dicho suministro permanezca únicamente en dicho bien, y no pueda ser trasladado hacia un predio distinto para el cual se otorgó;

Que, teniendo en cuenta que la prestación del servicio público de electricidad se configura mediante el contrato de suministro a que se refiere el numeral 1.1 de la Directiva N° 029-95-EM/DGE, la pretensión del concesionario de cobrar la deuda derivada de dicho servicio al recurrente transgrede el principio de relatividad de los contratos a que se refiere el artículo 1363° del Código Civil, conforme al cual los contratos sólo producen efectos entre las partes que los otorgan y sus herederos, en el presente caso, entre el suministrante (concesionario) y suministrado (usuario);

Que, constituyendo la deuda derivada del servicio de suministro un derecho de carácter personal, propia de quien la generó, y no una deuda generada por las cargas reales impuestas por la ley, por consiguiente sólo puede ser exigible a la persona que la generó y no a terceros, en el presente caso, al recurrente;

Que, de otro lado, la deuda del servicio público de electricidad carece de publicidad, elemento esencial para que un derecho sea oponible a terceros, ni mucho menos se encuentra inscrita en los Registros Públicos, conforme a lo previsto por el artículo 2012° del Código Civil, no pudiendo aplicarse dicho dispositivo, a través del cual se

tiene plena certeza del contenido de las inscripciones, a la información que eventualmente pudiera otorgar el concesionario;

Que, en consecuencia, no constituyendo la deuda generada por el servicio de energía eléctrica un derecho real sino una deuda personal, la pretensión del concesionario de cobrar la deuda derivada del servicio de energía eléctrica al nuevo propietario del predio resulta sin fundamento legal;

Que, el artículo 412° del Código Procesal Civil, aplicable supletoriamente en virtud de lo dispuesto por el numeral IV de la Directiva N° 001-98-OS-CD, aprobada por Resolución de Consejo Directivo OSINERG N° 180-98-OS/CD, establece que el reembolso de las costas del proceso no requiere ser demandado y es de cargo de la parte vencida;

De conformidad con el inciso b) del artículo 9° de la Ley N° 26734, el inciso b) del artículo 11° de su Reglamento, aprobado por Decreto Supremo N° 005-97-EM, el artículo 93° del Decreto Ley N° 25844 - Ley de Concesiones Eléctricas, el artículo 183° de su Reglamento, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, el artículo 82° del D.S. N° 02-94-JUS, el numeral 1.1 de la citada Directiva N° 002-95-EM/DGE, aprobada por Resolución Directoral N° 029-95-EM/DGE, los artículos 881°, 1363° y 2012° del Código Civil, y el artículo 412° del Código Procesal Civil;

SE RESUELVE:

Artículo 1° . - REVOCAR la Resolución N° CSV-SA-RES-99-4098 y, reformándola, declarar **FUNDADO** el reclamo del recurrente en todos sus extremos.

Artículo 2°. - ORDENAR que el concesionario desligue del predio ubicado en la Av. Luis José de Orbegozo Mz. M, Lote 6, actualmente con numeración Municipal N° 210 Y 214- San Luis- la deuda generada por el suministro N° 0567356 y acumulada en el suministro N° 1304460, anulando el monto de la deuda derivada del consumo de energía eléctrica, ascendente a S/. 11,238.26 , así como los intereses y moras correspondientes, dejando a salvo el derecho de exigir el pago de lo adeudado al usuario que lo originó.

Artículo 3°. - ORDENAR que el concesionario reembolse al recurrente el pago de costas por derecho de trámite.

Artículo 4°. - DISPONER que el concesionario informe al OSINERG y al recurrente, del cumplimiento de lo dispuesto en la presente resolución, dentro de los quince días calendario después de su notificación, adjuntando los documentos donde conste el detalle de cálculo de la refacturación y el reintegro al recurrente del pago de costas.

Artículo 5°. - DECLARAR agotada la vía administrativa.

Registrese y comuniquese

GUILLERMO THORNBERRY VILLARAN
Presidente del Consejo Directivo
OSINERG

ANEXO 2

RECIBIDO 12:36

Defensoría del Pueblo

Lima, 01 OCT. 2004

Osinerg
Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria
01 OCT 2004
RECIBIDO
Firma

OFICIO N° 118 2004-DP-ASP

Señor Ingeniero
ALFREDO DAMMERT LIRA
Presidente
Organismo Supervisor de la Inversión en Energía - OSINERG
Av. Canadá N° 1460
San Borja.-

(son: 09 hojas)

De mi consideración:

Es grato dirigirme a usted para saludarlo cordialmente y alcanzarle nuestras observaciones sobre los criterios empleados en el presente proceso de fijación de Tarifas en Barra y la aplicación del Decreto Supremo N° 010-2004-EM.

Al respecto, el Informe adjunto sustenta nuestra opinión en el sentido que, por contravenir el inciso a) del artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas, OSINERG no sólo puede, sino que debería inaplicar la modificación del artículo 123° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, dispuesta por el Decreto Supremo N° 010-2004-EM.

En este sentido, la preferente aplicación por OSINERG de la Ley de Concesiones Eléctricas por sobre el Decreto Supremo N° 010-2004-EM, de conformidad con el mandato de la Ley vigente, le permitirá a su institución una correcta consideración de los factores que integran la demanda, excluyendo aquellos elementos que no se encuentran considerados dentro de los alcances de la Ley, como ocurre con la demanda del Ecuador en la presente fijación de Tarifas en Barra.

De otro lado, solicitamos a OSINERG considerar lo señalado en el Informe adjunto y abstenerse de aplicar el cuarto párrafo del artículo 123° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, modificado por el Decreto Supremo N° 010-2004-EM, en el presente proceso de fijación de Tarifas en Barra. Adicionalmente, solicitamos mantener los criterios utilizados por OSINERG para proyectar la oferta de generación, incluyendo los proyectos de ampliación de la central hidroeléctrica de Machu Picchu (70 MW adicionales entre los años 2007 y 2008), la reconversión de la unidad Westinghouse de EDEGEL para usar gas natural (entre 2007 y 2008), y una nueva unidad de ciclo combinado de 340 MW (prevista en el Plan Referencial y en el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión de REP para mediados de 2008).

Defensoría del Pueblo

Asimismo, solicitamos a OSINERG mantener la metodología que ha venido aplicando hasta la fijación de tarifas de Mayo de 2004, dejando de lado el nuevo criterio que ha empleado para el cálculo del Costo de Inversión en el Precio Básico de la Potencia. Esto es, que OSINERG debería considerar la máquina de punta como una Alston GT11N2, cuyo precio se obtiene de la última cotización señalada en la revista Gas Turbine World Handbook.

Hago propicia la oportunidad para renovar a usted mi especial consideración.

Atentamente,

DEFENSORÍA DEL PUEBLO - ADJUNTÍA para los Serv. Públicos

WILLIAM POSTIGO DE LA MOTTA
Adjunto al Defensor del Pueblo
para los Servicios Públicos (e)

/hsh

INFORME
OPINIÓN DE LA DEFENSORÍA DEL PUEBLO CON RELACIÓN A LA DETERMINACIÓN DE LAS TARIFAS DE ELECTRICIDAD EN BARRA

PRIMERO: CONSIDERACIONES GENERALES RESPECTO DEL DECRETO SUPREMO Nº 010-2004-EM.

El 20 de abril de 2004 se publicó el Decreto Supremo Nº 010-2004-EM, que dispone la modificación de los artículos 119º y 123º del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. El propósito de esta norma, expresado en su segundo considerando, ha sido "*precisar los requisitos y condiciones que deben tenerse en cuenta para considerar factible de entrar en operación los proyectos de generación y transmisión, así como los proyectos con demandas superiores a 10 MW*". Igualmente, se pretende "*reglamentar el efecto de la demanda y la oferta extranjeras en la fijación de las Tarifas en Barra*".

En relación con esta norma, no podemos dejar de mencionar que, en nuestra apreciación, su objetivo principal es viabilizar un incremento de tarifas por medio de modificar los criterios que hasta ahora venía aplicando el OSINERG para el cálculo de las tarifas de electricidad. En efecto, en la práctica esta norma obliga a OSINERG a incluir o considerar elementos que incrementan la demanda de energía, concretamente la demanda del Ecuador; mientras que, por otro lado, dificulta o impide que el Organismo Regulador pueda incluir proyectos que incrementen la oferta de generación. La consecuencia de estas disposiciones es incrementar la demanda a considerar en el cálculo tarifario y, paralelamente, impedir el crecimiento de la oferta de generación, con el resultado lógico de incrementar las tarifas en barra.

La aplicación de esta norma se produce en el marco de una fuerte campaña en los medios de comunicación, desarrollada por las empresas generadoras, para lograr el incremento de las tarifas. En medio de esta campaña mediática, el Sr. Viceministro de Energía, declaró que en esta ocasión las tarifas debían incrementarse, lo cual fue respondido por el organismo regulador afirmando su independencia y autonomía.

SEGUNDO: INDEBIDA APLICACIÓN DEL DECRETO SUPREMO Nº 010-2004-EM, EN LO REFERENTE A LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA Y OFERTA EXTRANJERAS.

El Decreto Supremo Nº 010-2004-EM modifica el artículo 123º del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas adicionando cuatro párrafos al texto original del artículo en mención. El último párrafo del artículo 123º modificado establece que "*para la proyección de la demanda y oferta extranjeras en la fijación de las Tarifas en Barra, se considerarán los datos históricos de las transacciones de corto plazo producidas en los últimos doce meses anteriores al mes precedente a la fecha de presentación al OSINERG del estudio técnico-económico por el COES, y se aplicarán como una constante para el período a que se refiere el inciso a) del Artículo 47º de la Ley*".

Adicionalmente, la Disposición Transitoria única establece un procedimiento basado en la simulación de las transacciones de corto plazo que se hubiesen producido durante el año 2003, para calcular el impacto de "*la proyección de la demanda y oferta extranjeras*" en las fijaciones tarifarias de noviembre de 2004 y mayo de 2005, en las que evidentemente no es aplicable el procedimiento mencionado en el acápite anterior, por no existir datos históricos.

El artículo 123° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, modificado por el Decreto Supremo N° 010-2004-EM, pretende expresamente reglamentar el inciso a) del artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas. Sin embargo, el inciso a) en mención está referido a la proyección de la demanda para los próximos cuarenta y ocho meses y a la determinación de un programa de obras de generación y transmisión factibles de entrar en operación en dicho período. En modo alguno el inciso a) del artículo 47° de la Ley hace mención a la interconexión con otros países, o a la posibilidad que demandas provenientes de otros países puedan formar parte de la proyección que cada semestre presenta el COES.

El inciso 8° del artículo 118° de la Constitución Política establece que corresponde al Presidente de la República "*ejercer la potestad de reglamentar las leyes sin transgredirlas ni desnaturalizarlas; y dentro de tales límites, dictar decretos y resoluciones*". En el caso de la modificación del artículo 123° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobada por el Decreto Supremo N° 010-2004-EM, se han transgredido los límites establecidos en el inciso a) del artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas, al disponerse la inclusión de la demanda y oferta extranjeras en la fijación de las Tarifas en Barra, situación no contemplada en la Ley de Concesiones Eléctricas.

Si la intención del Poder Ejecutivo, al emitir el Decreto Supremo N° 010-2004-EM, era permitir la incorporación de la proyección de la demanda y oferta extranjeras en la fijación de las Tarifas en Barra, ha debido proponer al Congreso de la República las modificaciones pertinentes a la Ley de Concesiones Eléctricas, y no pretender incorporar vía la modificación del reglamento, supuestos o consideraciones no admitidos por la Ley.

El artículo 51° de la Constitución Política establece que la Ley prevalece sobre las normas de inferior jerarquía. Al existir incompatibilidad entre las disposiciones de la Ley de Concesiones Eléctricas y el Decreto Supremo N° 010-2004-EM, OSINERG debe aplicar de manera preferente la Ley antes que el Decreto Supremo. Al respecto, debe tenerse en consideración que la Administración Pública puede inaplicar reglamentos, pues ella se rige por el principio de legalidad y, por tanto, está obligada a respetar la Ley por encima de un reglamento. Este criterio fue acogido por el Tribunal Constitucional en el caso P.J. Bingos S.A. (Exp. N° 1266-2001-AA/TC, resuelto el 9 de septiembre del 2002 y publicado en "El Peruano" -Garantías Constitucionales- el 4 de abril del 2003, p. 6081). En esta sentencia, el Tribunal consideró:

> "5. (...) en el caso de autos, no se trata de una norma con rango, valor o fuerza de ley, sino de una norma infralegal, es decir, de un nivel jerárquico inferior al de la ley, cuyo control de validez sí están obligados a efectuar los tribunales administrativos".

Los principios de legalidad y de jerarquía normativa reconocidos en los artículos 45° y 51° de la Constitución, respectivamente, obligan a las administraciones públicas a actuar de acuerdo a las potestades que les confiere el ordenamiento jurídico, debiendo preferir la

aplicación de la ley cuando una norma de inferior jerarquía la contradice. Ello como consecuencia de una elemental expresión de la unidad del ordenamiento jurídico y de la prevalencia jerárquica que rige en el mismo, a efectos de evitar contradicciones internas en la aplicación de las normas.

Ciertamente, esto implica la posibilidad y obligación de las administraciones públicas de inaplicar reglamentos ilegales como es el caso del último párrafo del artículo 123° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas modificado por el Decreto Supremo N° 010-2004-EM con relación al inciso a) del artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas. De lo contrario se admitiría que una simple norma reglamentaria, en un caso concreto, podría desplazar la aplicación de una ley e incluso de la Constitución. La gravedad de esta posibilidad se advierte si se toma en cuenta que las normas reglamentarias son dictadas por el Poder Ejecutivo que, a través de la aprobación y aplicación de reglamentos ilegales, podría eximirse del cumplimiento de sus deberes legales y constitucionales afectando eventualmente derechos fundamentales.

También los principios de servicialidad y eficacia que vinculan a las administraciones públicas las obligan a inaplicar los reglamentos ilegales. En efecto, de acuerdo al artículo 39° de la Constitución, los funcionarios y trabajadores del Estado y por ende las administraciones públicas en general se encuentran al servicio de la Nación y, en ese sentido, a la satisfacción de los derechos e intereses de las personas, finalidad que debe ser cumplida con un significativo nivel de eficacia. Ello ciertamente se vería significativamente afectado si se admitiera la posibilidad de que las administraciones públicas apliquen una norma reglamentaria contraria a la ley, afectando los derechos de los administrados.

Se suele sostener como argumento en contra de la obligación de las administraciones públicas de inaplicar reglamentos ilegales, que ello supondría una merma a la seguridad jurídica, por lo que dicha función corresponde exclusivamente al Poder Judicial. Al respecto conviene señalar en primer lugar que la inaplicación de un reglamento ilegal no constituye un acto arbitrario de las administraciones, sino que debe estar adecuadamente motivado como cualquier decisión que incida en la vigencia de los derechos de los administrados. De este modo, en principio, la decisión de inaplicar un reglamento ilegal está sujeto a los mecanismos de control de las decisiones administrativas.

La doctrina es enfática en señalar la posibilidad y la obligación de las administraciones públicas de inaplicar los reglamentos ilegales. Así por ejemplo, García de Enterría y Ramón Fernández advierten que *"El deber de observancia de la Ley y de correlativa inaplicación del Reglamento que la infringe alcanza también – es forzoso repetirlo frente a las creencias habituales – a los mismos funcionarios administrativos (...) No están, pues, obligados a aplicar los Reglamentos ilegales en todo caso, por que ello supondría reconocer en los Reglamentos un deber de observancia superior a la Ley"*[1]. Con la misma contundencia Ramón Parada enseña que *"También los funcionarios deben inaplicar los reglamentos ilegales por la misma razón de que hay que obedecer a la ley antes que al reglamento"*[2].

A su turno, Doménech Pascual anota que las administraciones públicas *"...deben ajustar su actuación a las normas jurídicas válidas y no a las inválidas. Por lo tanto, no sólo*

---

[1] García de Enterría, Eduardo y Tomás Ramón Fernández. Ob. Cit. p. 219.
[2] Parada, Ramón. Derecho Administrativo I. Parte General. Madrid. Marcial Pons. 1996. p. 73. 8° ed.

pueden sino que deben dictar sus actos prescindiendo de lo dispuesto en las normas legales o reglamentarias inválidas (...) La existencia de este deber se aparece con especial claridad cuando la norma que ha de inaplicarse es inválida por padecer un vicio de contenido, por contradecir una norma jerárquicamente superior, esto es, cuando existe una antinomia entre ambas. Como es obvio, en este caso no resulta posible darles efecto simultáneamente: o se aplica la una o la otra"[3]

En base a las consideraciones expuestas, la Defensoría del Pueblo considera que OSINERG no sólo puede, sino que debe inaplicar el artículo 123° del Reglamento, modificado por el Decreto Supremo N° 010-2004-EM, dado que es una norma que contraviene el inciso a) del artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas.

La preferente aplicación de la Ley de Concesiones Eléctricas por sobre el Decreto Supremo N° 010-2004-EM, permitirá a OSINERG evaluar, de conformidad con el mandato de la Ley vigente, la correcta consideración de los factores que integran la demanda, excluyendo aquellos elementos que no se encuentran considerados dentro de los alcances de la Ley, como ocurre con la demanda del Ecuador en la presente fijación de Tarifas en Barra.

TERCERO: OSINERG INTERPRETA Y APLICA EQUIVOCADAMENTE EL DECRETO SUPREMO N° 010-2004-EM, AL DEFINIR LA FACTIBILIDAD DE LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

El cuarto párrafo del artículo 123° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas modificado por el Decreto Supremo N° 010-2004-EM establece que "*Se considerarán factibles de entrar en operación en el periodo a que se refiere el inciso a) del artículo 47° de la Ley, aquellos proyectos de generación y transmisión cuyos títulos no se encuentren en causal de caducidad o cancelación según corresponda y que cumplan con los requisitos y condiciones que se aprueben por resolución ministerial*".

El Informe OSINERG-GART-AL-2004-124, ha establecido que "*no es posible que un proyecto que no haya sido concedido, para el caso de centrales hidroeléctricas, o autorizado en el caso de centrales termoeléctricas, pueda formar parte del programa de obras que se considera en la Fijación de Tarifas en Barra*". Para llegar a esta conclusión, el Informe de OSINERG sostiene que existen varios requisitos o condiciones a cumplir para que un proyecto de generación o transmisión sea considerado como "factible" de formar parte del programa de obras en la presente fijación tarifaria. En primer lugar, los proyectos deben contar con concesión o autorización. Luego, no debe existir causal de caducidad o cancelación de su título. Finalmente, los proyectos deben cumplir con los requisitos y condiciones establecidos por una resolución ministerial, que a la fecha, aún no ha sido expedida.

En relación con la aplicación de las exigencias señaladas, el propio informe de OSINERG-GART advierte "*Tómese en cuenta que las tres condiciones señaladas deben cumplirse conjuntamente*" (el subrayado es nuestro).

---

[3] Doménech Pascual, Gabriel. La inaplicación administrativa de reglamentos y leyes inconstitucionales. En: Revista de Administración Pública. Núm. 155. Mayo – Agosto 2001. p. 67.

De esta manera, para la presente fijación de Tarifas en Barra, OSINERG no ha considerado como proyectos integrantes de la oferta de generación, la ampliación de la central hidroeléctrica de Machu Picchu (70 MW adicionales entre los años 2007 y 2008), la reconversión de la unidad Westinghouse de EDEGEL para usar gas natural (entre 2007 y 2008) y una nueva unidad de ciclo combinado de 340 MW (prevista en el Plan Referencial y en el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión de REP para mediados de 2008). La consecuencia de la aplicación de esta norma sería la reducción sustancial de la oferta de generación y el incremento de las tarifas, lo que perjudicaría a los usuarios del servicio.

En nuestra opinión, es incorrecta la interpretación que hace OSINERG de lo que entiende por un proyecto "factible" de integrar el programa de obras para una fijación tarifaria. OSINERG no ha considerado como "factibles" aquellos proyectos que no cuentan con título, pese a que ésta no es una exigencia expresamente señalada en el cuarto párrafo del artículo 123° modificado por el D.S. N° 010-2004-EM.

La citada norma considera "factibles" a aquellos proyectos "*cuyos títulos no se encuentren en causal de caducidad o cancelación según corresponda y que cumplan con los requisitos y condiciones que se aprueben por resolución ministerial*". Como lo indica el propio informe de OSINERG, "*lamentablemente en la actualidad existe un vacío legal pues aún no se ha expedido la resolución que complemente los requisitos anteriormente señaladas*". Seguidamente, el propio informe de OSINERG afirma que las condiciones exigidas "*deben cumplirse conjuntamente*".

Consideramos que el hecho de que no se haya emitido aún la resolución ministerial impide aplicar la disposición relativa a la factibilidad de los proyectos, contenida en el Decreto Supremo N° 010-2004-EM. La exigencia contenida en la norma obliga a que el proyecto cuente con un título que no se encuentre incurso en causal de caducidad o cancelación y que cumpla con los requisitos y condiciones que se aprueben por resolución ministerial. Por tal razón, no es razonable dividir la condición exigida a sólo aquellos proyectos "que no cuenten con un título" (como se hace en el informe de OSINERG comentado), dado que la redacción de la norma no permite entender que se trate de exigencias independientes o que puedan aplicarse por separado.

En este sentido, la interpretación literal del párrafo en mención no permite entender que se trate de exigencias ajenas o independientes, dado que la norma no utiliza ningún signo de puntuación para separar ideas. Por el contrario, la redacción del cuarto párrafo comentado utiliza únicamente la conjunción "y", con lo que corresponde entender que se trata de una única exigencia o condición. En tal sentido, el hecho de no conocerse los requisitos y condiciones que deben cumplir los proyectos para ser considerados (por el hecho de no haberse emitido la resolución ministerial), impide a OSINERG aplicar esta disposición en los procesos de fijación de Tarifas en Barra, en tanto no se emita la resolución ministerial correspondiente. Con mayor razón si, como señala el propio informe de OSINERG, las condiciones exigidas "*deben cumplirse conjuntamente*".

Por lo expuesto, consideramos que OSINERG debe abstenerse de aplicar el cuarto párrafo del artículo 123° modificado por el Decreto Supremo N° 010-2004-EM en el presente proceso de fijación de Tarifas en Barra. Adicionalmente, OSINERG debería considerar como proyectos integrantes de la oferta de generación, la ampliación de la central hidroeléctrica de Machu Picchu (70 MW adicionales entre los años 2007 y 2008), la reconversión de la unidad Westinghouse de EDEGEL para usar gas natural (entre 2007

y 2008) y una nueva unidad de ciclo combinado de 340 MW, prevista en el Plan Referencial y en el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión de REP para mediados de 2008.

CUARTO: CAMBIO EN LA METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DEL COSTO DE INVERSIÓN EN EL PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA

En el presente proceso de fijación de Tarifas en Barra, OSINERG ha modificado su criterio para el cálculo del costo de inversión, como componente del Precio Básico de la Potencia Estima OSINERG que los cambios en la coyuntura internacional afectan el ajuste entre la oferta y la demanda internacional de turbinas a gas, lo cual puede originar variaciones bruscas en los precios de este componente del costo de potencia. Asimismo, se afirma que éstas variaciones bruscas en el precio de las turbinas originan volatilidad en el precio de la potencia en el mercado regulado, generando una señal de precios inestable. Por tanto, OSINERG ha considerado que es conveniente utilizar un costo estabilizado en el tiempo como una media móvil de cinco años.

En el cuadro que se presenta a continuación se muestra los cambios en la metodología que OSINERG ha introducido en el presente proceso de fijación de Tarifas en Barra para calcular el Costo de Inversión como componente del Precio Básico de la Potencia.

Metodología empleada hasta Mayo 2004	Nueva Metodología propuesta por OSINERG
La planta de punta considerada para los cálculos es el modelo Alston GT11N2.	En caso de existir más de una planta que cumple con las condiciones de potencia exigidas para la unidad de punta, según la revista Gas Turbine World Handbook, se considera el promedio de las mismas. En la práctica se ha considerado las plantas Alston GT11N2 y Westinghouse W501D5A.
El precio de la planta de punta se obtiene de la última cotización señalada en la revista Gas Turbine World Handbook.	El precio de la planta de punta se obtiene del promedio de las 5 últimas cotizaciones de aquellas plantas cuya potencia está dentro del rango de potencia exigido para la unidad de punta, según la revista Gas Turbine World Handbook.

Este importante cambio metodológico ha tenido el efecto de incrementar la anualidad de la inversión, debido a que los precios de las dos turbinas consideradas para el cálculo han sido mayores en años anteriores. De este modo, el precio de la potencia en la presente regulación tarifaria se ha incrementado 5.1%; mientras que, de aplicarse la misma metodología con que venía trabajando OSINERG hasta la regulación anterior, el precio de la potencia, lejos de incrementarse, se reduciría un -4.3%.

En este sentido, es importante destacar la inexistencia de alguna norma que obligue a OSINERG a adoptar el cambio metodológico que está poniendo en práctica en el presente proceso. Por el contrario, en su condición de Organismo Regulador le corresponde procurar mantener la vigencia de las reglas, conceptos y criterios que utiliza, a efectos de hacer más predecibles sus decisiones.

Además, el cambio de criterio resulta inoportuno, toda vez que por evitar una disminución de -4.3% en el Precio Básico de la Potencia, en el presente proceso de fijación de Tarifas

en Barra, el Organismo Regulador pasa a incrementar dicho precio en 5.1%, con claro perjuicio para el interés de los usuarios. Este inoportuno e innecesario cambio de criterio del Organismo Regulador contribuye a que el Precio al Usuario Final se incremente significativamente.

En consecuencia, es recomendable que OSINERG mantenga la metodología y criterios que ha venido aplicando hasta la fijación de tarifas de Mayo de 2004 para el cálculo del Costo de Inversión en el Precio Básico de la Potencia. Es decir debe continuar considerando como máquina de punta la Alston GT11N2, cuyo precio se obtiene de la última cotización señalada en la revista Gas Turbine World Handbook.

ANEXO 3

OSINERG
Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria
RECIBIDO
04 MAR 2003
HORA .....
FIRMA .....

Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria
Reg. N° 02846
Para
TOMAR ACCION | COPIA
Presidencia
Gerencia General
Gerencia Adjunta
Of. Administrativa
Gerencia Generación y T.
Gerencia Distribución
Gerencia Gas Natural
Asesoría Legal
Circular
Archivar
Firma Fecha

INFORME

A: Ingeniero Edwin Quintanilla
Gerente Adjunto de Regulación Tarifaria de OSINERG

DE: Doctor Fabián Novak

ASUNTO: Informe Final sobre la propuesta del COES de incluir la demanda de energia del Ecuador como criterio para la fijación de las tarifas en Barra del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

FECHA: 03 de marzo de 2003

---

1. Delimitación de la Consulta

El Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC) en su estudio técnico económico del 14 de enero de 2003, presentado al Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG), propone se incluya como criterio para la fijación de las Tarifas en Barra del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, no solo la demanda de energia nacional sino también la demanda del Ecuador a partir de fines de 2004. El sustento jurídico de su petición se encuentra contenido en la Absolución de Observaciones enviada por el COES a OSINERG, el dia 26 de febrero, en sus folios 12 a 17.

Conforme se desprende del Oficio N° OSINERG-GART-AL-001-2003, el presente informe tiene precisamente por objeto establecer la viabilidad de la propuesta del COES, de proyectar la demanda de Ecuador para efectos de la fijación de las Tarifas en Barra, y si ésta se encuentra respaldada por la normatividad interna peruana asi como por la normativa andina. En el primer caso, se trata de analizar especificamente la Ley N° 25844-Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento (Decreto Supremo 009-93-EM). En el segundo caso, se analizará los alcances de la Decisión 536 de la Comunidad Andina.

2. Marco Regulatorio Aplicable

2.1.Ley de Concesiones Eléctricas

Sobre el particular, la Ley de Concesiones Eléctricas establece en sus articulos 1 y 47a) respectivamente lo siguiente:

> Las disposiciones de la presente Ley norman lo referente a las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energia eléctrica [...].

Para la fijación de Tarifas en Barra, cada COES efectuará los cálculos correspondientes en la siguiente forma:

a) Proyectará la demanda para los próximos 48 meses y determinará un programa de obras de generación y transmisión factibles de entrar en operación en dicho período, considerando las que se encuentren en construcción y aquellas que estén contempladas en el Plan Referencial elaborado por el Ministerio de Energía y Minas.

De la lectura de ambas disposiciones así como de la naturaleza de la Ley de Concesiones Eléctricas, claramente se desprende que las únicas demandas que pueden ser tomadas en cuenta por el COES para la fijación de las tarifas eléctricas, son las nacionales, y no las demandas que se presenten fuera del territorio nacional.

La Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento no prevén los casos de interconexiones regionales o subregionales. Y es que, *como cualquier norma de Derecho interno*, esta ley solo puede tener aplicación y vigencia dentro del territorio nacional. En consecuencia, la ley interna sobre concesiones eléctricas no puede disponer se proyecten demandas externas al territorio en el cual ella resulta aplicable. Lo dicho queda claramente respaldado por la doctrina nacional y extranjera. Así, por ejemplo, señala Marcial Rubio:

> Cada Estado contemporáneo establece su propio sistema jurídico y, en términos generales, sus disposiciones rigen en el ámbito espacial, dentro del territorio del Estado del que se trate.[1]

En el mismo sentido se pronuncian Mario Alzamora[2] y Claude Du Pasquier. Este último afirma:

> Que según las concepciones modernas más corrientes, la primera idea que viene al espíritu circunscribe el dominio de aplicación de un derecho nacional a los límites del territorio.[3]

Si bien —como señala el COES— "en ninguna parte de la LCE ni del Reglamento se hace referencia a un 'sistema interconectado nacional' sino a un 'sistema interconectado'", agregando que "no existe restricción <u>específica</u> en cuanto a la nacionalidad de la demanda o de la oferta"; resulta obvio que ambas normas sólo tienen aplicación y vigencia en el territorio de la República. Esto quiere decir que la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento —como normas de derecho interno— no pueden disponer se contemplen ofertas o demandas de energía externas o ajenas al territorio nacional. Mas aún, ninguna norma nacional requiere limitar en forma expresa su ámbito de aplicación —como lo sugiere el COES— pues como ya lo hemos señalado, esta limitación está implícita en toda norma de derecho interno.

Consecuentemente, cualquier intento de proyectar una demanda externa al territorio nacional para la fijación de las Tarifas en Barra no podría estar basado en la Ley de Concesiones Eléctricas ni en su Reglamento, pues el alcance espacial de ambas normas se limita al territorio peruano. Esta proyección tendría en todo caso que estar respaldada por una norma internacional (tratado) o por una norma de Derecho Comunitario, en la

---

[1] RUBIO CORREA, Marcial. *El Sistema Jurídico. Introducción al Derecho*. Lima: Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú, 1985, p. 305.

[2] ALZAMORA VALDEZ, Mario. *Introducción a la Ciencia del Derecho*. Lima, 1980, p. 286.

[3] DU PASQUIER, Claude. *Introducción al Derecho*. Lima: Ediciones y Distribuciones Justo Valenzuela, 1983, p. 85.

medida que solo éstas tienen vigencia en el territorio de dos o más Estados. Al no existir tratado vigente sobre la materia, nos limitaremos a analizar la segunda posibilidad, esto es, la de la norma comunitaria.

2.2.La Decisión 536

Con fecha 19 de diciembre de 2002, la Comisión de la Comunidad Andina adoptó la Decisión 536 – Marco General para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad. Esta norma contiene una disposición específica relativa a la materia bajo comentario. En efecto, el artículo 12 de esta Decisión establece lo siguiente:

> El despacho económico de cada país considerará la oferta y la demanda de los Países de la Subregión equivalentes en los nodos de frontera. Los flujos en los enlaces internacionales y, en consecuencia, las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo, se originarán en el despacho coordinado entre Países, de conformidad con las respectivas regulaciones. [El subrayado es nuestro]

De este artículo claramente se deriva la obligación de cada uno de los países que conforman la Comunidad Andina —entre ellos el Perú— de considerar las ofertas y las demandas externas a sus territorios, para la fijación de sus tarifas eléctricas nacionales. Esto es, a diferencia de la normativa interna peruana, la norma comunitaria amplía el ámbito territorial de las ofertas y demandas que deben ser tenidas en cuenta para efectos del establecimiento de las tarifas nacionales. Así, por ejemplo, en el caso materia de consulta, el Perú en principio tendría que considerar la demanda de energía del Ecuador para la fijación de sus tarifas nacionales.

Sin embargo, antes de arribar a conclusiones sobre esta materia, resulta fundamental analizar las características de la norma comunitaria andina y su aplicación al artículo 12 de la Decisión 536.

2.2.1. Aplicación Prevalente

La primera característica que posee toda norma comunitaria andina es su carácter prevalente frente a cualquier norma nacional que se le oponga.

En efecto, una característica de las normas comunitarias en general y de las normas comunitarias andinas en particular, es su aplicación preferente respecto de las normas nacionales, independientemente del rango de estas últimas, en caso ambas entren en conflicto.[4]

Este carácter prevalente implica la suspensión mas no la derogación de la norma interna opuesta, para dar paso a la aplicación de la norma comunitaria y, asimismo, abrir la posibilidad de emplear los procedimientos internos de anulación de aquellas disposiciones nacionales que traben su cumplimiento.

---

[4] Véase MUÑOZ MACHADO, Santiago. "Principios de articulación de las relaciones entre el Derecho Comunitario y el Interno y las Garantías Constitucionales para su Aplicación Efectiva". En: *Tratado de Derecho Comunitario Europeo*. Madrid: Civitas, 1986, p. 503.

Así lo ha consagrado el Tribunal de Justicia de la Comunidad Andina en múltiples decisiones, donde ha afirmado precisamente el carácter prevalente de la norma comunitaria sobre las normas internas de los países miembros. Específicamente, en su sentencia dictada el 3 de diciembre de 1987, el Tribunal precisó:

> [...] 2. Preeminencia del Derecho Andino.- En primer término, se hace necesario puntualizar que el ordenamiento jurídico de la integración andina prevalece en su aplicación sobre las normas internas o nacionales, por ser característica esencial del Derecho Comunitario, como requisito básico para la construcción integracionista. Así lo reconoció la Comisión del Acuerdo de Cartagena integrada por los plenipotenciarios de los países miembros, en el pronunciamiento aprobado durante su vigésimo noveno período de sesiones ordinarias (Lima, 29 de mayo – 5 junio 1980) cuando declaró la validez plena de los siguientes conceptos: [...] b) el ordenamiento jurídico del Acuerdo prevalece, en el marco de sus competencias, sobre las normas nacionales sin que puedan oponerse a él medidas o actos unilaterales de los Países Miembros.[5]

Asimismo, en el Proceso Nº 2-IP-88 —también citado por el COES en la Absolución de Observaciones— el Tribunal de Justicia de la Comunidad Andina se refirió a esta característica de la norma comunitaria, precisando su significado y alcances, y distinguiéndola en cuanto a sus efectos de la derogación, en los siguientes términos:

> 2. Efecto de la norma comunitaria sobre la norma nacional.- En cuanto al efecto de las normas de la integración sobre las normas nacionales, señalan la doctrina y la jurisprudencia que, en caso de conflicto, la regla interna queda desplazada por la comunitaria, la cual se aplica preferentemente, ya que la competencia en tal caso corresponde a la comunidad. En otros términos, la norma interna resulta inaplicable, en beneficio de la norma comunitaria. Así lo ha señalado reiteradamente el Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas (ver principalmente Sentencias Costa Enel del 15 de junio de 1964, y la Sentencia Simmenthal de 9 de marzo de 1978) [...].[6]
>
> No se trata propiamente de que la norma comunitaria posterior derogue la norma nacional preexistente, al igual que ocurre en el plano del derecho interno, puesto que son dos ordenamientos jurídicos distintos, autónomos y separados, que adoptan de sus propias competencias formas peculiares de crear y extinguir el derecho, que por supuesto no son intercambiables. Se trata, mas propiamente, del efecto directo del principio de aplicación inmediata y de la primacía que en todo caso ha de concederse a las normas comunitarias sobre las internas. Hay —se ha dicho— una ocupación del terreno con desplazamiento de las normas que antes lo ocupaban, las cuales devienen inaplicables en cuanto resulten incompatibles con las previsiones del derecho comunitario ("preemption"). La norma interna, sin embargo, podría continuar vigente aunque resulte inaplicable, y permanecer en estado de latencia hasta que el derecho comunitario que la desplazó se modifique eventualmente y le deje libre el terreno, si es que la norma nacional llega a resultar compatible con él.[7]

---

[5] TRIBUNAL DE JUSTICIA DE LA COMUNIDAD ANDINA. Sentencia de 3 de diciembre de 1987, publicada en la Gaceta Oficial Nº 28 el 15 de febrero de 1988.

[6] En este caso el Tribunal señaló: "El juez nacional encargado de aplicar, en el marco de su competencia, las disposiciones del derecho comunitario, tiene la obligación de garantizar el pleno efecto de esas normas dejando, si es necesario, sin aplicar, por su propia autoridad, cualquier disposición contraria de la legislación nacional, incluso posterior, sin que tenga que pedir o esperar la eliminación previa de ésta por vía legislativa o por cualquier otro procedimiento constitucional". CJCE, Simmenthal, asunto 106/77, Rec. 629. 1978.

[7] TRIBUNAL DE JUSTICIA DE LA COMUNIDAD ANDINA, Proceso Nº 2-IP-88, Sentencia del 25 de mayo de 1988, publicada en la Gaceta Oficial el 26 de julio de 1988. Aquí la Corte Suprema de Justicia de Colombia solicitó una Interpretación Prejudicial ante un supuesto conflicto entre los artículos 56, 58,

En el mismo sentido, tenemos la sentencia de 26 de octubre de 1989 del mismo Tribunal, así como las dictadas en los procesos 2-IP-90, 6-IP-93 y 10-IP-94. En estas sentencias y en particular en la segunda, se ha señalado que el carácter preferente de la norma comunitaria andina implica dos obligaciones básicas para los Estados miembros: la primera, consistente en la obligación de adoptar las medidas necesarias para asegurar el cumplimiento del ordenamiento jurídico andino y, la segunda, consistente en la obligación de no hacer, no adoptar ni emplear medida alguna contra tales normas de manera tal de obstaculizar su aplicación.[8] Esta doble obligación fue también señalada por el Tribunal de Justicia de la Comunidad Andina, en el proceso 1-AI-96:

> La preeminencia conlleva la virtud que tiene el ordenamiento comunitario de ser imperativo de modo que cuando se trate de aplicar normas legales a actuaciones jurídicas contempladas en el derecho de integración, deberá acudirse al ordenamiento comunitario con preferencia sobre el derecho interno. Sobre este particular el artículo 5 impone a los Países Miembros dos obligaciones básicas: una de hacer, dirigida a la adopción de medidas que aseguren el cumplimiento del ordenamiento jurídico comunitario; y la otra, obligación de no hacer, a fin de que no se adopten medidas que contraríen u obstaculicen el derecho comunitario. Por la obligación de no hacer, los Países adquieren el compromiso de no adoptar actitudes o expedir actos —sean legislativos, judiciales, ejecutivos, administrativos o de cualquier otra naturaleza— que puedan contradecir u obstaculizar la aplicación del Régimen Jurídico Andino. Estas obligaciones se refieren tanto al respeto del derecho primario como del derivado.[9]

De lo expuesto por el Tribunal en todos estos casos se desprende que el artículo 12 de la Decisión 536, como norma comunitaria andina, es de obligatorio cumplimiento para el Estado peruano, incluso por encima de su Derecho interno. Si bien lo dispuesto por el artículo 12 de la Decisión 536 complementa en nuestro criterio, lo señalado por el artículo 47a) de la Ley de Concesiones Eléctricas del Perú, y en consecuencia, no existiría conflicto entre ambos dispositivos, cabría señalar que incluso si existiera tal

---

76, 77 y 84 de la Decisión 85 de la Comisión del Acuerdo de Cartagena y el artículo 454 de la Ley 9a de 1979 de Colombia.

[8] TRIBUNAL DE JUSTICIA DE LA COMUNIDAD ANDINA. Proceso Nº 6-IP-93, publicada en la Gaceta Oficial Nº 150 del 25 de marzo de 1994. En su Sentencia dictada en el Proceso 07-AI-99, del 12 de noviembre de 1999, el Tribunal señaló: "Los principios de aplicación directa y preeminente, a los que antes se hizo referencia, no dejan espacio para que cada uno de los países emita disposiciones de derecho interno, so pretexto de que éstas viabilizan la aplicación en su territorio de las normas comunitarias. Si tal facultad llegara a existir y cada País Miembro pudiera, de manera general y obligatoria plasmar en normas jurídicas de derecho interno sus criterios y particulares concepciones sobre la forma de aplicar las normas comunitarias y sobre el entendimiento que debe dársele a su contenido, no podríamos hablar de un ordenamiento jurídico común, sino de tantos ordenamientos cuantos Países Miembros existieran. Así las cosas, no le era dable al Gobierno peruano bajo ningún respecto dictar una norma de derecho interno para "precisar", "aclarar" o "interpretar" disposiciones contenidas en una Decisión de la Comisión de la Comunidad Andina. Al hacerlo se vulneraron principios y normas del ordenamiento jurídico comunitario y se asumieron irregularmente competencias de naturaleza legislativa propias de Organismos Superiores de la Comunidad, lo cual configura una conducta de incumplimiento que es incompatible con las obligaciones adquiridas por el País Miembro demandado al ingresar y hacerse parte de dicha Comunidad".

[9] TRIBUNAL DE JUSTICIA DE LA COMUNIDAD ANDINA. Proceso Nº 1-AI-96, del 30 de octubre de 1996. Acción de Incumplimiento interpuesta por la Junta del Acuerdo de Cartagena contra la República del Ecuador. En el mismo sentido véase la Sentencia dictada en el Proceso 07-AI-99, de 12 de noviembre de 1999 y en el Proceso Nº 43-AI-99.

oposición —como lo señala el COES en su comunicación— la norma comunitaria andina referida tendría que ser aplicada preferentemente sobre la norma nacional.

Adicionalmente, es posible también concluir, que esta obligación de cumplimiento implica no solo un deber del Estado peruano de no obstaculizar su aplicación (obligación pasiva) sino también el deber de llevar adelante todas las regulaciones y/o modificaciones que fueren necesarias en su Derecho interno para la plena vigencia de la norma andina (obligación activa).

2.2.2. Aplicación Directa e Inmediata

Una segunda característica de la norma comunitaria andina sería la de su aplicación directa e inmediata en el territorio nacional.

En efecto, toda norma comunitaria andina es aplicable directamente en el territorio de todos los Estados que componen el proceso de integración, sin que sea necesario seguir un procedimiento o trámite especial de aprobación, recepción o incorporación de ésta en los ordenamientos jurídicos nacionales.

Esta característica se encuentra expresamente contemplada en el artículo 3 del Tratado que crea el Tribunal de Justicia de la Comunidad Andina, cuando señala respecto a las Decisiones y Resoluciones que "serán directamente aplicables en los Países Miembros a partir de la fecha de su publicación en la Gaceta Oficial del Acuerdo, a menos que las mismas señalen una fecha posterior".[10]

En 1999, el Tribunal de Justicia Andino confirmó esta característica de la norma comunitaria andina, al señalar:

> La sola suposición de que las Decisiones de la Comisión o las Resoluciones de la Junta, tuvieran que pasar por el tamiz legislativo de cada uno de los Países Miembros, antes de su aplicación interna, habría conducido a negar la existencia de un derecho comunitario andino.
> El profesor Dámaso Ruiz-Jarabo Colomer, define el principio manifestando que "la aplicabilidad inmediata significa que la norma comunitaria adquiere, automáticamente, de por sí, estatuto de derecho positivo en el orden interno de los Estados a que va dirigida. Ello supone que la norma comunitaria se integra de pleno derecho en ese orden interno, sin necesidad de ninguna fórmula de introducción o de recepción, que se impone en cuanto tal derecho comunitario y que genera en todo juez nacional la obligación de aplicarla". El mismo tratadista al referirse al principio de la aplicación directa del derecho comunitario ha dicho: "El derecho comunitario, por consiguiente, además de ser un ordenamiento jurídico autónomo, con su propio sistema de producción normativa, posee una fuerza específica de penetración en el orden jurídico interno de los Estados Miembros nacida de su propia naturaleza, que se manifiesta en su aplicabilidad inmediata y, fundamentalmente, en su efecto directo y su primacía".[11]

---

[10] PICO MANTILLA, Galo. *Derecho Andino*. Quito: Tribunal del Acuerdo de Cartagena, 1989, p. 48. En consecuencia, la publicación de la norma comunitaria en diarios oficiales de los Estados miembros de la Comunidad Andina no tienen ninguna consecuencia jurídica, en tanto la vigencia de esta norma depende de su publicación en la Gaceta Oficial del Acuerdo de Cartagena. Véase CASTRO BERNIERI, Jorge. "Reflexiones acerca del tema de las fuentes del ordenamiento jurídico de la Comunidad Andina". *Agenda Internacional*. Año VIII, N° 16, 2002, p. 88.

[11] TRIBUNAL DE JUSTICIA DE LA COMUNIDAD ANDINA. Proceso 07-AI-99, de 12 de noviembre de 1999. La aplicación directa ha sido también afirmada por el Consejo Presidencial Andino en 1991, al

No obstante lo antes expuesto, cabria señalar que muchas veces la norma comunitaria andina no goza de esta segunda caracteristica, es decir, no siempre puede ser aplicada de manera inmediata al territorio de los Estados Partes que conforman el proceso de integración. No nos referimos por cierto a la excepción señalada por el COES, expresamente contemplada en el segundo párrafo del artículo 3 del Tratado que crea el Tribunal Andino (según el cual, la aplicación directa de una Decisión puede no darse, cuando el texto de la misma disponga como requisito previo, su incorporación al derecho nacional); sino más bien a la excepción impuesta por la naturaleza y caracteristicas mismas de la Decisión.

En efecto, la doctrina del Derecho de Integración coincide en indicar como elemento clave para la aplicabilidad directa de una norma comunitaria andina, la "incondicionalidad" de ésta. El elemento de la incondicionalidad apunta a que la aplicación de la norma no esté subordinada a medida posterior alguna de los órganos comunitarios o de los Estados miembros.

En tal sentido, se consideran por ejemplo normas de aplicación directa aquellas que implican prohibiciones u obligaciones de no hacer, las que no exigen medida de ejecución alguna o que en todo caso requieran medidas de ejecución insignificantes.[12] Por el contrario, no serán normas de aplicación directa aquellas que requieran una implementación legislativa, o la derogación y reforma del Derecho interno.

El profesor Gil Carlos Rodriguez Iglesias, Presidente del Tribunal de las Comunidades Europeas, insiste en este requisito de la "incondicionalidad" de la norma comunitaria para que sea directamente aplicable, cuando define la aplicabilidad directa de la norma comunitaria:

> [...] como la capacidad de la misma para producir efectos jurídicos en un País Miembro sin que se requiera ningún complemento normativo de derecho interno.

Para el derecho europeo, dice, Muñoz Machado:

> Una regla o norma "goza de aplicabilidad directa cuando no precise que los Estados Miembros dicten normas de incorporación, transposición o desarrollo para darle efectividad dentro de su territorio. [El subrayado es nuestro]

Precisamente, creemos que este último, es el caso de algunas de las disposiciones contenidas en la Decisión 536 de la Comunidad Andina, como expresamente lo ha reconocido el COES en la página 13 de su documento "Absolución de Observaciones". En efecto, el propio COES reconoce que algunas disposiciones de la Decisión 536 (articulos 16, 19 y 20) no son de aplicación automática, sino que requieren de reglamentación interna para su cabal ejecución. Este punto es particularmente importante, pues implica que el COES reconoce que algunas normas andinas no son aplicables de manera inmediata, sino que su aplicación está condicionada a su

---

reiterar: "el principio de la aplicación directa de las Decisiones de la Comisión del Acuerdo de Cartagena, según se establece en el artículo 3 del Tratado de Creación del Tribunal de Justicia, (y al) instruir a las autoridades nacionales para que las apliquen sin restricciones y promuevan su difusión".

[12] Véase ISAAC, Guy. *Manual de Derecho Comunitario General*. Barcelona: Ariel, 1999, p. 242.

implementación interna. Pues, en nuestro concepto, ello sucede también con el artículo 12 de la Decisión 536.

Si analizamos este artículo es posible concluir que aquí nos encontramos ante una norma comunitaria andina que requiere de implementación para su cabal aplicación en el territorio de los Estados miembros. A diferencia de lo que sostiene el COES, entendemos que el mencionado artículo 12 es una norma andina que no goza de aplicación directa y automática, sino que requiere de un desarrollo legislativo interno posterior, que entre otros, tendría que tomar en cuenta los siguientes aspectos:

a) En primer lugar hay que destacar que la Decisión de la Comunidad Andina ha sido diseñada para tratar enlaces internacionales que puedan operar indistintamente como una vía de importación y exportación, de tal forma que satisfagan los principios económicos fundamentales para los cuales deben ser construidos; es decir, permitir por ejemplo el aprovechamiento de la complementariedad hidrológica de tal manera que el beneficio neto para el conjunto de los dos países interconectados, en términos de costo de operación, sea menor al que resultaría de la operación en forma independiente o aislada de ambos países. El enlace Perú – Ecuador es un caso muy particular, puesto que por razones técnicas operativas resulta que solo operaría para permitir la exportación del Perú hacia Ecuador. Esta situación específica no ha sido contemplada, ni siquiera como principio, en la Decisión de la Comunidad Andina y su tratamiento regulatorio se ha previsto que sea tratado recién en próximas reuniones de los Organismos Reguladores.

b) En el caso del mercado interno (Perú) las leyes aplicables establecen un conjunto de criterios que se deben tomar en cuenta al definir la oferta y demanda en el cálculo de las tarifas eléctricas. Por ejemplo, el parque de generación, en el caso peruano, deberá definirse considerando el Plan Referencial de Electricidad. Para el caso de las ofertas internacionales, no se han definido dichos criterios. Así en el presente caso, no hay precisión sobre si se utilizará el Plan referencial del Ministerio de Energía y Minas del Ecuador, o el plan que utiliza el operador del sistema eléctrico ecuatoriano (CENACE) o el que utilice el regulador (CONELEC), etc.

c) Si se admitiese la premisa de utilizar la demanda del Ecuador para el cálculo de tarifas, por las implicancias del resultado, dicha demanda debería pagar por los cargos aprobados para los precios en barra. En ningún procedimiento está establecido qué se haría en estos casos ni cual sería la forma en que el respectivo suministrador cobraría por la energía consumida (exportada), ni la forma en qué estas transferencias serían liquidadas en las transacciones del COES, etc.

d) La aplicación de los principios contenidos en la Decisión de la Comunidad Andina requieren de reglamentos específicos para el tratamiento de las Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE). En efecto, dichos reglamentos ya han sido desarrollados en Ecuador (publicado en diciembre de 2002) y Colombia (publicado en febrero de 2003). Sin embargo, en el caso del Perú, OSINERG está actualmente desarrollando los estudios que conducirán a la elaboración de una propuesta reglamentaria. Todo ello demuestra que para el caso peruano, a diferencia de Ecuador y Colombia, aún no se dispone de la reglamentación específica.

La necesidad de implementación también se desprende de la lectura de los artículos 16, 19, 20 y 22 de la mencionada Decisión, que guardan estrecha relación con la aplicación del articulo 12 antes referido.

Asi, en relación al artículo 16, queda claro que no se han determinado, regulado ni constituido las garantías que según la norma deben cubrir el monto esperado de las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo. Este artículo textualmente señala que "sólo podrán efectuarse transacciones internacionales de electricidad de corto plazo si existen tales garantías", lo cual no ha sucedido.

El artículo 19 por su parte traduce la voluntad de los países miembros de impulsar los cambios en sus respectivas normativas nacionales que promuevan la armonización de sus marcos normativos en materia de interconexiones eléctricas y de transacciones comerciales de electricidad, lo cual hasta la fecha tampoco se ha cumplido, por lo menos en el caso del Perú y del Ecuador.

Asimismo, el artículo 22 reconoce que la Decisión 536 constituye un "marco general" cuya terminología y definiciones deben ser desarrolladas más adelante.

Finalmente, el artículo 20 crea un órgano de seguimiento cual es el Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad, el cual luego de adoptar su reglamento interno (que aún no ha sido siquiera elaborado), "estará encargado de promover las normas que sean necesarias para alcanzar los objetivos previstos en el presente Marco General, incluyendo Resoluciones de la Secretaría General o Convenios".

En conclusión, el artículo 12 de la Decisión 536 de la Comunidad Andina si bien es obligatorio y prevalente respecto del derecho nacional, no es, en nuestro criterio, una norma comunitaria de aplicación directa e inmediata, sino por el contrario, se trata de una norma cuya aplicabilidad está supedita a la armonización de los marcos regulatorios de los países andinos y a un desarrollo legislativo posterior al interior de estos.

3. Conclusiones

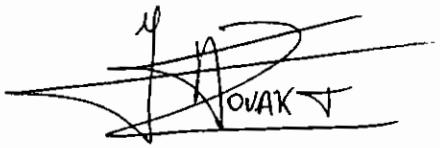
De todo lo expuesto es posible concluir lo siguiente:

a. La propuesta del COES-SINAC para que se incluya como criterio para la fijación de las Tarifas en Barra del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, no solo la demanda local sino también la demanda del Ecuador, no encuentra sustento en la Ley de Concesiones Eléctricas ni en su Reglamento, en tanto ellas no prevén los casos de interconexiones regionales o subregionales.

b. La propuesta del COES-SINAC si bien se encuentra amparada jurídicamente en el artículo 12 de la Decisión 536 de la Comunidad Andina, dicha norma no es de aplicación directa e inmediata, en la medida en que su aplicabilidad requiere la armonización de los marcos regulatorios andinos y un desarrollo legislativo interno en los países que conforman la Comunidad, lo que hasta la fecha constituye una tarea pendiente.

c. En todo caso, es deber del Estado peruano promover la rápida implementación interna del artículo 12 y demás artículos contenidos en la Decisión 536, como lo vienen haciendo Colombia y Ecuador, pues de lo contrario, estaría infringiendo un deber que le impone el Derecho Comunitario Andino.

Quedo a su disposición para cualquier aclaración y/o ampliación del presente informe que estime pertinente.



Fabián Novak
Reg. CAL. 21256

ANEXO 4

29 ABR. 2004

RECIBIDO
Hora: ..... Firma

Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria
Reg. N° ....5.026.9.....

	TOMAR ACCION	COPIA
Presidencia	☐	☐
Gerencia General	☐	☐
Gerencia Adjunta	☐	☐
Of. Administrativa	☐	☐
División Generación y T.	☑	☐
División Distribución	☐	☐
División Gas Natural	☐	☐
Asesoría Legal	☐	☐
Circular	☐	☐
Archivar	☐	☐

FIRMA ..... FECHA 30/04/04

INFORME

A: Ingeniero Edwin Quintanilla
Gerente Adjunto de Regulación Tarifaria de OSINERG

DE: Doctor Fabián Novak

ASUNTO: Sobre el D.S. 010-2004-EM, por el cual se reglamenta los requisitos y condiciones para la determinación del Programa de Obras de generación y transmisión, así como el tratamiento de la demanda y la oferta internacional, que OSINERG debe tener en cuenta para la fijación de las tarifas en barra.

FECHA: 29 de abril de 2004

En relación a la consulta que me fuera formulada por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERG, contenida en el Oficio N° 002-2004-OSINERG-GART/AL, de fecha 26 de abril de 2004, debo manifestar lo siguiente:

1. Con fecha 19 de diciembre de 2002, la Comisión de la Comunidad Andina adoptó la Decisión 536 – Marco General para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad. Esta norma contiene una disposición (artículo 12) relativa a la fijación de las tarifas eléctricas nacionales, que establece lo siguiente:

> El despacho económico de cada país considerará la oferta y la demanda de los Países de la Subregión equivalentes en los nodos de frontera. Los flujos en los enlaces internacionales y, en consecuencia, las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo, se originarán en el despacho coordinado entre Países, de conformidad con las respectivas regulaciones. [El subrayado es nuestro]

De este artículo claramente se deriva la obligación de cada uno de los países que conforman la Comunidad Andina —entre ellos el Perú— de considerar las ofertas y las demandas externas a sus territorios, para la fijación de sus tarifas eléctricas nacionales. Esto es, a diferencia de la normativa interna peruana (Decreto Ley 25844 – Ley de Concesiones Eléctricas), la norma comunitaria andina amplía el ámbito territorial de las ofertas y demandas que deben ser tenidas en cuenta para efectos del establecimiento de las tarifas nacionales, no limitándolo a las ofertas y demandas internas.

2. Si bien en principio, toda norma comunitaria andina es aplicable directamente en el territorio de todos los Estados que componen el proceso de integración, sin que sea

necesario seguir un procedimiento o trámite especial de aprobación, recepción o incorporación de ésta en los ordenamientos jurídicos nacionales —según lo dispone el artículo 3 del Tratado que crea el Tribunal de Justicia de la Comunidad Andina, cuando señala respecto a las Decisiones y Resoluciones que "serán directamente aplicables en los Países Miembros a partir de la fecha de su publicación en la Gaceta Oficial del Acuerdo, a menos que las mismas señalen una fecha posterior"—;[1] tratándose de la Decisión 536 y en particular de su artículo 12, ello no es posible. Y es que la referida norma andina no goza de aplicación directa y automática, sino que requiere de un desarrollo legislativo interno posterior, tal como lo demostráramos en nuestro informe de fecha 3 de marzo de 2003.

3. Entonces, para la aplicación de esta Decisión comunitaria, los Estados Miembros de la Comunidad Andina —como el Perú— se encuentran obligados a adoptar las medidas legislativas internas que sean necesarias,[2] tal como lo dispone de manera expresa el artículo 4° del Tratado de creación del Tribunal Andino. De acuerdo a esta disposición:

> **Los países miembros están obligados a adoptar las medidas que sean necesarias para asegurar el cumplimiento de las normas que conforman el ordenamiento jurídico del Acuerdo de Cartagena (así como a) no adoptar ni emplear medida alguna que sea contraria a dichas normas.**

Esta obligación de los Estados Miembros de la CAN de implementar internamente la norma andina, a efectos de lograr su efectiva aplicación, ha sido también confirmada por el Tribunal de Justicia de la Comunidad en los Procesos N° 1-AI-96, 7-AI-99 y 43-AI-99. En todos ellos, el Tribunal ha precisado la obligación de cada Estado Miembro de la CAN de cumplir con las normas comunitarias, dictando la legislación interna que fuere pertinente, a efectos de alcanzar su efectiva vigencia.[3]

4. En relación a la formalidad que debe ser empleada por cada Estado para implementar internamente las Decisiones de la Comunidad Andina (y en particular, la Decisión 536), existe absoluta libertad, vale decir, el Derecho Comunitario Andino (y también el Europeo) entiende que cada Estado dictará libre y soberanamente la legislación que fuere necesaria para el cumplimiento de la norma comunitaria, no importando si ella se expresa en una ley, en un decreto o en una resolución. En palabras de Pescatore "Cada uno es dueño de la solución que les dé";[4] lo importante es que el Estado cumpla con viabilizar internamente la aplicación de la norma comunitaria.

---

[1] PICO MANTILLA, Galo. *Derecho Andino*. Quito: Tribunal del Acuerdo de Cartagena, 1989, p. 48. En consecuencia, la publicación de la norma comunitaria en diarios oficiales de los Estados miembros de la Comunidad Andina no tienen ninguna consecuencia jurídica, en tanto la vigencia de esta norma depende de su publicación en la Gaceta Oficial del Acuerdo de Cartagena. Véase CASTRO BERNIERI, Jorge. "Reflexiones acerca del tema de las fuentes del ordenamiento jurídico de la Comunidad Andina". *Agenda Internacional*. Año VIII, N° 16, 2002, p. 88.

[2] NOVAK, Fabián. "La Comunidad Andina y su Ordenamiento Jurídico", en: *Derecho Comunitario Andino*, Lima: Instituto de Estudios Internacionales (IDEI) – Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú, 2003, pp. 75-76.

[3] *Idem*.

[4] PESCATORE, Pierre. "Aspectos Judiciales del Acervo Comunitario". *Revista de Instituciones Europeas*, Madrid, 1981, pp. 348-349.

5. En tal sentido, pareceria que el Ministerio de Energia y Minas, al dictar el Decreto Supremo 010-2004-EM, pretende posibilitar la aplicación de la Decisión 536 y, con ello, cumplir con su obligación comunitaria, no obstante que en sus considerandos el decreto no hace ninguna referencia directa o indirecta a esta Decisión.

6. Sin embargo, la intención del Estado peruano de posibilitar la aplicación de la Decisión 536, a través de la dación del Decreto Supremo 010-2004-EM, no convalida posibles excesos que a nivel del Derecho interno peruano represente la dación del referido decreto. Y es que muchas veces, un hecho que es lícito internacionalmente resulta un ilícito a la luz del derecho interno o viceversa.[5] Así lo han señalado los tribunales internacionales, tanto judiciales como arbitrales, en múltiples fallos. Véase por ejemplo la Opinión de la Corte Internacional de Justicia de La Haya en el *Asunto de la Reparación por Daños Sufridos al Servicio de las Naciones Unidas* (1949) o en el *Asunto de la Electrónica Sicula* (1989). En esta última, la Corte sentenció:

> La conformidad de un acto con el derecho interno y su conformidad con las disposiciones de carácter internacional son cuestiones diferentes. Lo que constituye violación de una norma internacional puede ser lícito en derecho interno y lo que es ilícito en derecho interno puede no entrañar violación de una norma internacional.[6]

Con todo esto lo que queremos decir, es que el hecho de que el Decreto Supremo 010 pretenda el cumplimiento por parte del Estado peruano de su obligación comunitaria de viabilizar la aplicación de la Decisión 536, no convalida al Estado peruano a alcanzar este objetivo de cualquier manera. Se entiende que la regulación interna a ser dictada por el Estado para posibilitar la aplicación de la Decisión 536 en cuestión, debe a su vez cumplir con las formalidades y límites que le impone el derecho interno. La Constitución Política del Perú de 1993 es muy clara en este sentido, cuando en su artículo 118 dispone:

> Corresponde al Presidente de la República:
> [...]
> 8. Ejercer la potestad de reglamentar las leyes sin transgredirlas ni desnaturalizarlas; y, dentro de tales límites, dictar decretos y resoluciones.

Y es precisamente en este punto, donde encontramos algunos problemas en el referido decreto.

7. En el presente caso, consideramos efectivamente que el Decreto Supremo 010-2004-EM excede el contenido del Decreto Ley 25844 – Ley de Concesiones Eléctricas, al pretender "reglamentar" materias no contempladas en la referida Ley.

En efecto, la Ley de Concesiones Eléctricas establece en sus artículos 1 y 47a) respectivamente lo siguiente:

---

[5] RODRÍGUEZ CARRIÓN, Alejandro. *Lecciones de Derecho Internacional Público*, Madrid: Tecnos, 1994, p. 304; NOVAK, Fabián y Luis GARCÍA-CORROCHANO. *Derecho Internacional Público*, Tomo II, Volumen I, Lima: Instituto de Estudios Internacionales (IDEI) – Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú, 2002, p. 407.

[6] RODRÍGUEZ CARRIÓN, Alejandro. *Ob. cit.*, p. 304.

Las disposiciones de la presente Ley norman lo referente a las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica [...].

Para la fijación de Tarifas en Barra, cada COES efectuará los cálculos correspondientes en la siguiente forma:

a) Proyectará la demanda para los próximos 48 meses y determinará un programa de obras de generación y transmisión factibles de entrar en operación en dicho período, considerando las que se encuentren en construcción y aquellas que estén contempladas en el Plan Referencial elaborado por el Ministerio de Energía y Minas.

De la lectura de ambas disposiciones así como de la naturaleza de la Ley de Concesiones Eléctricas, claramente se desprende que las únicas demandas que pueden ser tomadas en cuenta para la fijación de las tarifas eléctricas, son las nacionales, y no las demandas que se presenten fuera del territorio nacional. La Ley de Concesiones Eléctricas no prevé los casos de interconexiones regionales o subregionales.

Sin embargo, el Decreto Supremo 010-2004-EM bajo comentario, excede los alcances de la Ley de Concesiones Eléctricas, al regular la proyección de demandas y ofertas extranjeras para la fijación de las Tarifas en Barras nacionales, no contempladas en la referida ley.

En efecto, en su artículo 1° el D.S. 010, establece entre otras cosas que, para la proyección de la demanda y oferta extranjeras en la fijación de las Tarifas en Barra, se considerarán los datos históricos de las transacciones de corto plazo producidos en los últimos doce (12) meses anteriores al mes precedente a la fecha de presentación al OSINERG del estudio técnico – económico por el COES, y se aplicarán como una constante para el período a que se refiere el inciso a) del Artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Asimismo, su Única Disposición Transitoria y Final dispone que, para efectos de la fijación de los periodos correspondientes a los meses de noviembre de 2004 y mayo de 2005, la proyección de la demanda y oferta extranjera se determinará sobre la base de la simulación de las transacciones de corto plazo que se hubiesen producido en los enlaces internacionales durante el año 2003, para lo cual se tomarán en cuenta los datos históricos de ese año del SEIN y de los sistemas de los países involucrados. Por último, dispone que el Ministerio de Energía y Minas, a propuesta del OSINERG, establecerá las premisas y parámetros de cálculo de las simulaciones a que se refiere la presente Disposición.

Vemos pues, que el indicado Decreto Supremo 010, "reglamenta" aspectos no contemplados ni previstos en la Ley de Concesiones Eléctricas, transgrediendo los límites que en materia de reglamentación de leyes señala el artículo 118 de la Constitución antes transcrito.

Según la doctrina nacional, cuando la Constitución dispone que la potestad de reglamentar leyes debe ser ejercida de manera tal, de que éstas no sean transgredidas ni desnaturalizadas, se refiere a que la reglamentación debe limitarse a asegurar la ejecución de la ley mediante prescripciones menores de detalles,

apropiadas a las circunstancias; en otras palabras, la reglamentación debe "desarrollar disposiciones que la ley contiene sintética o implícitamente, dándole un desarrollo más amplio".[7]

Sin embargo, en el presente caso sucede algo diferente, pues el Decreto Supremo 010 pretende reglamentar aspectos no contemplados en la Ley de Concesiones Eléctricas, expresa o implícitamente, como es la consideración de las ofertas y demandas extranjeras en la fijación de las tarifas en barra nacionales.

8. Finalmente, otro aspecto que merece especial atención, es lo dispuesto por el artículo 2 del Decreto Supremo 010. En virtud de este artículo, se establece que "los ingresos que se hayan producido por la diferencia de los costos marginales de corto plazo de los sistemas nacionales de los países involucrados en las transacciones internacionales ejecutadas en caso de exportación desde el SEIN, serán asignados a la demanda nacional", no tomando en cuenta la posición de los demás países integrantes de la CAN, condición que es indispensable respetar cuando se pretende reglamentar internamente una Decisión de la Comunidad Andina.

   En efecto, cuando un Estado Miembro de la CAN dicta disposiciones de derecho interno a efectos de viabilizar la aplicación de una norma comunitaria, lo debe hacer coordinando con el resto de Países Miembros a efectos de evitar contradicciones, interpretaciones particulares o arbitrarias, o afectación de intereses. Como lo ha señalado el Tribunal de Justicia de la Comunidad Andina:

   > Si cada País Miembro pudiera, de manera general y obligatoria plasmar en normas jurídicas de derecho interno *sus criterios y particulares concepciones sobre la forma de aplicar las normas comunitarias y sobre el entendimiento que debe dársele a su contenido*, no podríamos hablar de un ordenamiento jurídico común, sino de tantos ordenamientos cuantos Países Miembros existieran.[8] [las cursivas son nuestras]

   Sin embargo, el artículo 2 del Decreto Supremo 010 hace exactamente lo contrario, asignando unilateralmente a favor del Perú los ingresos producidos por la diferencia de los costos marginales, basado en una interpretación unilateral de la Decisión 536, lo que puede merecer posteriores reclamaciones del resto de los Países andinos.

9. En síntesis, consideramos que el Decreto Supremo 010-2004-EM si bien tiene la intención de cumplir con la obligación comunitaria de hacer viable la vigencia de la Decisión 536 de la CAN, por un lado, excede lo dispuesto en la Ley de Concesiones Eléctricas que pretende reglamentar (en violación del artículo 118, inciso 8 de la Constitución) y, por otro lado, interpreta unilateral y arbitrariamente la Decisión 536, en perjuicio de los demás Países Miembros de la CAN, lo que puede originar posteriores reclamaciones de éstos por infracción del Derecho Comunitario.

---

[7] PAREJA PAZ SOLDÁN, José. *Derecho Constitucional Peruano y La Constitución de 1979*, Lima: Ediciones Justo Valenzuela, 1981, pp. 245-246; RUBIO CORREA, Marcial. *Estudio de la Constitución Política de 1993*, Tomo 4, Lima: Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú, 1999, p. 332 y Tomo 3, p. 105; DU PASQUIER, Claude. *Introducción de Derecho*, Lima: Ediciones Justo Valenzuela, 1983, p. 36; CHIRINOS SOTO, Enrique. *La Nueva Constitución al Alcance de Todos*, Lima: Editores Importadores, 1986, pp. 227-228.

[8] Véase el Proceso N° 07-AI-99, del 12 de Noviembre de 1999.

10. El camino correcto debió ser en nuestra opinión modificar el Decreto Ley 25844 – Ley de Concesiones Eléctricas, adecuándolo a la Decisión 536 de la CAN, luego de un proceso de consultas con los demás órganos reguladores de los Estados Miembros de la Comunidad, con lo cual, evitaríamos excesos o contradicciones entre nuestras normas nacionales así como entre las normas internas de desarrollo de la Decisión 536 dictadas por los Países Miembros de la CAN.

Quedo a su disposición para cualquier aclaración y/o ampliación que estime pertinente.

Fabián Novak
Reg. CAL. 21256

Anexo 5

CRISTAL DE MIRA

Humberto Campodónico

Machu Picchu y el alza de las tarifas eléctricas

Este proyecto tiene la ventaja que la central seguiría siendo propiedad del gobierno regional

Si la hidroeléctrica de Machu Picchu pudiera llevar a cabo la II etapa de su Plan de Rehabilitación, habría una reducción de las tarifas eléctricas de 2.6%, según ha dicho Osinerg en recientes comunicados oficiales. Pero debido al DS-010-2004 EM, Osinerg no ha podido incluir esta obra en sus cálculos para la fijación de la tarifa, lo que ha tenido un impacto determinante en la reciente alza.

Veamos un poco más de cerca qué está pasando. La generadora de Machu Picchu (Egemsa) es una empresa estatal, cuyo dueño es el FONAFE. En 1998, un aluvión destruyó la central. En el 2001, el presidente Paniagua inauguró la reconstrucción de la I Etapa, con una potencia de 90 MW. Pero a pesar de los planes de Egemsa para la II Etapa, con una inversión de US$ 40 millones para incorporar 75 MW adicionales de potencia, hasta ahora el Ministerio de Economía y Finanzas no da el visto bueno.

Además, según informa el presidente de la Región Cusco, Carlos Cuaresma, el proyecto II Etapa habría pasado a ProInversión, quien le está buscando un socio privado. También dice Cuaresma que ha pedido al gobierno central en reiteradas oportunidades que Egemsa sea transferida al gobierno regional. Pero no le han hecho caso.

Egemsa es una empresa solvente (tiene utilidades todos los años) y cuenta con profesional técnico especializado. Para la I Etapa se compraron turbinas Pelton a la francesa Alstom y el consorcio Cartellone-COSAPI ejecutó la construcción. ¿Por qué no se podría hacer lo mismo para la II Etapa?

No solo eso. El Sr. Cuaresma ha informado que el pasado agosto se reunió con el Sr. Michael McElrath, funcionario de Phelps Dodge (la segunda empresa minera de cobre del mundo y dueña de Cerro Verde), en presencia de J. David Lippeatt, Consejero Económico de la Embajada de EEUU. McElrath dijo que Phelps Dodge estaba dispuesta a financiar los US$ 40 millones para la II Etapa. El reembolso se efectuaría con la venta de energía a Cerro Verde.

Phelps Dodge desea invertir US$ 800 millones para ampliar la capacidad de Cerro Verde y necesita energía que no puede obtener de Charcani, pues ya está comprometida su capacidad instalada. Por tanto, la II Etapa de Machu Picchu le viene como anillo al dedo. Este proyecto tiene la ventaja para la Región Cusco que, una vez amortizado el préstamo, la central seguiría siendo de propiedad del gobierno regional.

Pero no son esos los planes de ProInversión. Según el gobierno regional "la empresa Tractebel (dueña de Enersur, 370 MW, que adquirió de Southern en 1997) tiene intenciones de hacerse con la concesión de la II Etapa de Machu Picchu, para lo que contaría con las preferencias del gobierno central y de ProInversión. De allí la demora en la respuesta a Cerro Verde" (Cusconoticias, 20/09/2004).

Aquí tenemos 4 temas centrales anudados en una sola madeja: 1) alza de tarifas eléctricas, en contra de todos los usuarios, porque no se autoriza la II Etapa; 2) Demora de una inversión minera importante (que debe cumplir con todos los estándares ambientales) que, además, desea invertir en Machu Picchu;

3) Demora en el proceso de descentralización, al no transferir un activo estatal al gobierno regional (que, además, cuenta ya con importantes recursos provenientes del canon de Camisea); 4) clara demostración de que es posible combinar la inversión estatal con la empresa privada, como se hace en Chile todos los días.

¿Será que esto no se hace debido al dogma de la subsidiariedad del Estado en la actividad empresarial? ¿Por tanto, que Egemsa –y todas las demás empresas estatales– tienen que ser privatizadas, sí o sí, aunque hay alternativas eficientes y rentables a la vista? ¿Es por ese dogma que tenemos que sufrir el alza de tarifas? Difícil creerlo, ¿no es cierto?

Anexo 6

EN AUMENTO
En octubre, la recaudación tributaria creció 7.3% en relación con el mismo mes del 2003 y en lo que va del año presenta un aumento de 9.7%.
-NAHIL HIRSH CARRILLO, JEFA DE LA SUNAT.

El Congreso debe investigar trasfondo del DS 010 por su impacto en alzas eléctricas

MÁS QUE SOSPECHOSO • Norma impulsada por el Ministerio de Energía y Minas permitió subir la demanda y bajar la oferta de manera ficticia para incrementar las tarifas de electricidad • Ex presidente de Electroperú Teófilo Casas califica el dispositivo de "pernicioso".

Marjenella Ortiz.

Existen suficientes razones de juicio para que el Congreso conforme un grupo encargado de investigar cuál fue el verdadero trasfondo de la creación del Decreto Supremo Nº 010 expedido por el Ministerio de Energía y Minas.

Así lo afirmó Teófilo Casas, ex presidente del directorio de Electroperú, quien consideró que la norma resulta perniciosa en la medida en que modifica las variables para el cálculo de las tarifas de la energía eléctrica.

El experto consideró que el ex ministro del sector Jaime Quijandría Salmón debe ser el primer interesado en que los argumentos y razones sean expuestos en forma transparente y clara para con la población.

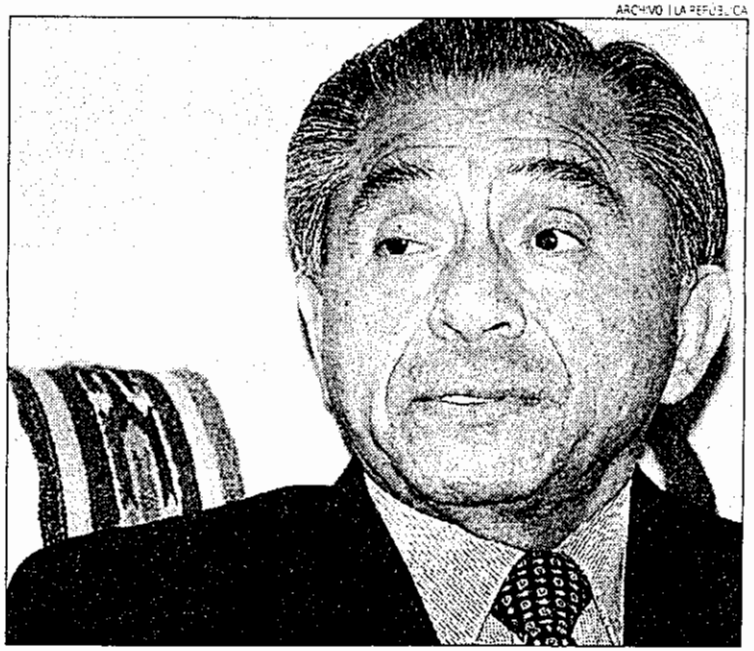
"La promulgación del decreto 010 manipula la oferta y la demanda con el fin de atender intereses del sector privado, quitando objetividad al cálculo de las tarifas", puntualizó.

Resaltó que la norma incrementa la demanda y baja la oferta, escenario 'forzado' que hizo que las tarifas de electricidad suban desde el 1º de noviembre.

En el caso de la reducción de la oferta, resaltó que Humberto Campodónico dejó al descubierto la posibilidad perdida que se tuvo de realizar la II etapa del Plan de Rehabilitación de la Hidroeléctrica de Machu Picchu.

Adicionalmente lamentó que el D.S. Nº 010 no haya permitido incluir en la oferta la reconversión de ciclo simple a ciclo combinado de la planta de Etevensa.

ARCHIVO LA REPÚBLICA



HABLA CLARO. Teófilo Casas, ex presidente del directorio de Electroperú.

LA CIFRA

5.3%
es el incremento máximo de tarifas domésticas en el servicio de electricidad.

Otros proyectos que hubieran ampliado la oferta fueron intencionalmente obviados a la hora de elaborar el cálculo de las tarifas de electricidad, resaltó.

El Pleno del Congreso también está llamado a priorizar el proyecto de ley aprobado en la comisión de Defensa al Consumidor destinado a derogar el decreto.

Anexo 7

COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA
INTERCONECTADO NACIONAL

San Isidro, 12 de diciembre de 2003

COES-SINAC/D – 978 - 2003

Señor Ingeniero
Victor Ormeño Salcedo
Gerente Adjunto de Regulación Tarifaria
OSINERG
Presente

Asunto: **Proyecto de Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia.**

Ref: Resolución del Consejo Directivo del OSINERG N° 194-2003-OS/CD

De mi consideración:

Tengo el agrado de dirigirme a usted para hacerle llegar adjunto a la presente nuestros comentarios al Proyecto de Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia, prepublicado en el diario oficial El Peruano con fecha 28 de noviembre de 2003.

Al respecto le expresamos nuestra preocupación ante la eventualidad de una importante reducción en el precio básico de la potencia que produzca como resultado de la aplicación del referido Procedimiento, ya que ello podría deteriorar más aun la condición de reserva de generación con que cuenta el SEIN, que es particularmente importante por la fuerte presencia de generación hidroeléctrica que es de naturaleza aleatoria, y además deteriorar las señales económicas para la inversión en la expansión de la generación.

Conforme a lo manifestado por el Presidente del Consejo Directivo del OSINERG en reunión sostenida el día viernes 5 de los corrientes, en el sentido de analizar en profundidad las sugerencias del COES, brindando para ello espacios para la sustentación de dichas sugerencias, nos ponemos a su disposición para sostener las reuniones que resulten necesarias para ese fin. Teniendo en cuenta las restricciones de personal en este mes sobretodo en el sector público debido al periodo vacacional obligatorio decretado por el gobierno así como también en las empresas por la cercanía de la celebración de las fiestas navideñas, consideramos que lo más adecuado, dada la importancia de buscar que el procedimiento de potencia que sea aprobado resulte del mayor beneficio para el sector, sería tratar este tema a partir de los primeros días de enero del año próximo, que es cuando las condiciones se presentan mas adecuadas.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para expresarle mis cordiales saludos.

Atentamente,

Adj. Lo indicado
cc. Presidente del Consejo Directivo del OSINERG,
Directores, DES.

Ing. JAIME GUERRA BONTES DE OCA
DIRECTOR DE OPERACIONES
COES-SINAC

1674

Anexo 8

COES SINAC

COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA
INTERCONECTADO NACIONAL

COMENTARIOS DEL COES-SINAC AL PROYECTO DE PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACION DEL PRECIO BASICO DE POTENCIA

11 de diciembre de 2003

1675

1. ANTECEDENTES

El OSINERG-GART con oficio N° 155-2003-OSINERG-GART de fecha 27.05.2003 remitió un Borrador de Trabajo del Proyecto de Procedimiento (en adelante, "Borrador de Proyecto") para la determinación del Precio Básico de Potencia, solicitando comentarios del COES.

El COES con carta COES-SINAC/D-821-2003 de fecha 27.10.2003 remitió sus comentarios a dicho Borrador de Trabajo.

Con fecha 28.11.2003 se ha pre-publicado en el diario El Peruano, el Proyecto de Procedimiento (en adelante, "Proyecto de Procedimiento") para la Determinación del Precio Básico de Potencia con Resolución del Consejo Directivo del OSINERG N° 194-2003-OS/CD. En dicha Resolución se define un plazo de quince días calendario, para que los interesados remitan por escrito sus comentarios a la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERG.

2. COMENTARIOS

En el presente informe el COES ha efectuado una revisión de todos los rubros considerados en el Proyecto de Procedimiento y también se ha tenido en cuenta el Informe de comentarios alcanzados anteriormente por el COES al Borrador de Proyecto.

Conforme fue expresado en el documento anterior del COES y en la introducción del propio Proyecto de Procedimiento, este permite establecer un mecanismo de cálculo más sencillo y de fácil aplicación. Con ello se logra en primer lugar una mayor predictibilidad de los resultados del cálculo del PBP y asimismo en términos generales se espera una mayor estabilidad en el tiempo.

Por ello el COES ha efectuado una revisión de los cálculos que propone el Proyecto de Procedimiento tomando como base la última edición disponible de la revista especializada "Gas Turbine World Handbook" (en adelante GTWH) del año 2003.

De la revisión de la revista GTWH del 2003, se ha encontrado que los costos FOB de las unidades que servirían para el cálculo, han sufrido una reducción del orden del 20% respecto a los costos publicados por la revista en la edición anterior (años 2001-2002); ello origina que los demás componentes de costos de inversión de la central termoeléctrica, que se definen como un porcentaje del costo FOB del módulo de generación sean totalmente inválidos, si se toman en cuenta los cuadros de valor absoluto que se muestran en el propio Proyecto de Procedimiento.

Asimismo, en el numeral 3.11 del Proyecto de Procedimiento, se menciona que una de las causales de Revisión del Procedimiento es cuando el costo específico FOB del módulo de generación sufra variaciones mayores al +/- 15% respecto al valor resultante en el último estudio realizado.

Por tanto, si se compara dicho costo especifico FOB con el utilizado en el último cálculo efectuado por OSINERG para la regulación tarifaria de noviembre 2002, dicho costo se modifica en mas del 15%, como se muestra en el cuadro N°1, por lo que se concluye que es necesario la revisión del Costo Total de inversión de la Central Termoeléctrica definido en el numeral 3.7.1 del Proyecto de Procedimiento.

Cuadro N° 1

CASO	FOB_{TG} US$	CE_{ISO} (kW)	Costo Específico FOB (US$/kW)	Variación con Fijación Noviembre 2002 (%)
Fijación Tarifaria Noviembre 2002 (1)	24100000	116500	207	
Proyecto de Procedimiento con costos Gas Turbine World 2003 Handbook (2)	19300000	118500	167	-19%

(1) Costo y Potencia efectiva de la unidad GT11N2 de la revista Gas Turbine World 2001/2002

(2) Costo y Potencia efectiva promedio de las unidades GT11N2 y W501D5A de la revista Gas Turbine World 2003

3. ANALISIS

3.1 Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica (CTI_{CT})

De lo encontrado en la revista GTWH del 2003 con referencia al costo FOB de las unidades, se considera que una forma de darle estabilidad al Precio Básico de Potencia (PBP) el costo FOB debería mantenerse sin variaciones bruscas en el tiempo, por ello se debería usar un promedio del costo FOB de varias publicaciones de la revista GTWH, por lo que se propone que se use el promedio de costos de los últimos 5 años.

Con relación a los demás componentes de costos de inversión de la central termoeléctrica (costos financieros de repuestos, transporte y seguro marítimo, aranceles ad-valorem, supervisión de importación, gastos de desaduanaje, transporte local, obras civiles, suministro de sistema combustible, suministro de sistema contra incendio, suministro de materiales eléctricos, montaje electromecánico, pruebas y puesta en marcha, supervisión, gastos generales e intereses durante la construcción) que se definen como un porcentaje del costo FOB del módulo de generación estos deberán ser recalculados, en función a los costos actualizados ; es decir deben estar reflejados con respecto al promedio del costo FOB referido en el párrafo anterior.

Asimismo, en lo relativo a los gastos financieros el OSINERG considera una tasa de interés igual a la tasa activa de mercado promedio ponderado en moneda extranjera o TAMEX, publicada por el BCR. Al respecto, el COES insiste en su planteamiento sustentado en el documento de comentarios al Borrador de Procedimiento, en el que se expresa que la Tasa de Actualización establecida por la Ley de Concesiones Eléctricas (promulgada mediante DL 25844 del 19 de noviembre de 1992) en su artículo 79° debe ser aplicada a todos los flujos correspondientes al proyecto, sin discriminar entre inversiones pre-operativas o gastos que, en la práctica, podrían ser financiados por préstamos bancarios.

Por lo tanto, se debe utilizar una tasa de interés igual al 12% para los intereses durante la construcción y costos financieros de repuestos.

3.2 Costo Fijo de Operación y Mantenimiento (CFOyM)

El OSINERG en el Proyecto de Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia muestra en la ecuación 13 que el CFOyM es igual al 3% del Precio FOB del módulo de generación, sin embargo este porcentaje está errado ya que fue desarrollado en base a un modelo propuesto por ETEVENSA en el estudio de Costos Fijos y Variables realizado para la unidad W501D5 efectuado en el año 1996. Dichos costos se actualizaron por el COES-SINAC en la fijación tarifaria de noviembre del 2002 utilizando un solo factor de actualización, basado este en la variación de precios de una Turbina de 100 MW entre 1994 y el 2001. En conclusión OSINERG-GART no puede calcular el CFOyM en base a costos de repuestos desactualizados.

Por tanto, con respecto a los cálculos de Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM), nos reafirmamos en el planteamiento del documento de comentarios al Borrador de Proyecto, y sugerimos su revisión dado que no es correcto basarse en los CFOyM de una tercera unidad como la W501D5. Debe utilizarse la unidad W501D5A que es una de las unidades tomadas de referencia en el presente Proyecto de Procedimiento.

Con referencia a determinados descuentos en los costos de repuestos que inciden en el cálculo del CFOyM y que fueron aludidos durante el último proceso de fijación tarfaria, cabe señalar que el operador de la unidad W501D5A, ha alcanzado al OSINERG con carta de fecha 4 de Diciembre de 2003 copia de un documento de acuerdo comercial en el que consta que los descuentos sobre precios de lista corresponden a una gestión muy particular de dicho operador con el fabricante, que obedece a garantías y condiciones particulares de desempeño y reparación de la turbina, por lo que los precios obtenidos no representan ofertas del mercado y no pueden ser generalizados como precios normales.

3.3 Factor de Corrección por Envejecimiento

Por las consideraciones sustentadas en nuestro documento de comentarios al Borrador de Procedimiento, el COES considera que en el Proyecto de Procedimiento para calcular la Capacidad estándar de la unidad de punta (CEISO) se debe incluir dentro del Factor de corrección por condiciones de servicio (FCCS) el factor de corrección por envejecimiento.

4. PROPUESTA

Tomando en cuenta lo indicado anteriormente se propone corregir en el Proyecto de Procedimiento en los siguientes términos:

En el numeral 3.6.2 "Capacidad estándar de la unidad de punta (CE_{ISO}) y número de unidades requeridas (NUR)"

- En las Ecuaciones (1) y (2).

$$CE_{ISO} = CCBGN_{ISO} * FCTC * FCCS \quad ..... (1)$$

Donde:

$CCBGN_{ISO}$ = Capacidad nominal ISO, en carga base con gas natural, a condiciones estándar ISO 2314, tomada como promedio de los últimos 5 años de las ediciones disponibles de la revista especializada "Gas Turbine World Handbook" (en adelante "GTWH"), considerando unidades que operen con una frecuencia de 60 Hertz.

FCTC = Factor de corrección por tipo de combustible, igual a 0,9804 para petróleo Diesel N° 2.

FCCS = Factor de corrección por condiciones de servicio igual a 0,9759.

Finalmente:

$$CE_{ISO} = 0{,}9568\ CCBGN_{ISO} \quad .....(2)$$

En el numeral 3.7.1 "Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica (CTICT)"

El primer párrafo del numeral 3.7.1 debería especificarse como:

" El Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica (CTI_{CT}) se determina a partir del costo FOB del suministro del módulo de generación promedio de los últimos 5 años de las ediciones disponibles de la revista especializada GTWH en adelante "FOB_{TG}".

- El Cuadro N° 3.1 en los rubros Costos Financieros de Repuestos e Intereses Durante la Construcción.

Cuadro N° 3.1
COSTO TOTAL DE INVERSION DE LA CENTRAL TERMOELECTRICA

	% FOB MODULO DE GENERACION		Valor en Miles US $	
	Moneda Extranjera	Moneda Nacional	Moneda Extranjera	Moneda Nacional
TURBO GENERADOR				
Precio FOB FOB_{TG}	100.00%			
Costos financieros de repuestos	0.36%			
Sub-Total FOB	100.36%			
Transporte y Seguro Marítimo	1.22%			
Precio CIF	101.58%			
Aranceles Ad-Valorem		7.10%		
Supervisión Importación (aplicable mientras se exija por ley)		1.00%		
Gastos de Desaduanaje		0.81%		
Transporte Local		0.23%		
Obras Civiles		3.12%		
Suministro Local Sistema Combustible		3.87%		
Suministro Local Sistema Contra Incendio		0.62%		
Suministro Local de materiales eléctricos		0.41%		
Montaje Electromecánico		3.72%		
Pruebas y Puesta en Marcha		0.50%		
Supervisión				680.10
Gastos Generales - Utilidad Contratista Local		1.15%		
Sub-Total	101.58%	22.03%		
Intereses Durante la Construcción	5.78%	1.42%		
TOTAL CTI_{CT}	107.36%	23.46%	0.00	680.10

- La Ecuación (6)

$$\text{"}CTI_{CT} = 680\,100 + 1.3081 * FOB_{TG} \text{ ..... (6)"}$$

En el numeral 3.7.2 "Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTI_{CE})"

- El Cuadro N° 3.3 en el rubro Intereses Durante la Construcción.

Cuadro N° 3.3
COSTO TOTAL DE INVERSION DE LA CONEXION ELECTRICA

	% FOB MODULO DE CONEXION ELECTRICA		Valor en Miles US $	
	Moneda Extranjera	Moneda Nacional	Moneda Extranjera	Moneda Nacional
CONEXIÓN A LA RED				
Precio FOB FOB_{CE}	100.00%			
Transporte y Seguro Marítimo (sobre FOB)	4.00%			
Precio CIF	104.00%			
Aranceles Ad-Valorem		7.26%		
Supervisión Importación (aplicable mientras se exija por ley)		1.00%		
Gastos de Desaduanaje		0.83%		
Transporte Local		1.58%		
Obras Civiles		2.12%		
Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio		10.42%		
Supervisión (sobre SUM+MON+CCC+TRANSP)		3.42%		
Gastos Generales - Utilidad Contratista (MON-CCC+TRANSP)		1.41%		
Sub-Total	104.00%	28.07%		
Intereses Durante la Construcción	5.92%	1.80%		
TOTAL CTI_{CE}	109.92%	29.87%		

- La Ecuación (7)

$$\text{"}CTI_{CT} = 1.3959 * FOB_{CE} \text{ ..... (7)"}$$

En el numeral 3.8.2 "Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM)"

- *"Los Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM) se han determinado que son iguales al 5.79% del Precio FOB del módulo de generación.*

- La Ecuación (13)

$$\text{"}CFOyM = 5.79\%\ FOB_{TG} \text{ ..... (13)"}$$

En base a las modificaciones indicadas se ha preparado una comparación del Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica y Conexión Eléctrica en forma detallada entre el Proyecto de Procedimiento y la propuesta COES que se muestra en el cuadro N° 2.

En el cuadro N° 3 se muestra el cálculo del Precio Básico de Potencia para la propuesta COES que es igual a 69,14 US$/kW-año.

Se adjunta en Anexo 1, en medio magnético el libro "Cuadros PBP.xls" que contiene el sustento de los resultados de los cuadros N° 1, 2 y 3 del presente documento.

Se adjunta en Anexo 2, copia del texto del documento de COES enviado en su oportunidad sobre comentarios al Borrador de Proyecto de Procedimiento y en medio magnético las hojas de cálculo respectivas.

Cuadro N° 2

COSTO TOTAL DE INVERSION DE LA CENTRAL TERMOELECTRICA (CTI_{CT})

	% FOB MODULO DE GENERACION					
	Moneda Extranjera (ME)			Moneda Nacional (MN)		
	Proyecto de Procedimiento (a)	Propuesta COES (b)	(b-a)/a (%)	Proyecto de Procedimiento (a)	Propuesta COES (b)	(b-a)/a (%)
Precio FOB FOB$_{CT}$	100,00%	100,00%	0,00%			
Costos financieros de recuestos	0,29%	0,36%	24,14%			
Sub-Total FOB	100,29%	100,36%	0,07%			
Transporte y Seguro Maritimo	1,20%	1,22%	1,67%			
Precio CIF	101,49%	101,58%	0,09%			
Aranceles Ad-Valorem				7,10%	7,10%	0,00%
Supervisión Importación (aplicable mientras se exija por ley)				1,00%	1,00%	0,00%
Gastos de Desaduanaje				0,81%	0,81%	0,00%
Transporte Local				2,21%	2,42%	9,52%
Obras Civiles				2,73%	3,12%	11,83%
Suministro Local Sistema Combustible				3,48%	3,87%	11,86%
Suministro Local Sistema Contra Incendio				0,56%	0,63%	12,73%
Suministro Local de materiales eléctricos				0,36%	0,41%	13,89%
Montaje Electromecánico				3,85%	3,72%	12,58%
Pruebas y Puesta en Marcha				0,50%	0,50%	0,00%
Supervisión				$680.130	$680.130	0,00%
Gastos Generales - Utilidad Contratista Local				1,02%	1,15%	12,75%
Sub-Total	101,49%	101,58%	0,09%	20,58%	22,03%	6,63%
Intereses Durante la Construcción	4,64%	5,78%	24,67%	1,07%	1,42%	32,71%
TOTAL CTI_{CT}	106,13%	107,36%	1,16%	21,73%	23,45%	7,92%

(*) Base para la determinación de los demás rubros del Costo de Inversión de la Central Termoeléctrica precio FOB para la Propuesta COES = US$ 23 040 000

COSTO TOTAL DE INVERSION DE LA CONEXION ELECTRICA (CTI_{CE})

	% FOB MODULO DE CONEXION ELECTRICA					
	Moneda Extranjera (ME)			Moneda Nacional (MN)		
	Proyecto de Procedimiento (b)	Propuesta COES (c)	(c-b)/b (%)	Proyecto de Procedimiento (b)	Propuesta COES (c)	(c-b)/b (%)
Precio FOB FOB$_{CE}$ (*)	100,00%	100,00%	0,00%			
Transporte y Seguro Maritimo (sobre FOB)	4,00%	4,00%	0,00%			
Precio CIF	104,00%	104,00%	0,00%			
Aranceles Ad-Valorem				7,28%	7,28%	0,00%
Supervisión Importación (aplicable mientras se exija por ley)				1,00%	1,00%	0,00%
Gastos de Desaduanaje				0,83%	0,83%	0,00%
Transporte Local				1,59%	1,59%	0,00%
Obras Civiles				2,12%	2,12%	0,00%
Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio				10,42%	10,42%	0,00%
Supervisión (sobre SUM+MON+OCC+TRANSP)				3,42%	3,42%	0,00%
Gastos Generales - Utilidad Contratista (MON+OCC+TRANSP)				1,41%	1,41%	0,00%
Sub-Total	104,00%	104,00%		29,07%	29,07%	0,00%
Intereses Durante la Construcción	4,75%	5,92%	24,63%	1,29%	1,62%	25,00%
TOTAL CTI_{CE}	108,76%	109,92%	1,06%	29,36%	29,67%	1,06%

Cuadro N° 3
CALCULO DEL PRECIO BASICO DE POTENCIA
PROPUESTA COES

	TASA	M.E. Miles US$	M.N. Miles US$	TOTAL Miles US$
TURBOGENERADOR				
Precio FOB		23 093,30		23 093,30
Costos financieros de importación	0,35%	79,64		79,64
Sub-Total FOB		23 172,94		23 172,94
Transporte y Seguro Marítimo	1,00%	231,09		231,09
Precio CIF		23 404,03		23 404,03
Aranceles Ad-valorem	7,13%		1 536,84	1 536,84
Supervisión importación (sólo cable mientras se esté por ley)	1,00%		230,40	230,40
Gastos de Desaduanaje	0,81%		186,87	186,87
Transporte Local	0,23%		52,29	52,29
Obras Civiles	3,12%		719,95	719,95
Suministro Sistema Combustible	3,57%		991,86	991,86
Suministro Sistema Contra Incendio	0,62%		142,85	142,85
Suministro local y montaje de materiales eléctricos	0,41%		94,48	94,48
Montaje Electromecánico	3,22%		741,29	741,29
Pruebas y Puesta en Marcha	0,50%		115,20	115,20
Supervisión			690,1	690,1
Gastos Generales - Unidad Contratista Local	1,15%		265,0	265,0
Sub-Total		23 404,03	5 755,91	29 159,94
Intereses Durante la Construcción	5,75% - 1,43%	1 331,71	327,17	1 658,88
TOTAL		24 735,74	6 082,93	30 818,72
CONEXIÓN A LA RED				
Precio FOB		1 129,15		1 129,15
Transporte + Seguro Marítimo (sobre FOB)	4,00%	45,12		45,12
Precio CIF		1 173,27		1 173,27
Aranceles Ad-valorem	7,28%		85,12	85,12
Supervisión importación (sólo cable mientras se esté por ley)	1,00%		11,73	11,73
Gastos de Desaduanaje	0,93%		3,36	3,36
Transporte Local	1,50%		17,34	17,34
Obras Civiles	2,12%		22,81	22,81
Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio	10,42%		117,55	117,55
Supervisión (sobre SUM+MON+OCC+TRANSP)	3,42%		38,58	38,58
Gastos Generales - Unidad Contratista (MON+OCC+TRANSP)	1,41%		15,91	15,91
Sub-Total		1 173,27	315,87	1 489,14
Intereses Durante la Construcción	5,33% - 1,60%	66,79	19,06	85,84
TOTAL		1 240,06	334,72	1 574,78
INVERSION TOTAL		25 975,80	6 417,70	32 393,50

Tasa Anual	12,00%

TURBOGENERADOR		Miles US $		
Vida Útil (años)	20,00			
Factor de Anualidad	13,39%			
Anualidad		3 312,12	814,61	4 126,83
CONEXIÓN A LA RED		Miles US $		
Vida Útil (años)	30,00			
Factor de Anualidad	12,41%			
Anualidad		153,89	41,54	195,43
Inversión Anual		Miles US $ / Año		
TURBOGENERADOR		3 312,12	814,61	4 126,83
CONEXIÓN A LA RED		153,89	41,54	195,43
TOTAL		3 466,01	856,15	4 322,26
Costo de Operación y Mantenimiento		Miles US$ / Año		
Personal			436,00	436,00
Operación y Mantenimiento		1 333,49		1 333,49
TOTAL		1 333,49	436,00	1 769,49

	aINV	CFsOyMe	
	US$/kW-año	US$/kW-año	US$/kW-año
CCUPS	38,15	15,62	53,77

Pef (mw)	Ceiso (mw)	FCCU
107,82	113,28	0,9519
CCUPE (US$ / kW-año)	56,50	
Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO)	19,9%	
Tasa de Indisponibilidad Fortuita (TIF)	2,39%	

PBP (US$ / kW-año)	69,14

UNIDAD	Capacidad Nominal ISO MW	PRECIO millones US$
07111C	115,51	22,46
W501D5A	121,29	23,62
PROMEDIO	118,40	23,04

Promedio de las revistas GTW 1998/1999 al 2003