

Financiando pesadillas a través de cargos tarifarios: Cuando el Estado promueve distorsiones e ineficiencias en la generación eléctrica a costa de la demanda eléctrica nacional



ESPECIAL

DERECHO
AMBIENTAL
Y DE LOS
RECURSOS
ENERGÉTICOS

BRUNO FERNANDO VEGA NÚÑEZ

Abogado por la Universidad de Lima.
Asociado de ADV Editores – Revista *ADVOCATUS*.

AUTORES NACIONALES



SUMARIO:

- I. Introducción.
- II. Análisis.
 1. Ilegalidad del subsidio de los precios en parte de la cadena de gas natural.
 2. Sobre el tratamiento particular para la compensación de las condiciones comerciales del gas natural.
- III. Conclusiones.

ESPECIAL

ADVOCATUS 135

RESUMEN:

El presente artículo hace énfasis en la falta de planificación estratégica que ha venido caracterizando el sector de energía y minas en los últimos gobiernos. Asimismo, analiza críticamente la Resolución Ministerial N° 124-2016-MEM-DM y a su vez argumenta que la misma debe ser dejada sin efecto, pues representa una significativa afectación a la Ley 29970; concluyendo de este modo que genera una grave distorsión en el mercado eléctrico.

Palabras clave: Gas natural, Distorsiones del mercado eléctrico, Planificación estratégica, Sector minero y energético, Subsidios.

ABSTRACT:

The present article emphasizes the lack of strategic planification that has been characterizing the mining and energy section throughout previous governments. In addition, it critically analyzes Ministerial Resolution N° 124-2016-MEM-DM and argues why it should be revoked, as it represents a serious contradiction to Law 29970 and also generates a significant distortion in the electricity market.

Keywords: Natural gas, Distortions on the electricity market, Strategic planning, Mining and electrical sector, Subsidies.

I. INTRODUCCIÓN

El 22 de diciembre de 2012 se publicó en el Diario Oficial El Peruano la Ley 29970, ley que afianza la seguridad energética y promueve el desarrollo del polo petroquímico en el sur del país –en adelante “Ley”– con la finalidad de promover el desarrollo del proyecto Gasoducto Sur Peruano –en adelante “GSP”¹.

La Ley estableció, además, en el numeral 5.1 de su artículo 5 dos mecanismos de compensación para hacer posible la desconcentración de la generación eléctrica. Ello era un objetivo político de seguridad energética, dado que resultaba peligroso que la mayor parte de generación térmica se encuentre comprendida en Chilca. Sin embargo, para ello se tenía que combatir la falta de infraestructura y los altos costos que conllevaba generar electricidad a base de gas natural fuera de Lima e Ica.

A dichos efectos, se estableció que el Ministerio de Energía y Minas definiría un mecanismo de compensación de los costos del gas natural que propicie la instalación de generadores eléctricos en el norte y sur del país con el objeto de desconcentrar la generación eléctrica de la zona central. Esta compensación sería posible

mediante la creación del Cargo por Desconcentración de la Generación Eléctrica –en adelante “CDGE”–, el cual sería pagado también a través del Peaje de Conexión al Sistema Principal –en adelante “PCSPT”–.

Por el otro, se estableció que, en caso se requieran contratos a firme de transporte de gas natural para favorecer el desarrollo del Nodo energético del Sur –Nodo o Nodo Energético–, el costo fijo de dichos contratos, que no es asumido por la generación existente, es asumido por el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional –en adelante “SEIN”–. Esta compensación ha sido denominada actualmente como Compensación de Transporte no utilizado de Gas.

En ese marco, en mayo de 2013, la Agencia de Promoción de la Inversión Privada –en adelante “PROINVERSIÓN”– convocó al Concurso Público Internacional para promover la inversión privada en el proyecto “Nodo Energético en el Sur del Perú”. Este proyecto consistiría en una oferta de generación termoeléctrica dual a Diesel B5 en un primer momento hasta el término de la construcción de GSP; y, luego, por toda la vida útil del proyecto se debía operar utilizando gas natural –con una capacidad de 1000 MW a ser instalada en dos centrales– cada

1. Dicho proyecto actualmente se encuentra en proceso de re-licitación por parte del Estado peruano, luego de haberse resuelto el contrato de concesión por no haber logrado el Cierre Financiero.

una de 500 MW (+/- 20%), ambas dentro de la zona de influencia del GSP.

En dicho Concurso Internacional, el factor de competencia para adjudicarse el desarrollo de cada central consistió en la oferta más baja de un precio en el cargo de potencia. Teniendo en cuenta ese esquema, las Centrales del proyecto fueron adjudicadas a las empresas Enersur S.A. –subsido de 5,750 USD/MW-mes– y Samay I –subsido de 6,899 USD/MW-mes–, suscribiéndose ambos Contratos el día 20 de enero de 2014.

El 7 de febrero de 2014 mediante Decreto Supremo N° 005-2014-EM, se aprobó el Reglamento de la Ley 29970 en lo referido al Sistema Integrado de Transporte de Hidrocarburos en el cual se abordan aspectos relevantes relacionados con los mecanismos de compensación de los costos de la cadena de gas natural conforme se desprende de la parte considerativa y en la Primera Disposición Complementaria de este Reglamento. En este último solo se considera los alcances para la compensación de los costos fijos del transporte de gas natural.

Finalmente, el 1 de abril de 2016, fue publicada en el Diario Oficial El Peruano la Resolución Ministerial N° 124-2016-MEM-DM –en adelante “Resolución Ministerial”–, que aprobó el mecanismo de compensación de costos de gas natural para generación eléctrica al que se refiere la Ley 29970 pero que excede en cuanto a reconocer los costos fijos relacionados con el suministro –*Take or Pay*– y de la distribución de gas natural –*Ship or Pay*–, los cuales exceden los alcances contemplados para efectos de la Compensación prevista en el numeral 5.1 del artículo 5 de la Ley 29970.

II. ANÁLISIS

Como expondremos a continuación, la Resolución Ministerial contraviene lo previsto en la Ley 29970 e introduce una distorsión en cuanto al pago de cargos para la viabilidad de las centrales del Nodo Energético del Sur respecto a la Compensación de las condiciones comerciales relacionados con el costo

del gas natural –*Take or Pay*– y las condiciones comerciales para la contratación de la distribución de gas natural –*Ship or Pay*– que no corresponde y que por lo mismo debe ser corregida en el corto plazo.

El mandato de la Ley 29970 tenía por objeto que las centrales del Nodo Energético pudieran tener opciones de competir con las centrales del centro del país, esto es que debería permitírseles que se igualen los costos relacionados a la generación que use gas natural. Sin embargo, con la Resolución Ministerial se genera un reconocimiento de costos a favor de las centrales del Nodo excediendo lo previsto en la ley en mención, costos que se trasladarán a los usuarios y, por lo mismo, nos extraerán rentas que no han sido previstas por mandato de la ley.

Adicionalmente, no menos importante, genera que algunas de las centrales de generación basadas en gas natural, que en su momento se sujetaron plenamente a las condiciones de la industria del gas natural sin recibir compensaciones o subsidios por parte del SEIN, estarán en condiciones de competitividad desventajosas respecto a la centrales del Nodo, debido a la intervención del Estado al generar subsidios sobre los costo del gas natural y distribución consistente en la Compensación por los costos fijos relacionados por el *Take or Pay* y el *Ship or Pay* respectivamente.

Estas transgresiones a la Ley 29970 y que generan gran distorsión entre las empresas de generación eléctrica, se desarrollan a continuación:

1. Ilegalidad del subsidio de los precios en parte de la cadena de gas natural.

De acuerdo a lo señalado por el numeral 5.1 del artículo 5 de la Ley 29970:

“El Ministerio de Energía y Minas define un mecanismo de compensación de los costos del gas natural que propicia la instalación de generadores eléctricos, en el norte y sur del país, con el objeto de desconcentrar la generación eléctrica en la zona central”. (Énfasis nuestro).

Como es evidente, los "costos del gas natural" a los que se refiere la disposición citada solo pueden hacer referencia a los costos unitarios de la cadena, salvo el transporte que tiene un tratamiento especial.

Por tanto, los alcances contemplados en la Resolución Ministerial respecto de la compensación del costo del gas natural y distribución que no estén relacionados con el costo en boca de pozo y respecto de la tarifa de distribución propiamente, exceden los alcances previstos en la Ley 29970, por lo que devienen en ilegales.

Sostenemos que para el caso de la compensación del transporte de gas natural se tiene un tratamiento distinto en la medida que se reconoce una compensación por condiciones comerciales –*Ship or Pay*– o contratación en firme, conforme se desprende del artículo 5 de la Ley y de la Primera Disposición Complementaria del Decreto Supremo N° 005-2014-EM:

"Artículo 5. Desconcentración de la Generación Eléctrica.

El Ministerio de Energía y Minas define un mecanismo de compensación de los costos del gas natural que propicia la instalación de generadores eléctricos en el norte y sur del país, con el objeto de desconcentrar la generación eléctrica en la zona central. Los costos se compensan con los ingresos provenientes de un peaje adicional al Sistema Principal de Trasmisión, el cual se puede expresar en unidades de potencia y/o energía. En caso se requieran contratos a firme de transporte de gas natural para favorecer el desarrollo del Nodo energético del sur, el costo fijo de dichos contratos, que no es asumido por la generación existente, es asumido también por el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional –SEIN".

Bajo el mismo alcance, en la Primera Disposición Complementaria del Decreto Supremo N° 005-2014-EM, se contempla lo siguiente:

"El alcance de lo previsto en el último párrafo del numeral 5.1 del artículo 5 de la Ley 29970

se aplica a los proyectos del Nodo Energético. Para tales efectos, el Ministerio de Energía y Minas aprobará el mecanismo de compensación relativo al costo fijo de los contratos de transporte de gas natural a firme, que no es asumido por la generación eléctrica existente por razones de despacho dispuesto por el COES".

Como observaremos en el caso que la Ley hubiera considerado establecer una compensación respecto de las condiciones comerciales relacionados con el *Take or Pay* para el suministro de gas natural o del *Ship or Pay* para el caso de la distribución, su alcance sería similar al previsto para el caso del transporte en la Ley 29970, pero no lo ha contemplado bajo el mismo alcance, por lo cual mediante la Resolución Ministerial no se puede establecer aspectos no previstos en la ley, y menos si tales alcances afectan directamente el patrimonio de los usuarios finales que hacen uso de energía eléctrica proveniente del SEIN y deben asumir tales costos.

Asimismo, ni en la Ley ni tampoco en sus disposiciones de desarrollo se contemplan que la compensación alcanza a los aspectos comerciales de suministro y distribución del gas natural.

Así, en el numeral 2) de la tercera de las Disposiciones Complementarias del Decreto Supremo N° 038-2013-EM, se contempla lo siguiente:

"2. De acuerdo con el artículo 5.1 de la Ley N° 29970, el Adjudicatario contará con un mecanismo de compensación del precio del gas natural, el cual incluye el suministro de gas en boca de pozo, el transporte y la distribución por red de ductos. El mecanismo de compensación se paga a través del Cargo por Desconcentración de la Generación Eléctrica".

El mismo alcance que se ha previsto en el Decreto Supremo N° 038-2013-EM se ha considerado en los Contratos de Compromiso de Inversión en cuyo numeral 2) del literal B) –Condiciones de Operación–, contempla lo siguiente:

"2. El Operador del Proyecto, contará con un mecanismo de compensación en el precio del gas natural, el cual incluye el suministro de gas en boca de pozo, el transporte y la distribución por red de ductos. El mecanismo de compensación se paga a través del Cargo por Desconcentración de la Generación Eléctrica".

Como se observa de la norma citada y de los alcances de los Contratos de Compromiso de Inversión respecto al gas natural, se hace mención explícita a la compensación del precio del suministro en boca de pozo. Y con relación al componente de distribución solo hace mención al precio de la distribución, que no es otra cosa que la tarifa. En tal sentido, la compensación prevista en el artículo 5 de la Ley 29970 no se puede hacer extensiva a los costos relacionados con aspectos comerciales como son las condiciones *Take or Pay* para el caso del suministro y *Ship or Pay* para el caso de la distribución de gas natural por ductos.

2. Sobre el tratamiento particular para la compensación de las condiciones comerciales del transporte de gas natural.

Con el propósito de que se genere una demanda de capacidad para la infraestructura de transporte del GSP, se contempló que la contratación de capacidad de transporte en dicha infraestructura se realice necesariamente bajo condiciones de *Ship or Pay* o firme, según se ha previsto expresamente en la Tercera de las Disposiciones Complementarias del Decreto Supremo N° 038-2013-EM, que establece lo siguiente:

"Tercera.- El Ministerio de Energía y Minas define los lineamientos para el desarrollo del Nudo Energético del Sur a que se refiere la Ley 29970, que consiste en la instalación del Centrales de Generación en la zona sur del País, siéndole de aplicación especial las siguientes reglas:

2. Que viene a ser la tarifa de transporte que le corresponde a Transportadora de Gas del Perú o TGP, empresa que cuenta con la única concesión de transporte de gas natural que actualmente se encuentra operativa.

1. Conforme con lo dispuesto en el artículo 3.2 de la Ley 29970, Electroperú S.A. contratará el suministro de gas natural en boca de pozo y/o el transporte en firme del gas natural.

a. Los contratos de suministro y de transporte de gas serán cedidos al Adjudicatario según lo establecido en el Contrato".

Conforme a la norma citada, se establece como obligación de Electroperú la contratación de suministro de gas en boca de pozo y el transporte en firme, bajo el mismo alcance que establece la Ley en su artículo 5.

Es claro que al establecer la Ley y su norma de desarrollo las condiciones comerciales en que debe contratarse el transporte de gas natural, es decir, al imponer una modalidad determinada de contratación del transporte, corresponde que las pérdidas que se deriven de una condición de contratación impuesta por la legislación sea compensada mediante los mecanismos que para tal fin se han considerado en dicha legislación.

Pero como se observa de la norma, el mandato legal de contratar en determinadas condiciones comerciales no se extiende para la contratación de suministro y distribución de gas natural, que queda librado a los respectivos acuerdos que al respecto se suscriba con el productor de gas natural y el titular de la respectiva concesión de distribución de gas natural, y ello obedece a que la infraestructura de suministro y distribución no son objeto de promoción de la Ley 29970, como si ocurre en el caso de la infraestructura de transporte de gas natural.

Se hace más evidente el objetivo de promover el uso de la infraestructura de transporte del GSP cuando se reconoce como parte de la compensación la diferencia de precios o tarifas de transporte que pueda corresponder al GSP respecto al que se tiene para el mercado central del país², conforme se encuentra previsto en el numeral

16.4 del artículo 16 del Decreto Supremo N° 005-2014-EM, que contempla lo siguiente:

"16.4 Los generadores eléctricos, en aplicación del numeral 5.1 del artículo 5 de la Ley, asumirán la tarifa base y recibirán una compensación que iguale el costo de transporte aplicado a los generadores eléctricos en la zona central del país". (Énfasis nuestro)

Sin embargo, pese a lo evidente del propósito del legislador, la Resolución Ministerial, excediéndose de este mandato, ha dispuesto que:

"Artículo 2.- Compensación de los costos del gas natural que propicia la instalación de generadores eléctricos en el norte y sur del país.

Los titulares de centrales de generación que produzcan electricidad en el norte o sur del país con gas natural, de acuerdo a lo señalado en el artículo 6 de la Ley 29970, recibirán una compensación económica de manera tal que sus costos unitarios de suministro de gas en boca de pozo, de transporte y de distribución por red de ductos, sean los mismos que los aplicados en promedio a los generadores eléctricos ubicados en Lima e Ica, los cuales se conectan al gasoducto que transporta gas desde Camisea hacia la zona centro del país. Esta compensación se denomina "Compensación de Costos por Desconcentración (...)". (Énfasis agregado).

Luego de señalar esto, y a efectos de describir cómo se calculará dicha Compensación, la Resolución Ministerial precisa en su literal c) del artículo 2 que la compensación de costos por desconcentración que recibirán los titulares de las centrales de generación será la diferencia positiva resultante del Monto Real Facturado menos el Monto Teórico Facturado.

Sin embargo, al momento de establecer en qué consiste cada uno de dichos conceptos –Monto Real y Monto Teórico Facturados– incurre en la

ilegalidad que ahora cuestionamos. Así pues, mientras que para el caso del Monto Teórico Facturado –que vendría a ser el costo estimado promedio de gas natural asumido por una central en el centro del país– la fórmula de cálculo de este componente tiene en cuenta el *Volumen de gas natural consumido por las centrales térmicas del norte o sur*³, el cálculo del Monto Real Facturado, el cual corresponde a los montos efectivamente facturados a cada generador que recibe la compensación –los del Nodo–, en cambio tiene en cuenta *los precios y costos fijos*, como son los niveles de *take or pay –TOP–* establecidos en los contratos de suministro de los generadores eléctricos y las empresas productoras de gas⁴.

Esta diferencia genera que el cálculo de la compensación sea aun mayor de lo que debería ser al usar diferentes volúmenes de gas para: consumo para el Monto Teórico y *Take or Pay* para el Monto Real– y permite subsidiar sobrecostos e ineficiencias superiores incurridas por el Nodo. Cuando se resten los valores del Monto Real y el Monto Teórico, la compensación resultante incluirá consigo ineficiencias que es ilegal trasladar a la demanda del SEIN.

Esta compensación, totalmente distorsionada, no ha sido en ningún extremo de la Ley 29970 reconocida como se ha explicado previamente. Por el contrario, el legislador fue claro al señalar que dicha compensación de costos fijos sólo tendría lugar para el caso de los contratos de transporte de gas natural.

Reiteramos que los contratos celebrados entre el Estado peruano y las centrales del Nodo tampoco recogen algún compromiso de parte del Estado de reconocer a favor de dichos generadores los costos fijos de las condiciones comerciales que se acuerden en los respectivos contratos de suministro con relación al *Take or Pay*. Esta ha sido una extralimitación de la Resolución Ministerial. El Anexo N° 1 de los Contratos del Nodo Energético, en sus últimos párrafos, establecen:

3. Véase la variable V_p descrita en la fórmula incluida en el literal a) del artículo 2 de la Resolución Ministerial.
4. Esto está señalado en el segundo párrafo del literal b) del artículo 2 de la Resolución Ministerial.

"2. El Operador del Proyecto contará con un mecanismo de compensación en el precio del gas natural, el cual incluye el suministro de gas en boca de pozo, el transporte, la distribución por red de ductos. El mecanismo de compensación se paga a través del cargo por Desconcentración de la Generación Eléctrica.

3. El costo del sistema de abastecimiento de combustibles líquidos para la operación de la Central Termoeléctrica con Diesel B5, podrá ser pagado a través del Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos creado por la Ley 29852, en cuyo caso, se deducirá de los ingresos resultantes del Cargo por Capacidad de Generación Eléctrica".

De otro lado, la Compensación que se ha desarrollado en la Resolución Ministerial y que excede lo previsto en la Ley, expone a la industria de generación eléctrica y de gas natural a sufrir una grave distorsión. Por otra parte, al permitir la Resolución Ministerial que las diferencias de los costos fijos derivados de las condiciones comerciales –Take or Pay– de los contratos de suministro de gas natural sean compensados por el SEIN, lo que genera es que no exista incentivo alguno de parte de los generadores del Nodo a procurar condiciones comerciales eficientes, puesto que aquello que no logren en sus negociaciones comerciales serán asumidas por los usuarios finales que hacen uso de generación eléctrica proveniente del SEIN, porque finalmente las diferencias les serán pagadas –indirectamente– por dichos usuarios.

Igual razonamiento y fundamento legal corresponde respecto de la compensación de las condiciones comerciales para la contratación del servicio de distribución –Ship or Pay–.

Por los argumentos antes expuestos, consideramos que la Resolución Ministerial debe ser dejada sin efecto, al haberse advertido una grave afectación a la Ley 29970, resultando en una

desnaturalización del propósito de este marco normativo y que conlleva una seria afectación al patrimonio de los usuarios finales que toman energía eléctrica a través del SEIN.

Es más, a costa de estos sobrecostos y de la afectación a las rentas de los consumidores que asumen el pago del CDGE –mal desarrollado en la Resolución Ministerial–, quienes se beneficiarán serán los productores, el distribuidor y las centrales del Nodo.

III. CONCLUSIONES

Las distorsiones e ineficiencias que se han tratado en el presente artículo y que viene generando el Estado a través de diversas normas, que en el mejor de los casos queremos pensar que son improvisadas, es un claro ejemplo de la falta de planificación estratégica que ha venido reinando en el sector energía y minas en los últimos gobiernos.

Únicamente a través de objetivos bien delimitados y una política energética nacional de mediano y largo plazo podremos evitar pretender regular con normas lo que falta en materia de infraestructura y, de esta forma, disminuirán las distorsiones en el mercado energético.

Asimismo, si tomamos en cuenta que a la fecha, y ya desde hace algunos años, se tiene un exceso de capacidad de generación eléctrica, entonces no es necesario que se promuevan más proyectos de generación eléctrica bajo el criterio de lograr una mayor seguridad energética⁵.

Ciertamente, la promoción del Nodo Energético o la construcción del GSP no eran los únicos proyectos de infraestructura que se podían promover para lograr una mayor seguridad energética, ni mucho menos eran los menos costosos o los más eficientes. Sin embargo, era claro que dichos proyectos se encontraban íntimamente ligados, dado que el sur del país no

5. En realidad, el Estado tampoco tiene claro qué es la seguridad energética, pero entrar a definir sus alcances y características desbordaría el espacio que se tiene para el presente trabajo.

tenía una demanda de consumo de gas natural que fuera lo suficientemente atractiva para viabilizar un proyecto como el GSP, con lo que se hacía necesario el crear una nueva demanda de la mano del Nodo.

Evidentemente, los proyectos de infraestructura que se sustentan en promesas políticas y se alejan de criterios técnicos y económicos, suelen tener serios problemas para su viabilidad y terminan generando muchas distorsiones en su operación, precisamente como ocurrirá en el caso de la Resolución Ministerial que se ha comentado en estas breves líneas, una vez que el nuevo GSP entre en operación.

De momento, solo queda esperar que el nuevo gobierno corrija las distorsiones que han sido heredadas por sus antecesores, de tal forma que el crecimiento del mercado eléctrico se pueda dar de forma ordenada y con la menor cantidad de distorsiones posibles, a efectos de evitar caer en situaciones indeseables en el futuro.

En concreto, se tiene que la Resolución Ministerial genera las siguientes distorsiones en el mercado eléctrico:

- a) Otorga a los generadores del Nodo Energético el beneficio de que, independientemente del precio del gas al que contraten, su costo será igual al promedio de costos de Lima e Ica, lo que desincentiva la contratación eficiente por parte del Nodo Energético, a costa del subsidio que genera la demanda nacional. Ello no obstante que la ley no contempló la compensación bajo dicho alcance.
- b) Otorga a los generadores del Nodo Energético el beneficio de que, cualquiera sea el nivel de obligaciones contractuales que asuman de pago mínimo de gas en boca de pozo *take-or-pay* o servicio de distribución en firme de gas *ship-or-pay*, siempre pagarán el precio por lo que efectivamente consuman, lo cual desincentivará, aún más, la contratación eficiente y eliminará el riesgo de despacho e indisponibilidad, que man-

tienen el resto de centrales de generación a nivel nacional.

- c) Otorga beneficios adicionales al Nodo Energético, los cuales eran inexistentes en el momento de la adjudicación de este proyecto por parte de PROINVERSION. Ello, dado que al momento de presentación de las ofertas en el Concurso Público para el proyecto Nodo Energético, el marco legal –Ley 29970–, no establecía los mecanismos que ahora ha introducido la Resolución Ministerial.

Si el criterio introducido mediante Resolución Ministerial hubiera sido el mismo que recogía la Ley 29970, es altamente probable que las ofertas del subsidio de precio de potencia para el Nodo Energético hubieran sido más competitivas o, incluso, cero o negativas. Ello ya que se hubiera tratado de una licitación con beneficios, protecciones y subsidios que colocan al Nodo Energético en evidente ventaja sobre toda otra generadora del Perú, puesto que ninguna otra inversión en generación a gas natural en el País han sido hechas con subsidio de potencia, sin riesgo de precios de gas, sin riesgo de contratación de *take-or-pay* y *delivery-or-pay*, sin riesgo de despacho y de indisponibilidad, por lo cual es evidente que los beneficios que pretende otorgar la Resolución Ministerial al Nodo Energético hacen más que igualar condiciones: le otorgan un régimen de beneficios que le brindan ventajas sobre toda otra generadora y, por tanto, de haber sido éste el propósito de la Licitación de PROINVERSIÓN, las ofertas de los postores habrían sido mucho más competitivas.

- d) La Resolución Ministerial se ha alejado de los principios recogidos en la Ley 29970 y que reflejan el verdadero propósito de la norma. De acuerdo a lo dispuesto por la Ley 29970, en su artículo 4.2, según la naturaleza del proyecto, el Ministerio de Energía y Minas puede autorizar la aplicación del Mecanismo de Ingresos Garantizados, señalado en el artículo 2 de la Ley,

o lo establecido en la Ley 29852, Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético, según corresponda, para retribuir los costos eficientes.

Sin embargo, del análisis anterior, podemos advertir que las disposiciones aprobadas mediante la Resolución Ministerial se encuentran lejos de dicho propósito.

Por el contrario, se está perjudicando a los usuarios del sistema y se está incentivando a las centrales del Nodo a ser *ineficientes* al extremo de haber otorgado, con posterioridad a la Adjudicación, condiciones más favorables negadas a los demás postores, que se materializan en un perjuicio a los generadores instalados en la zona central, lo cual es una consecuencia no deseada por la Ley 29970.

