

Revista Peruana de Energía ^{Nº} 11

E D I C I Ó N 2 0 2 4

Editor:

Š

SANTIVÁÑEZ
ABOGADOS

**REVISTA PERUANA
DE ENERGÍA N° 11**

REVISTA PERUANA DE ENERGÍA N° 11 (2024)

Director : Paul Súmar Gilt

Comité Editorial : Rosa Isabel Luna-Victoria
José Antonio Del Risco Ramírez

El contenido de los artículos, así como las opiniones vertidas en ellos, son responsabilidad de los autores.

Queda prohibida la reproducción total o parcial de este ejemplar sin la autorización del Comité Editorial.

ISSN: 2955-8972 (En línea)

Diciembre 2024

Fondo Editorial Santiváñez Abogados
© Santiváñez Abogados S. Civil R. L.
Lima
Av. República de Panamá 3461 - Piso 9
San Isidro – 15036
+51 (1) 202 8000

estudio@santivanez.com.pe

<https://www.santivanez.com.pe/revista-peruana-de-energia/>

CONTENIDO

| | |
|--|------------|
| PRESENTACIÓN | 4 |
| ARTÍCULOS | |
| El Libro Blanco de la CRSE y la Gobernanza del COES César Butrón | 7 |
| Ojos que no ven, corazón que no siente Paul Súmar | 30 |
| Coordinación y operación en un marco de generación distribuida Fernando Jaramillo | 36 |
| Transacciones comerciales en el mercado de gas natural en estos 20 años de Camisea Gerardo Meza | 49 |
| Breves comentarios a lineamientos del TASTEM: Suficiencia, probatoria en infracciones sobre magnitudes físicas, y periodo para el cálculo del beneficio ilícito Rosa Carrillo Julia Álvarez | 64 |
| ¿Y dónde está el piloto? El principio de inmediatez en la fijación tarifaria del Valor Agregado de Distribución José Antonio Del Risco | 74 |
| El acceso a la energía: la clave de la satisfacción del derecho al desarrollo Nicolás Cabrera | 80 |
| Límites al principio de privilegio de controles posteriores en la actividad de Hidrocarburos Mariana Jara | 102 |



Presentación

La Revista Peruana de Energía es la primera publicación académica peruana especializada en el sector energético, cuyo objetivo es analizar desde una perspectiva multidisciplinaria los acontecimientos y temas más relevantes relacionados con dicho sector. Esta iniciativa viene permitiendo la integración de una comunidad nacional e internacional de profesionales, profesores y funcionarios de la industria, quienes, a través de las investigaciones planteadas, vienen brindando alternativas a la regulación y a las prácticas vigentes, lo cual se traduce en mayores niveles de competitividad en el sector.

En virtud de ello, la presente edición, correspondiente al año 2024, contiene una interesante selección de artículos académicos que describen la situación actual del sector, y postulan propuestas y reflexiones de interés. En ese sentido, el presente número incluye una selección de artículos sobre algunos temas relacionados con la función reguladora, supervisora y sancionadora de OSINERGMIN, la generación distribuida, las transacciones en el mercado de gas natural, la gobernanza del COES, las políticas públicas para atender a los usuarios de sistemas aislados, el derecho de acceso a la energía, y el Registro de Hidrocarburos.

Agradecemos la participación y el compromiso de los autores de esta edición, pues permiten la difusión y reflexión de temas altamente interesantes e importantes al día de hoy.

El Comité Editorial



ARTÍCULOS



**César Butrón
Fernández**



El Libro Blanco de la CRSE y la gobernanza del COES



***César Butrón Fernández** es ingeniero mecánico electricista de la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI) y magíster en Regulación de los Servicios Públicos por la Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP). Tiene una experiencia laboral de más de 35 años. Asimismo, ha sido miembro del directorio de empresas de generación, transmisión y distribución, y asesor del viceministro de Energía. Actualmente, es presidente del directorio del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES).*

El presente artículo no pretende ser un aporte académico al tema, sino más bien un alegato de defensa ante los continuos intentos de “reformular” al COES manifestados a través de varias iniciativas de modificaciones regulatorias, en las cuales el “reforzamiento de la institucionalidad del COES” (con ese u otro nombre) aparece en prominentes primeros lugares.

1. MARCO CONCEPTUAL

Si bien en la literatura de regulación de la industria eléctrica hay numerosos trabajos que postulan y defienden la necesidad de la existencia de un ISO (Independent System Operator) u operador independiente de cualquier sistema eléctrico¹, debemos tener en cuenta que todos esos trabajos se escribieron en contextos de una amplia desregulación y segmentación de las actividades dentro

¹ Graniere, Robert J. (March 1999). *Responsibilities of an Independent System Operator in a Market with Bilateral Contracts for Electric Power*. The National Regulatory Research Institute. Obtenido de: <http://ipu.msu.edu/wp-content/uploads/2016/12/Graniere-Ind-System-Operator-99-06-Mar-99.pdf>

del mercado mayorista de electricidad. Partían de una realidad en la que muchas veces el gran monopolio estatal tenía todas las funciones de generación y de transmisión. O se trataba de empresas de transmisión que hacían las veces de operador del sistema con evidentes conflictos de interés al ser la función de operación del sistema y administración de los mercados de corto plazo una especie de “facilidad esencial”, que no debería estar en manos de ninguno de los Agentes del mercado, como ocurría hasta entonces.

Lo cierto es que los supuestos por los que se deberían aplicar a estas teorías - correctas, por cierto- de segmentación e independencia, ya no son aplicables al COES reformado por la Ley 28832 que justamente pretendió y, a nuestro juicio, logró en gran medida, otorgar esa independencia al operador del sistema. Veamos un poco de historia.

Cuando nace el COES con la Ley de Concesiones Eléctricas (DL 25844) se determina que la máxima instancia de gobierno sería el Directorio, conformado por representantes de cada una de las empresas generadoras y transmisoras conectadas al sistema interconectado. Surgieron así dos COES: el COES SICN (Sistema Interconectado Centro Norte) y el COES SUR, cuya denominación no requiere de mayores explicaciones. El esquema funcionaba para el número de Agentes generadores y transmisores existentes.

Pero, conforme el sistema crecía, aparecían más Agentes; y la interconexión de los dos sistemas el año 2000 que dio lugar a un solo sistema interconectado nacional, el SEIN (Sistema Eléctrico Interconectado Nacional) causó que el número de directores creciera tanto que la gobernanza del Directorio corriera el riesgo de caer en el asambleísmo. Entonces, se reformó la composición del Directorio limitándolo a 9 representantes: 8 por generadores y uno por transmisores. En el caso de los generadores, a mayor potencia instalada, mayor representación.

La reforma vino con la Ley 28832, Ley para el Desarrollo de la Generación Eficiente promulgada el año 2006, pero aplicada al COES recién el 2008, ya que hubo que desarrollar varios reglamentos para ello. En lo que se refiere a la gobernanza del COES, la decisión de fondo fue reformar al COES para que pudiera participar la demanda y no solo la oferta: el objetivo era que eventualmente, los distribuidores y grandes clientes pudieran ingresar a transar en el mercado de corto plazo y para ello había que garantizar que el COES dejara de ser “un club de generadores”. De esta manera, los Integrantes del COES ya no serían solo los generadores y transmisores, sino también los distribuidores y clientes libres y, por tanto, la gobernanza del COES debiera adecuarse a la nueva composición.

Pero ¿qué entendemos por gobernanza? Podemos simplificar afirmando que se trata del conjunto de reglas que rigen la actuación del COES en el cumplimiento de las funciones que le encarga la ley: coordinación de la operación del SEIN a mínimo costo, administración del mercado de corto plazo y planificación de la expansión de la transmisión. Y si analizamos este conjunto de reglas, queda muy claro que el COES se desenvuelve dentro de un marco de gobernanza extenso y muy detallado que le deja muy poco margen para la discrecionalidad.

Empecemos por las normas de menor rango, que son las que rigen la actuación del día a día en cada uno de los procesos que el COES lleva a cabo para cumplir con sus funciones: los Procedimientos Técnicos. Son 39 procedimientos en los cuales se describe paso a paso como se deben ejecutar los procesos requeridos. En el hipervínculo² se puede encontrar la relación de procedimientos vigentes a marzo de 2024. Además de su grado de detalle y poco margen a la discrecionalidad, lo más importante respecto de estos procedimientos es que, de acuerdo con el literal b) del artículo 13° de la Ley 28832, son aprobados por una entidad externa, el OSINERGMIN, el regulador y fiscalizador al que se le puede acusar de cualquier cosa menos de favorecer al “club de generadores” o a algún grupo de ellos.

Es más, si bien la iniciativa para la creación de un nuevo procedimiento o la modificación de los procedimientos actuales reside en el COES, la Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos, norma aprobada por OSINERGMIN, establece claramente que el OSINERGMIN tiene la última palabra y puede modificar parcial o totalmente cualquier propuesta del COES (numeral 8.5 de la Guía).

Por supuesto que estos procedimientos que, como dijimos, controlan cada detalle de las actividades del COES, se desarrollan además dentro del marco de otras normas de nivel jerárquico superior como son Procedimientos del propio OSINERGMIN, Normas Técnicas del Ministerio de Energía y Minas, Resoluciones Ministeriales, Reglamentos, Decretos Supremos de propósito especial, y finalmente, la Ley de Concesiones Eléctricas y la Ley 28832, y hasta las Decisiones de la Comunidad Andina de Naciones en lo que se refiere a los intercambios internacionales de electricidad. Adicionalmente, tenemos al Estatuto del COES, que se dedica a la organización misma y reglas de actuación de sus diferentes instancias.

El órgano del COES que se encarga de aplicar esta extensa maraña normativa es la Dirección Ejecutiva, que es el equivalente a la Gerencia General de cualquier empresa productiva. Existen además otras dos instancias en la gobernanza y

² <https://www.coes.org.pe/Portal/MarcoNormativo/Procedimientos/Tecnicos>

administración del COES, todas creadas por Ley: el Directorio y la Asamblea de Integrantes.

La Asamblea de Integrantes es la máxima instancia en el COES, pero resulta muy importante dejar claro que sus funciones o, mejor dicho, sus posibilidades de actuación están muy acotadas por la Ley 28832, sus reglamentos y el Estatuto del COES. Es decir, si bien es la máxima instancia, no es todopoderosa. La Asamblea está conformada por representantes de todos los Integrantes del COES bajo el principio de “una empresa, un voto”, es decir, el voto de una empresa que representa el 1% de la capacidad instalada del sistema vale lo mismo que el de otra que detente el 20% de la capacidad instalada del SEIN.

La Asamblea solo ejerce sus funciones cuando está reunida. No tiene injerencia directa o inmediata en las decisiones operativas de la Dirección Ejecutiva ni del Directorio. La Asamblea solo se reúne 2 veces al año de forma ordinaria y cada 5 años una vez adicional de forma extraordinaria. Las únicas funciones de la Asamblea permitidas por ley son las siguientes: aprobar el Estatuto del COES (el cual debe estar alineado con todo el marco normativo ya descrito), aprobar el presupuesto anual, aprobar la Memoria del Ejercicio y Estados Financieros auditados, la delegación al Directorio la selección del auditor externo, elección de los miembros del Directorio y determinación de sus remuneraciones (artículo 16° de la Ley 28832).

En cuanto al Directorio, la Ley 28832 (artículo 17) determina sus funciones con bastante detalle, pero se pueden agrupar en lo siguiente:

- a) funciones administrativas internas, como son aprobar el presupuesto anual, Memoria, Estados Financieros, para que sean elevados a la Asamblea, aprobar adquisiciones más allá de cierto límite, aprobar procedimientos administrativos internos, etc.;
- b) velar por que la Dirección Ejecutiva cumpla adecuadamente con las funciones encargadas por ley y;
- c) constituirse en segunda instancia ante las impugnaciones de los Agentes sobre las decisiones de la Dirección Ejecutiva.

El Directorio está conformado por 5 personas que son elegidas por la Asamblea por periodos de 5 años con obligación de dedicación exclusiva y una serie de impedimentos, entre los que destaca no tener relaciones de ningún tipo con alguno de los Agentes del SEIN. En términos prácticos, los miembros del Directorio no pueden prestar sus servicios a ninguno de los Agentes del SEIN o de cualquier país con el cual el Perú tenga interconexión eléctrica. La única actividad económica permitida adicional a la función de director es la educación. En contrapartida, los cargos de director son remunerados incluyendo un año

adicional a los 5 años durante el cual se mantienen todas las restricciones aplicables a cuando estaban en funciones.

Los directores no pueden ser removidos por la Asamblea durante los 5 años por los cuales fueron elegidos, a menos que sea por falta grave, que además deberá ser determinada por un tribunal de honor conformado por los 5 últimos presidentes de Directorio mediante un proceso largo y complejo. Durante el ejercicio de sus funciones no están sometidos a mandato imperativo por parte de los Integrantes.

Los Agentes se agrupan en subcomités por cada tipo de Agente: Generadores, Transmisores, Distribuidores y Usuarios Libres. Es muy importante dejar claro que estos subcomités no representan al COES como operador del sistema. Solo se representan a sí mismos y, por tanto, cualquier gestión que hagan ante las autoridades es solo por su cuenta, no en representación del COES en su conjunto.

En lo que al COES se refiere, cada subcomité elige a un miembro del Directorio por mayoría simple, y la Asamblea recoge esa elección y los designa como tales. El presidente del Directorio es elegido por la Asamblea en su conjunto, y esta elección debe ser con el voto aprobatorio del 66.7% del total de Integrantes (numeral 16.3 de la Ley 28832). Las decisiones en el seno del Directorio se toman por mayoría simple; es decir, se requiere de 3 votos para una decisión válida.

2. ANÁLISIS DE LA PROPUESTA DE REFORMA Y EL DIAGNÓSTICO

Luego de esta somera descripción de las detalladas normas que constituyen la gobernanza del COES y que le dejan muy poco espacio para la discrecionalidad, vamos a revisar la propuesta de reforma. Para eso, vamos a tomar como referencia el resultado de la consultoría que la CRSE (Comisión Multisectorial para la Reforma del Subsector Eléctrico) contrató en preparación de un Libro Blanco “que apoye la modernización institucional y regulatoria del sector³”.

Este trabajo cubrió 4 Ejes temáticos, el primero de los cuales fue denominado de Fortalecimiento Institucional. Para ello, la CRSE contrató un consultor foráneo para “identificar acciones y proponer recomendaciones que busquen la adecuación del marco institucional del sector eléctrico peruano para la transición al nuevo mercado eléctrico”. Y, oh casualidad, el primer punto del primer eje temático, trata sobre la “Transformación Institucional del COES”.

Empecemos por el Diagnóstico, que como veremos más adelante, no refleja la realidad casi en ningún caso. A continuación, mostramos los temas principales

³ <https://www.minem.gob.pe/minem/archivos/1%20LIBRO%20BLANCO%20-%20CRSE.pdf>

identificados en el Diagnóstico con extractos de los argumentos utilizados como sustento.

3. ALGUNOS MIEMBROS TIENEN MÁS INFLUENCIA QUE OTROS EN LAS DECISIONES DEL COES

“Bajo el sistema de votación actual, algunos miembros pueden tener más influencia en las decisiones tomadas por los Subcomités y la Asamblea que otros:

- *El Gobierno, a través del FONAFE, controla el Subcomité de Distribución, considerando que 10 de los 13 miembros están bajo su control. Por lo tanto, la mayoría de las decisiones y acuerdos en el Subcomité de Distribución son tomados por FONAFE con poca o ninguna participación de privados.*
- *Algunas empresas son holdings que controlan a más de un miembro registrado en un mismo comité o en diferentes comités. Por ejemplo, ENEL controla 3 corporaciones que son miembros del subcomité de Generación y 1 corporación en la empresa de Distribución, por lo que tiene 3 votos en el primer subcomité y 1 voto en el segundo subcomité. Otras participaciones existentes que tienen más de 1 voto son Inkia Energy, Engie, Solarpack y el grupo ISA. Si bien la presencia de estas participaciones no ha tenido un efecto significativo en las decisiones y acuerdos adoptados en el COES, no existe la certeza absoluta de que no pueda tener efectos no deseados en el futuro.”*

El problema de fondo del diagnóstico es que centra el análisis en la forma de votación como si eso fuera la fuente de todos los males. En primer lugar, hay dos niveles de votación que son el de la Asamblea y el del Directorio.

Si se refieren a las votaciones en el seno de la Asamblea, parecen no haber tomado en cuenta que la Asamblea como tal, no tiene ni puede tener ninguna influencia directa sobre las decisiones operativas como son las que mencionan de elaboración de procedimientos, planificación de la transmisión, gestión del mercado de corto plazo y la resolución de disputas dado que sus únicas posibilidades de actuación están muy acotadas por ley y se refieren a aprobación de presupuesto, de memoria institucional, estados financieros y elección de miembros del Directorio (que sí podría ser una forma de influenciar indirectamente que trataremos *in extenso* más adelante). Así, sea cual fuere el peso dentro de la asamblea de determinado grupo de interés, no tiene cómo

influnciar en sentido u otro las decisiones operativas. Tampoco lo puede hacer el Directorio directamente.

Analicemos el efecto que podría tener la presencia de las empresas estatales y de los grupos económicos que son propietarios de más de una empresa. En el caso de las empresas estatales, los temores expresados en el diagnóstico en el sentido de que la situación puede empeorar tienen pocas probabilidades de cumplirse. El hecho es que la Constitución Política del Perú establece que el rol del Estado en la economía es subsidiario; es decir, solo debe intervenir cuando no sea posible que intervenga la empresa privada. Y, en consonancia con ese concepto, la Constitución establece que solo puede crear empresas estatales mediante ley expresa (Art. 60).

Entonces, la probabilidad de que se creen más empresas estatales e incrementen su participación en las decisiones de la Asamblea del COES son muy reducidas. Por supuesto, siempre estará presente la posibilidad de un viraje ideológico que se traduzca en una nueva Constitución Política. Pero, si ese fuera el caso, en realidad ya no habría nada de qué preocuparse pues toda la industria eléctrica pasaría a ser estatizada incluido el COES con lo que se acaban las discusiones al respecto de la posible mayor influencia de determinados grupos.

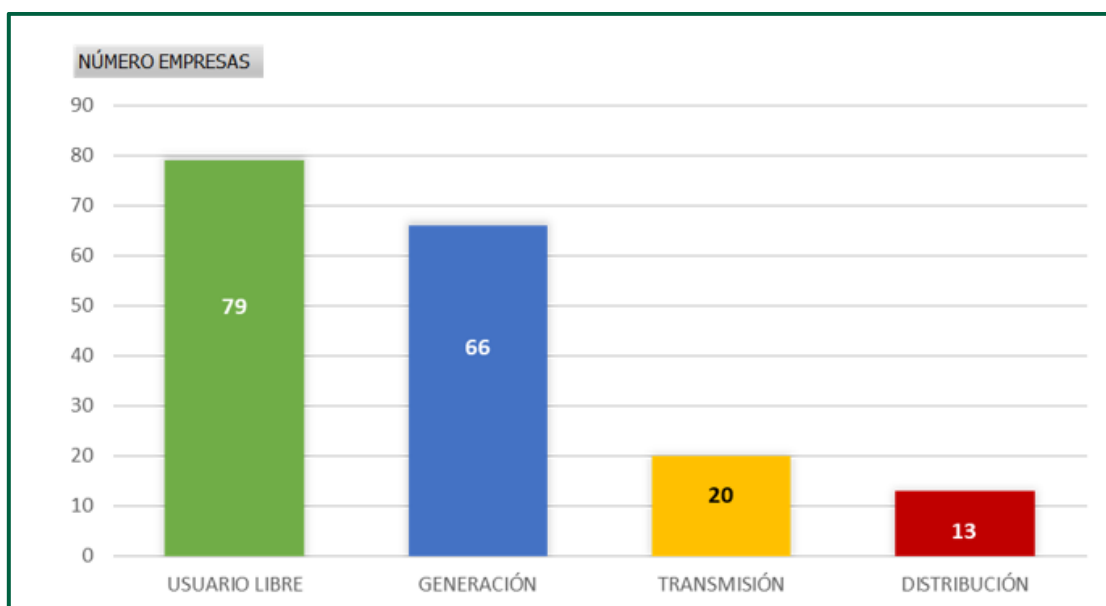
¿La situación actual respecto de las empresas estatales representa un riesgo? Vamos a analizar a la luz de las reglas de votación, aunque ya dijimos que esta “concentración” solo puede ejercer su poder sobre determinados temas y no las funciones operativas y de planificación del COES. En la actualidad, las empresas distribuidoras propiedad del Estado tienen mayoría absoluta en el subcomité de distribuidores, ya que solo hay tres empresas distribuidoras privadas en ese comité. En consecuencia, tienen control sobre la elección de un miembro del Directorio y, por ese medio, podrían tratar de ejercer alguna influencia indebida. Dejamos este punto para tratarlo en detalle más adelante, que es un tema que dejamos para después.

En lo que respecta al resto de decisiones en el seno de la Asamblea, como ya hemos expuesto, al estar tan acotadas por la ley, no tienen la posibilidad siquiera de influenciar en alguna decisión de la dirección ejecutiva. Además, el voto del todo el subcomité tiene el 25% del peso en la totalidad de votos de la Asamblea, de manera que, para poder inclinar alguna decisión hacia los intereses de los distribuidores estatales, necesariamente tendría que hacer pactos con los otros subcomités, siendo que por lo menos el subcomité de generadores tiene intereses contrapuestos mientras que los transmisores son o debieran ser neutrales por naturaleza.

La ley indica que para que una decisión de la Asamblea sea válida, debe alcanzar el 66.7% de votos favorables del universo total de Integrantes. Esta es justamente la barrera que está en el diseño de la gobernanza de la Asamblea para impedir el dominio o control de un grupo de empresas o de un subcomité. De modo que, en este caso, la probabilidad de que se concrete el temor expresado en el diagnóstico es muy baja.

No podemos olvidar a las generadoras estatales que también podrían representar un peligro. Ocurre que tampoco. Revisemos las cifras al cierre de 2023.

Número de integrantes del COES (2023)



Fuente: Memoria de Gestión 2023 - COES

Vemos que hay un total de 66 integrantes generadores de los cuales solo 5 son empresas estatales (ELECTROPERÚ, EGEMSA, San Gabán II, EGESUR y EGASA); es decir, el 7.57% de los votos concentrados en las empresas del Estado. Entonces, la posibilidad de injerencia es poca o nula. Resulta interesante mencionar que más de la mitad del número total son generadores pequeños o muy pequeños resultado de las subastas RER.

Respecto del tema de concentración de poder por el número de empresas, queda por analizar el caso de las empresas privadas. Conceptualmente es un tema que requiere una solución, pero no parece tan urgente viendo las cifras. Con el número de integrantes generadores y usuarios libres (66 y 79, respectivamente) la probabilidad de controlar el subcomité con base en el número de empresas dependiendo de un solo propietario es remota.

El caso de los distribuidores ya fue analizado; y los transmisores, efectivamente, tienen la tendencia de crear una empresa vehículo para cada obra de transmisión que obtienen en concesión. Con lo cual, eventualmente, algún grupo económico podría tomar control del subcomité lo cual, como vimos en el caso de los distribuidores, no representa el peligro señalado en el diagnóstico.

Sin embargo, concordamos en que esta situación ameritaría un cambio para mejorar la forma de votación y el cambio es muy sencillo. El voto se contaría por grupo económico y no por empresa. De esta manera el Estado tendría un solo voto en los subcomités de distribuidores y generadores al igual que los grupos económicos privados. Bastaría hacer el cambio en el Reglamento del COES.

4. NO TODOS LOS AGENTES SON MIEMBROS DEL COES

“Como se describe en la sección 3.2.3, hay dos tipos de Miembros Registrados: Miembros Obligatorios y Miembros Voluntarios, donde estos últimos pueden decidir voluntariamente ser miembros, pero deben permanecer como miembros durante al menos 3 años y deben financiar una parte del presupuesto anual del COES. No existen incentivos suficientes para que los Agentes pequeños sean miembros del COES; los costos esperados (pagos presupuestarios) serán mayores que los posibles beneficios esperados (influencia en las decisiones del COES)”.

*“De hecho, no hay muchos Agentes pequeños que sean miembros actuales del COES. A la fecha **hay 77 miembros en el Subcomité de Usuarios Libres, cuando, según el MINEM, al 2018 había más de 1.700 usuarios libres participando en el mercado**”.*

Lo expresado en los dos párrafos del diagnóstico previos al presente se puede resumir en que existen barreras y falta de incentivos para que los Agentes pequeños sean Integrantes del COES. Estos Agentes pequeños se pueden dividir en dos grandes grupos: a) Agentes reconocidos por la Ley, a saber: generadores, transmisores, distribuidores y usuarios libres; y b) Agentes no reconocidos como tales por la ley: como generadores distribuidos, proveedores de servicios complementarios, agregadores de demanda o comercializadores.

4.1. Agentes reconocidos por la ley

Revisemos el primer caso, los Agentes “existentes” como tales. Los distribuidores y los transmisores tienen la naturaleza de monopolio natural y dadas las economías de escala inherentes a esta condición es poco probable que se constituyan en pequeñas empresas que se afectarían por la falta de incentivos o

del aporte al presupuesto del COES sería superior a los beneficios esperados por pertenecer al COES.

Veamos de qué estamos hablando en términos monetarios, porcentuales y absolutos. En los dos cuadros siguientes se muestran los primeros 27 usuarios libres integrantes del COES ordenados de mayor a menor según su aporte al presupuesto operativo 2024, aprobado en noviembre de 2023 y los últimos 27 usuarios libres ordenados con el mismo criterio (hemos borrado las razones sociales por razones obvias).

Se puede apreciar la notable diferencia entre los usuarios libres más grandes y los más pequeños en cuanto a su participación en los aportes al presupuesto operativo del COES. Los aportes varían entre millones de soles a unos pocos miles de soles anuales. Con esto demostramos que efectivamente sí existen clientes libres de tamaño muy pequeño respecto de los más grandes que ya son Integrantes del COES y si ellos no encontraron barreras (que no las hay) o encontraron que el costo no era superior al beneficio esperado, parecería difícil que esta sea la razón por la cual no se han incorporado los miles de usuarios libres que menciona el diagnóstico.

Participación Usuarios Libres en el presupuesto del COES

| N° | % PARTIC. ORIGINAL 2023 (*) | APORTE 2023 ORIGINAL S/ | APORTE 2023 (REAL) S/ | % PARTIC. ORIGINAL 2024 (*) | APORTE 2024 ORIGINAL S/ |
|----|-----------------------------|-------------------------|-----------------------|-----------------------------|-------------------------|
| 1 | 8,6522% | 5,794,942 | 6,038,452 | 9,7892% | 7,365,894 |
| 2 | 5,8880% | 3,943,548 | 5,015,642 | 8,3870% | 6,310,863 |
| 3 | 5,7275% | 3,836,085 | 4,987,436 | 8,2711% | 6,223,649 |
| 4 | 5,6150% | 3,760,688 | 3,619,533 | 5,2149% | 3,923,975 |
| 5 | 3,5872% | 2,402,549 | 2,542,973 | 3,3275% | 2,503,794 |
| 6 | 2,1703% | 1,453,590 | 1,266,763 | 1,8163% | 1,366,717 |
| 7 | 1,8264% | 1,223,254 | 1,105,481 | 1,5582% | 1,172,453 |
| 8 | 1,4841% | 994,025 | 1,060,341 | 1,5578% | 1,172,168 |
| 9 | 1,8587% | 1,244,856 | 809,169 | 1,0141% | 763,088 |
| 10 | 1,1197% | 749,918 | 671,236 | 0,9286% | 698,716 |
| 11 | 0,9605% | 643,314 | 508,861 | 0,7980% | 600,460 |
| 12 | 0,9063% | 607,019 | 595,160 | 0,7928% | 596,539 |
| 13 | 1,5115% | 1,012,316 | 460,581 | 0,7208% | 542,399 |
| 14 | 0,8566% | 573,710 | 459,614 | 0,6537% | 491,898 |
| 15 | 0,7098% | 475,392 | 448,854 | 0,5956% | 448,192 |
| 16 | 0,0026% | 1,708 | 111,173 | 0,5256% | 395,456 |
| 17 | 0,5790% | 387,762 | 346,661 | 0,4900% | 368,718 |
| 18 | 0,2492% | 166,903 | 264,392 | 0,3852% | 289,882 |
| 19 | 0,4340% | 290,670 | 293,390 | 0,3712% | 279,343 |
| 20 | 0,4172% | 279,454 | 294,224 | 0,3645% | 274,246 |
| 21 | 0,3093% | 207,144 | 220,346 | 0,3009% | 226,385 |
| 22 | 0,3594% | 240,711 | 174,646 | 0,2743% | 206,411 |
| 23 | 0,3263% | 218,530 | 175,179 | 0,2681% | 201,756 |
| 24 | 0,2953% | 197,801 | 149,887 | 0,2262% | 170,191 |
| 25 | 0,1808% | 121,119 | 94,981 | 0,2158% | 162,360 |
| 26 | 0,2390% | 160,058 | 138,595 | 0,1954% | 147,056 |
| 27 | 0,1655% | 110,819 | 103,576 | 0,1722% | 129,607 |

| N° | % PARTIC. ORIGINAL 2023 (*) | APORTE 2023 ORIGINAL S/ | APORTE 2023 (REAL) S/ | % PARTIC. ORIGINAL 2024 (*) | APORTE 2024 ORIGINAL S/ |
|----|--------------------------------------|-------------------------------|-----------------------------|--------------------------------------|-------------------------------|
| 34 | 0,0991% | 66,373 | 76,176 | 0,1067% | 80,295 |
| 35 | 0,1291% | 86,489 | 75,517 | 0,0960% | 72,270 |
| 36 | 0,0950% | 63,657 | 62,291 | 0,0954% | 71,819 |
| 37 | 0,0837% | 56,067 | 69,869 | 0,0804% | 60,473 |
| 38 | 0,0958% | 64,145 | 48,338 | 0,0802% | 60,377 |
| 39 | 0,0526% | 35,231 | 34,733 | 0,0786% | 59,115 |
| 40 | 0,0691% | 46,283 | 41,469 | 0,0715% | 53,767 |
| 41 | 0,0969% | 64,914 | 40,914 | 0,0711% | 53,526 |
| 42 | 0,0416% | 27,884 | 29,583 | 0,0641% | 48,218 |
| 43 | 0,0735% | 49,200 | 45,363 | 0,0569% | 42,850 |
| 44 | 0,0543% | 36,401 | 32,090 | 0,0524% | 39,433 |
| 45 | 0,0521% | 34,887 | 46,117 | 0,0524% | 39,415 |
| 46 | 0,0405% | 27,119 | 31,653 | 0,0484% | 36,426 |
| 47 | 0,0369% | 24,697 | 29,806 | 0,0413% | 31,045 |
| 48 | 0,0337% | 22,566 | 26,054 | 0,0401% | 30,188 |
| 49 | 0,0329% | 22,007 | 24,102 | 0,0400% | 30,104 |
| 50 | 0,0318% | 21,286 | 23,432 | 0,0391% | 29,453 |
| 51 | 0,0214% | 14,325 | 14,665 | 0,0370% | 27,858 |
| 52 | 0,0192% | 12,891 | 14,062 | 0,0286% | 21,538 |
| 53 | 0,0016% | 1,050 | 1,680 | 0,0257% | 19,320 |
| 54 | 0,0230% | 15,418 | 13,817 | 0,0256% | 19,300 |
| 55 | 0,0236% | 15,777 | 13,215 | 0,0212% | 15,973 |
| 56 | 0,0159% | 10,642 | 8,315 | 0,0182% | 13,723 |
| 57 | 0,0138% | 9,251 | 8,504 | 0,0120% | 9,049 |
| 58 | 0,0017% | 1,127 | 1,730 | 0,0035% | 2,621 |
| 59 | 0,0011% | 758 | 1,471 | 0,0028% | 2,112 |
| 60 | 0,0024% | 1,623 | 1,410 | 0,0020% | 1,535 |

Fuente: COES

Analicemos con más detalle el costo de ser Integrante del COES. Si consideramos los últimos 10 usuarios libres, vemos que su aporte anual no supera los 20,000 soles, cifra que apenas alcanza lo necesario para pagar los 14 sueldos de ley (más beneficios sociales) a 0.87 empleados considerando que ganan solamente la Remuneración Mínima Vital fijada por norma en 1,050 soles mensuales (276 dólares,) siendo empresas que facturan millones de soles anuales pues hay empresas mineras, comerciales industriales, etc.

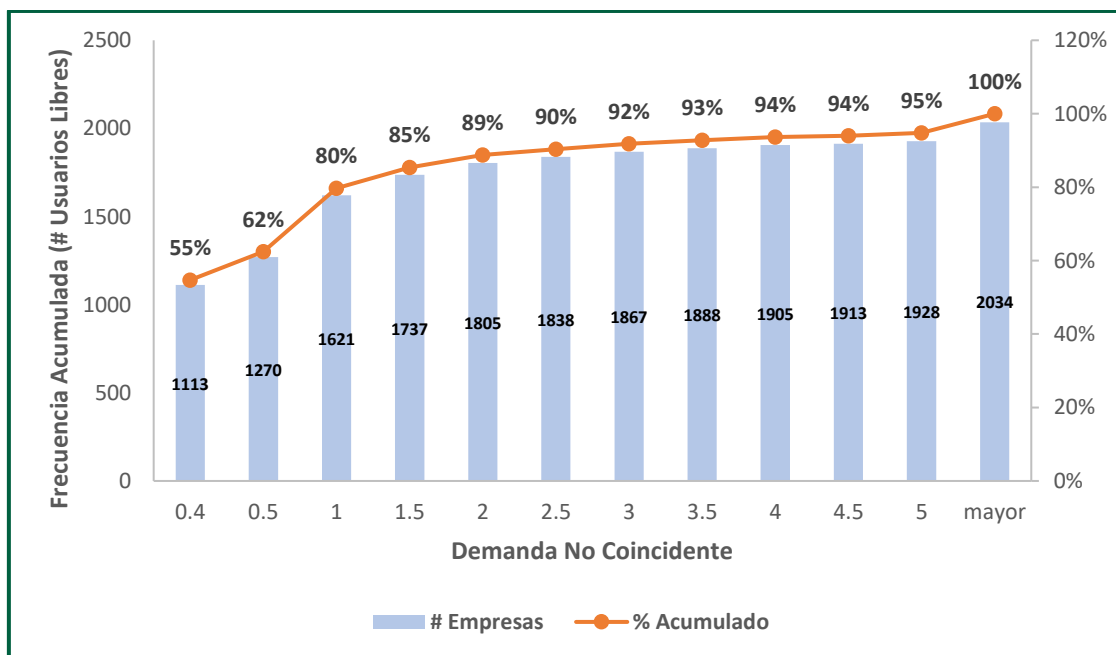
Con esto queremos demostrar que el aporte al COES, proporcional a sus compras de energía valorizadas a costos marginales, es tan pequeño que no impacta en la economía de ninguno de esos Agentes. Por tanto, no se puede considerar una barrera para decidir su ingreso o no al COES como integrante. Mas aun, si suponemos que la gran mayoría de los usuarios libres que están fuera son de tamaño igual o menor, podemos señalar que esa conclusión del diagnóstico no tiene base, dado que sus aportes serían como máximo de unos cuantos miles de soles anuales.

4.3. El beneficio de pertenecer al COES

De acuerdo con lo argumentado hasta este punto, parece ser que el análisis beneficio/costo para decidir pertenecer o no al COES se circunscribe a los miles de clientes libres (pequeños probablemente) que aún no pertenecen al COES. Ya vimos que el análisis no se aplica a los transmisores y distribuidores por su propia naturaleza. Y en el caso de los generadores es más evidente que no se aplica: el generador no tiene que plantearse siquiera el análisis beneficio/costo, pues si no ingresa el COES, simplemente no puede transar en el mercado de corto plazo, y por tanto no puede vender su producción que es su única fuente de ingresos.

Antes de analizar el beneficio o falta de él para los clientes libres, veamos la composición de este subconjunto de Agentes. En los gráficos a continuación se muestra la composición del universo de usuarios libres agrupados en función de su tamaño. A julio de 2023 existían 2048 usuarios libres en el mercado peruano, de los cuales 1270 (62%) presentaron máximas demanda de 0.5 MW o inferiores. Y si consideramos una máxima demanda de 1 MW, vemos que esto incluye al 80% de usuarios libres.

Histograma de Usuarios Libres (07/2023)



Fuente: COES

Con estas cifras, podemos concluir que la mayor parte de los usuarios libres que no se han incorporado al COES son de pequeño tamaño, y muy probablemente, dada la magnitud de su demanda, sean consumidores ubicados dentro de las redes de los distribuidores. Dado que hemos identificado que no hay barrera

formal para que estos usuarios libres puedan incorporarse al COES como lo han hecho los otros, revisemos si los beneficios que menciona el diagnóstico son tales.

A menos que el beneficio sea el de poder participar en el mercado de corto plazo (tema que analizaremos más adelante), el beneficio principal sería el de gozar de todos los derechos de cualquier integrante. Participar en la Asamblea del COES, como hemos visto, no le permite influir en las decisiones operativas sino solamente en las muy acotadas decisiones de la Asamblea (aprobación de presupuesto, estados financieros, Estatuto, elección de un miembro del Directorio) dentro de las cuales, la de mayor interés podría ser la de participar en la elección del director designado por el subcomité de usuarios libres, cuyos efectos y posibilidades discutiremos más adelante.

Tampoco puede participar directamente en las funciones operativas de la dirección ejecutiva, las liquidaciones en el mercado de corto plazo, la asignación de responsabilidades por fallas, la integración de nuevas instalaciones al SEIN ni en la aprobación de procedimientos o decisiones de planificación como menciona el diagnóstico, a menos que sea por la posibilidad de impugnar estas decisiones.

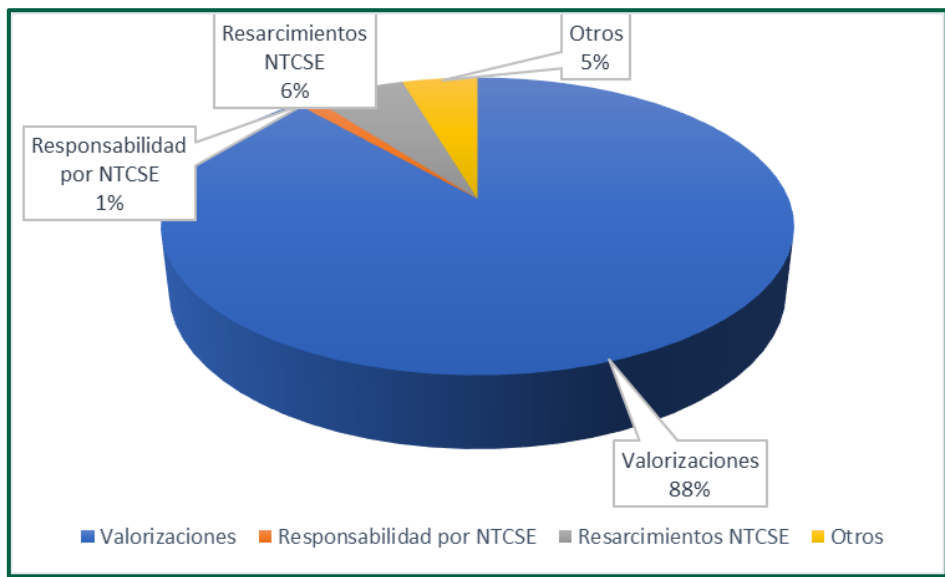
El caso de la participación en la aprobación de procedimientos nuevos o modificaciones de estos es mencionado específicamente por el diagnóstico y merece una atención especial. El proceso que se sigue al proponer un nuevo procedimiento o modificación de uno existente es que, inicialmente, se elabora en alguna de las áreas del COES, es revisado por la Dirección Ejecutiva y es publicado a todos los Agentes para recibir opiniones y comentarios.

Luego, con el levantamiento de cada de una las observaciones recibidas, la Dirección Ejecutiva lleva la propuesta de redacción al Directorio (así lo pide la Guía de Elaboración de Procedimientos del OSINERGMIN) y, con la aprobación del colegiado, es enviado a OSINERGMIN para su revisión.

En la práctica no resulta factible impugnar la decisión del Directorio de aprobar el envío de una propuesta de modificación de procedimiento o un nuevo procedimiento, dado que esa aprobación no convierte a la propuesta en procedimiento aplicable (es decir, no es una norma aplicable todavía) que es como podría afectar a los intereses de los Agentes que es la condición que establece el Reglamento del COES para poder impugnar una Decisión.

En lo que se refiere los procesos de impugnación, vemos en el siguiente gráfico que el 88% de las apelaciones al Directorio (que es donde podría tener alguna influencia merced a la participación de su director) están relacionadas con las liquidaciones en el mercado de corto plazo, de las cuales los usuarios libres pequeños no participan.

Estadística Apelaciones por Objeto Impugnado 2020



Fuente: COES

Para este tipo de Agentes, el COES es una entidad lejana a la cual no le ven ningún provecho y, de hecho, están aislados de la volatilidad del mercado de corto plazo mediante sus contratos financieros de largo plazo y la calidad del suministro y del producto dependen en gran medida del estado de la red del distribuidor, no de las decisiones operativas del COES. A estos Agentes no le afecta la operación diaria y el resultado de los costos marginales. Les afectará si se presentan largas temporadas de costos marginales altos, pues eso significará que su próximo contrato probablemente tendrá precios más altos, pero si ese fuera el caso, no se trataría de la falta de influencia sobre las decisiones del COES, sino que sería un tema estructural del sistema debido a la falta de inversión en nueva capacidad eficiente.

Queda por analizar si es verosímil o factible que el beneficio esperado sea poder participar en el mercado de corto plazo. No vamos a considerar la situación actual por la cual estarían limitados al 10% de su consumo promedio pues además de las dificultades técnicas, dado el pequeño tamaño, no sería muy determinante o atractivo como beneficio. Asumamos que el beneficio esperado es poder disfrutar de las ventajas de comprar en el mercado de corto plazo sin limitación cuando los precios son bajos.

En primer lugar, tendrían que mantener sus contratos financieros pagando una potencia contratada consuman o no del contrato, para poder tener la seguridad de suministro cuando los precios del mercado de corto plazo se disparen. Es decir, cargarían con un costo fijo permanente. Es bastante razonable que usuarios libres pequeños, que se encuentran ubicados dentro de las redes de las distribuidoras, no tengan el tamaño suficiente para contar con un equipo de analistas que esté

constantemente auscultando y proyectando la operación del sistema en el futuro, algo muy necesario para “jugar” en el Mercado de Corto Plazo.

Vistos los efectos de una posible interrupción total del suministro de gas natural o de una sequía no prevista sobre los costos marginales (incrementos de 500% por lo menos), ¿parece razonable que un usuario libre pequeño quiera arriesgar la viabilidad de su operación a la volatilidad inherente al Mercado de Corto Plazo? Parece muy improbable. No parece que este sea un beneficio tangible para este tipo de usuarios libres.

Podemos concluir que la razón por la cual el gran número de usuarios libres de pequeño tamaño no se incorporan al COES no es por alguna barrera formal, por la falta de incentivos o por las reglas de votación o la gobernanza del COES en general, sino por puras y simples condiciones de mercado y análisis de riesgo.

4.4. Agentes no reconocidos por la ley

“La falta de incentivos para que los pequeños Agentes sean miembros del COES, ha provocado una subrepresentación de los pequeños actores en las decisiones y acuerdos adoptados por la Asamblea y la Dirección Ejecutiva del COES. Una representación adecuada de los miembros pequeños es crucial para el desarrollo de nuevos recursos, como la generación distribuida.”

Ya hemos comentado ampliamente que el argumento de la falta de incentivos para que los pequeños actores se integren al COES no tiene fundamento en la realidad y también hemos analizado la real posibilidad de “*influencia en las decisiones y acuerdos adoptados por la Asamblea y la Dirección Ejecutiva del COES*”. Nos ocuparemos de la afirmación en el sentido de que la falta de representación de los miembros pequeños dentro del COES sería crucial para detener el desarrollo de nuevos recursos como la generación distribuida.

Por definición, la generación distribuida se considera instalada dentro de las redes de distribución. No cabría otra posibilidad. Para promover esta actividad se tiene que crear una regulación que no existe en el Perú y que no tiene nada que ver con la gobernanza del COES, al menos no en primera instancia.

Analicemos desde el punto de vista de la operación del sistema. ¿Tiene alguna razonabilidad que el COES se encargue de la coordinación de la operación de cada uno de los generadores distribuidos embebidos dentro de la red de los distribuidores que pueden llegar a ser miles? No, no solo no la tiene, sino que, además, sería antitécnico.

De hecho, en los mercados más avanzados como Alemania, Inglaterra, Dinamarca o España, que cuentan con miles de generadores distribuidos, la organización más común es contar con uno o más TSO (Transmision System Operator) y varios DSO (Distribution System Operator) que son los que se encargan de coordinar la operación y administración de los generadores distribuidos.

Resulta, pues, un despropósito sugerir que los generadores distribuidos deban ser integrantes del COES y más aún, sugerir que el no hacerlo sería una barrera “crucial” para su desarrollo. La barrera está en la falta de regulación al respecto que no define las condiciones operativas y comerciales de esta actividad y eso no depende para nada de la gobernanza del COES.

“Además, al no ser miembro, los Agentes pequeños no pueden impugnar las decisiones tomadas por los órganos del COES y, por tanto, no pueden defender sus intereses. Por ejemplo, un nuevo desarrollador de almacenamiento que no es miembro del COES, no podría impugnar a la Dirección Ejecutiva del COES los contenidos de un nuevo procedimiento en relación, por ejemplo, con la operación de corto plazo.”

“Además, la estructura de votación actual no es lo suficientemente flexible para representar a los Agentes que operan nuevas tecnologías. Por ejemplo, si un desarrollador de almacenamiento está interesado en convertirse en miembro del COES, ¿en qué subcomité participará?: ¿Generación? ¿Usuarios libres? El mismo dilema se aplicará a los agregadores de demanda y/o proveedores de flexibilidad. La ausencia de nuevos Agentes en el COES conducirá a una sub representación de los intereses de estos Agentes en las decisiones que tomen los diferentes órganos del COES”.

Ya hemos visto que, en realidad, no existe barrera alguna para que los Agentes reconocidos por la Ley (grandes o pequeños) puedan ser integrantes del COES y además con un voto que tiene el mismo peso que el Agente de mayor tamaño (artículo 9° del Estatuto). Asimismo, todos los Agentes (grandes o pequeños), aunque no sean Integrantes, pueden impugnar las decisiones del COES (artículo 13, numeral 4, del Estatuto).

Consideramos que la afirmación “la estructura de votación actual no es lo suficientemente flexible para representar a los Agentes que operan nuevas tecnologías” evidencia desconocimiento del ordenamiento jurídico del sector eléctrico y del COES asignando responsabilidad a la “estructura de votación” cuando el problema es más bien que la definición del tipo de Agentes que pueden ser Integrantes del COES. Esta definición está en la Ley 28832 (Definición 1 del

artículo 1) y es lo que habría que modificar; no la estructura de votación ni la gobernanza del COES en general. Una vez hecho este cambio, los “nuevos” Agentes tendrán exactamente los mismos derechos de votación e impugnación que los incumbentes.

5. EL DIRECTORIO NO ES COMPLETAMENTE INDEPENDIENTE DE LOS MIEMBROS DEL COES

Y llegamos por fin a la “*pièce de résistance*” del diagnóstico, la preocupación principal de la CRSE: la posible influencia de los Agentes sobre los directores elegidos para inclinar decisiones a favor de algún grupo de interés.

“Los directores son nombrados por cada subcomité (cada subcomité elige un director, mientras que el presidente del Directorio es elegido por la asamblea). Aunque el cargo de Director tiene una duración de 5 años, los Directores pueden ser reelegidos un número ilimitado de veces. Además, el Director no puede tener ningún vínculo financiero o comercial con los miembros del COES. Sin embargo, no existen incentivos suficientes que impidan que los Directores actúen en nombre del Subcomité que los eligió. Si bien los Directores no tienen mandato vinculante con el Subcomité que los nombró, los Directores tenderían a evitar conflictos con las empresas que componen este Subcomité, a permanecer en su cargo y ser reelegidos una vez finalizado el mandato”.

Estas afirmaciones son correctas conceptualmente. Sin embargo, se deben analizar dos aspectos antes de proponer cualquier reforma al mecanismo de elección de los directores del COES: en qué tipo de decisiones podría haber una actuación no independiente de los directores; y cuál es la real posibilidad de que, dado el esquema de votación en el Directorio, se puedan concretar estas actuaciones indebidas.

Respecto del tipo o naturaleza de las decisiones del Directorio del COES, éstas se pueden agrupar en tres grandes categorías:

- Las de tipo administrativo, es decir, de ejecución del presupuesto, autorización de compras de bienes o servicios, de modificaciones de la estructura organizativa, aprobación de procedimientos administrativos internos (de adquisiciones, temas de recursos humanos, etc.).
- Las decisiones de propuestas de nuevos procedimientos técnicos o modificaciones de estos (son solo propuestas ya que según la Ley 28832 quien los aprueba es el OSINERGMIN).
- Las decisiones sobre controversias con los Agentes.

En cuanto a la primera categoría, resulta muy difícil imaginar algún efecto de un sesgo promovido por uno o más subcomités, que pueda perjudicar a los otros subcomités, puesto que son decisiones que se aplican a la organización COES como un todo, no podrían aplicarse diferenciadamente según intereses de algún subcomité.

En la segunda categoría, es conceptualmente posible que ocurra el caso de que la influencia de un director o un grupo de subdirectores pueda lograr que alguna propuesta de procedimiento técnico sea favorable a ese grupo en perjuicio de los demás. Sin embargo, además de que la forma de votación lo hace muy complicado, como veremos más adelante, no se puede olvidar el hecho fundamental de que la versión final del procedimiento la aprueba OSINERGMIN, quien en teoría podría detectar e impedir cualquier sesgo.

Entonces, la posible influencia de uno o más directores en la propuesta de procedimiento, sesgándolo en un sentido perjudicial a otro grupo de Agentes, queda totalmente neutralizada, haciendo que el riesgo identificado en el diagnóstico como elemento justificativo de cambiar la forma de elección de los miembros del Directorio no tenga ningún valor.

En cuanto a la tercera categoría, es muy importante explicar que el Directorio del COES no toma decisiones de controversias entre los Agentes, sino de controversias entre un Agente o grupo de Agentes en contra de decisiones de la Dirección Ejecutiva del COES. Si se presentan controversias entre los Agentes que no involucran decisiones de la Dirección Ejecutiva del COES, estas se resuelven en el Tribunal de Solución de Controversias del OSINERGMIN. Y las controversias contra las decisiones de la Dirección Ejecutiva siempre son por diferencias en la interpretación de las normas que el COES aplica o para corregir errores materiales (errores de cálculo o de información).

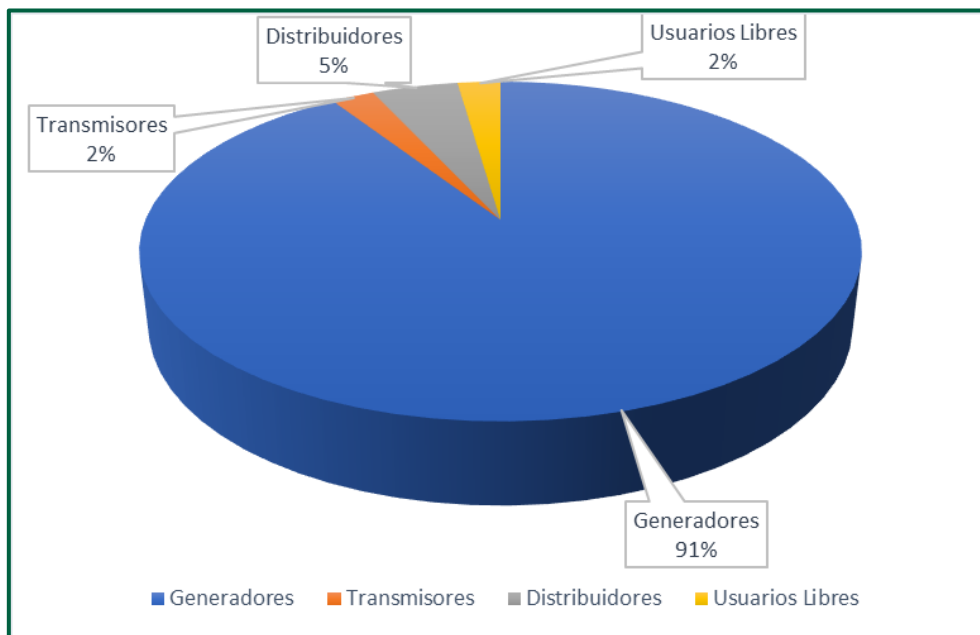
Si bien es cierto que una decisión del Directorio del COES sobre una controversia definitivamente termina favoreciendo a unos Agentes en perjuicio de otros, dado que todas las transacciones en el ámbito del COES son de suma cero, habría que analizar las posibilidades y efectos de una conducta sesgada de uno y varios directores.

En primer lugar, como se muestra en el gráfico a continuación (se tomó la data de 2020 que era el año previo a la presentación del informe de la CRSE), la mayor parte de controversias y las que involucran un mayor efecto económico por la misma naturaleza de la actividad, son planteadas por los generadores. La valorización de sus inyecciones de energía, los pagos por servicios auxiliares, los efectos de la congestión de transmisión en los precios nodales, etc., todos ellos

afectan directamente a los generadores. Y siempre hay un grupo de generadores que pierde y otro que gana, no es posible otro resultado. Entonces, la circunstancia más probable para un director elegido por el subcomité de generadores es que tendría que elegir entre subgrupos de generadores.

Va a ser muy difícil encontrar controversias cuyo resultado favorezca a todo un subcomité. Casi todos los casos involucran solo a un Agente o un grupo de Agentes; rara vez a todos los Agentes de un subcomité. Pese a ello, suponiendo que hubiera alguna decisión que favorezca a un solo subcomité, lo que definiría la posibilidad de causar perjuicio indebido es la forma de votación que veremos más adelante.

Origen de las Apelaciones según subcomité (2022)



Fuente: COES

En lo que se refiere a la forma de votación, el Reglamento y el Estatuto establecen que las decisiones del Directorio son por mayoría simple (3 votos de 5 directores). Si suponemos que un director representante de algún subcomité quiera impulsar una decisión inadecuada o sesgada, no lo puede hacer por sí solo. Debe convencer por lo menos a otros dos directores.

Veamos el balance de intereses dentro del Directorio. Se supone que los intereses contrapuestos son de oferta vs demanda. La oferta (generadores) querrá impulsar cualquier decisión que contribuya a incrementar el costo de la energía, y la demanda (distribuidores y grandes usuarios) tendrán la posición opuesta. Los transmisores son neutros en este tipo de decisiones.

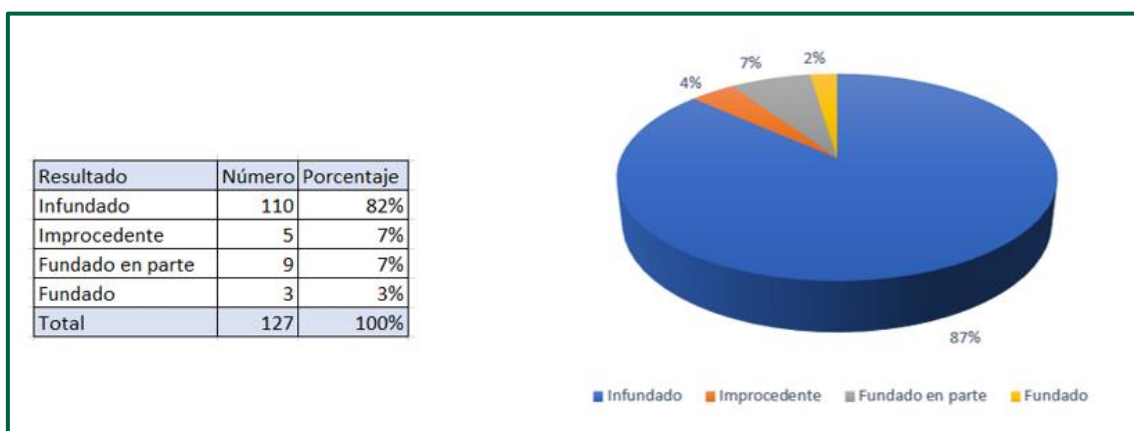
Por otro lado, el precio de venta de generadores a distribuidores y grandes clientes no se afecta de manera directa e inmediata por las decisiones operativas del COES que determinan los Costos Marginales de Corto Plazo, sino que es fijado en licitaciones abiertas que se transforman en contratos financieros bilaterales de largo plazo. Los generadores tendrían que buscar una alianza con los transmisores y el presidente para conseguir una decisión favorable en ese sentido.

En el caso de los distribuidores y grandes clientes, bastaría que consigan la alianza del presidente (que no es elegido por ningún subcomité) o de los transmisores (que no tiene incentivo alguno pues los precios de la electricidad no afectan sus ingresos). Lo que queremos decir es que las mismas reglas de votación y el balance de intereses dentro del Directorio del COES hace que sea muy difícil que un director interesado en quedar bien con el subcomité que lo eligió consiga por sí solo sesgar decisiones del Directorio a su favor.

Debemos anotar además que, de acuerdo con la Ley 28832 (numeral 17.3 del artículo 17°), los directores, una vez cesado su periodo, tienen derecho a un año de remuneración, y esto es lo importante. Mantienen la prohibición de tener cualquier tipo de relación con cualquiera de los Agentes del Sistema Interconectado, con lo cual se pretende minimizar los efectos del fenómeno de la puerta giratoria o la recompensa por determinadas actuaciones dentro del Directorio.

Una comprobación con datos numéricos sobre la capacidad de influenciar sobre el Directorio del COES (con la gobernanza actual, con las supuestas falencias o debilidades expuestas por el consultor de la CRSE) sería revisar los resultados de las apelaciones resueltas por el Directorio del COES el año 2023 (como ejemplo) que mostramos en el gráfico a continuación.

Resultados de los recursos de apelación



Fuente: COES

Solo un 10% de las apelaciones fueron declaradas fundadas total o parcialmente, 10%. Huelgan comentarios.

5.1. Propuesta de reforma

Con la finalidad de otorgar independencia total a los miembros del Directorio y así evitar cualquier tipo de influencia indebida, el consultor de la CRSE propuso como solución, en primera instancia, que los 5 miembros del Directorio sean elegidos por un comité especial al igual que se hace en Chile, ya no por los Agentes. En el caso del vecino país del sur, este comité está conformado por el secretario ejecutivo de la CNE, el presidente del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, el presidente del Panel de Expertos y el director nacional del Servicio Civil.

Haciendo la extrapolación al caso peruano los equivalentes serían el presidente del OSINERGMIN, el presidente del INDECOPI, el presidente Ejecutivo de SERVIR y como no hay Panel de Expertos, probablemente tendría que integrarlo el viceministro de electricidad.

5.2. ¿Cuál es el problema con este planteamiento?

Resulta que todas las instituciones mencionadas son parte del Ejecutivo y sus directivos máximos son nombrados por el mismo gobierno. Por tanto, la probabilidad de una captura política del COES (con todos los males que ello representa y de los que hemos sido testigos los últimos años) es muy alta (de hecho, es mucho mayor que la probabilidad de comportamientos no independientes de alguno o algunos los directores del COES). No es irreal pensar que los representantes del MINEM, OSINERGMIN, INDECOPI y SERVIR podría acatar instrucciones al respecto.

De esta manera, el remedio sería mucho peor que la enfermedad. ¿Cuál es la necesidad de derribar un esquema que según la misma consultoría viene funcionando bien para reemplazarla por un esquema mucho peor?

6. CONCLUSIONES (“LA CERCA DE CHESTERTON”)

En palabras sencillas, esta regla elaborada por el filósofo y ensayista inglés Gilbert Keith Chesterton nos invita a pausar y considerar cuidadosamente las tradiciones, normas o estructuras antes de desafiarlas o desecharlas. Chesterton argumenta que estas construcciones culturales y sociales, como cercas metafóricas, a menudo tienen un propósito y una sabiduría acumulada a lo largo del tiempo.

La propuesta de reforma del COES presentada por la consultoría de la CRSE es un muy buen ejemplo aplicación del principio de la cerca de Chesterton. Hemos mostrado como es que el diagnóstico yerra en su mayor parte, tanto porque no existe el problema que plantean, o porque lo atribuyen a las reglas de votación dentro de la Asamblea o el Directorio en lugar de reconocer que lo que se requiere es la creación de nuevos tipos de Agentes que tendrían los mismos derechos y obligaciones que los actuales. Y, en el caso de la propuesta de un nuevo mecanismo para la elección de los miembros del Directorio, el remedio termina siendo peor que la enfermedad.

Hay muchas mejoras que hacer y adecuaciones a una nueva realidad impulsada tanto por los cambios propios del mercado, como por los avances tecnológicos y la ineludible transición energética; y son más urgentes y necesarias que los cambios propuestos en la gobernanza del COES.

Se requiere, por ejemplo, definir la creación o no de un Mercado de Servicios Complementarios para atender adecuadamente la variabilidad de las fuentes renovables; y definir si se mantiene o no la exoneración a las energías renovables variables de la obligación de prestar el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia. Se requiere, además, que el MINEM apruebe un nuevo Código de Red que se adecúe a los avances tecnológicos y que regule adecuadamente la inserción de las energías variables. De igual forma, la Norma Técnica de Coordinación de la Operación en Tiempo Real (NTCOTR) requiere una actualización completa, así como la Norma Técnica para el Intercambio de Información en Tiempo Real (NTIITR) para considerar las nuevas tecnologías.

Por otro lado, se requiere mejorar la normativa para la aprobación del lanzamiento del proceso de licitación de los proyectos del Plan de Transmisión (PT) y también del Plan de Inversiones en Transmisión (PIT) de los distribuidores para reducir los plazos inaceptablemente largos que hay en la actualidad, que lo que causan son congestiones y cuellos de botella en la transmisión de la energía desde la generación hasta la demanda, cuando no causan restricciones en el servicio o sobrecostos por generación de emergencia. El sistema en general ya está sufriendo los efectos de las falencias en todas estas normas y será peor si no se hace algo al respecto. La gobernanza del COES es un tema menor con respecto a lo señalado.



Paul Súmar Gilt



Ojos que no ven, corazón que no siente



***Paul Súmar Gilt** es socio de Santiváñez Abogados y especialista en energía (proyectos, regulación, tarifas, financiamiento, etc.), asociaciones público-privadas y solución de controversias. Es abogado por la Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP); y cuenta con una maestría en Administración de Empresas por la Universidad del Pacífico, y un diplomado internacional en Gestión Internacional de Energía por la Universidad ESAN.*

1. VERDAD A MEDIAS

En los últimos 30 años, el sector eléctrico peruano ha mejorado de una forma espectacular¹. La cobertura pasó de 49 a 96% (de 2 a 9 millones de conexiones). La energía vendida se multiplicó por 7, y la facturación por 12. La máxima demanda pasó de 1.8 a 7.8 GW. El indicador SAIDI se redujo de 62 a 37, y el indicador SAIFI, de 30 a 12. Empezamos con menos de 10 generadores, y hoy son más de 60.

Es cierto que todo ello no ha sido gratis. La inversión requerida ha sido del orden de 30 mil millones de dólares. La tarifa residencial pasó de 2 a 17 centavos de dólar por kWh. El EBITDA de generación creció de 33 a 1,800 millones de dólares, y el de distribución de -70 (negativo), a 1 142 millones.

¹ Révolo, Miguel. *Balance de la regulación de tarifas eléctricas en el Perú*. PPT presentado en Expo Energía 2024.

Ahora bien, que hubo un avance espectacular, es una verdad a medias. Aplica para lo que llamamos el Sistema Eléctrico Intereconectado Nacional (SEIN), pero no para los Sistemas Aislados. En lo que sigue del presente texto, nos referiremos a éstos últimos, a excepción de Iquitos, el cual merecería, por su tamaño, un análisis individual.

2. LOS SISTEMAS AISLADOS

Aunque todavía no se tiene un inventario oficial verosímil, serían cerca de 900 las localidades aisladas en las que existiría algún tipo de suministro eléctrico en red (por eso se les llama “sistema”). No más de 25 de estos sistemas están servidos por distribuidores estatales. El resto (98%) por municipalidades, la mayoría pequeñas o muy pequeñas. Un puñado por ONG.

En no más de 5 localidades, la máxima demanda excede el umbral de 1 MW. En la gran mayoría se mueve entre 30 y 150 kW. Se sabe que hay mucha demanda reprimida, en parte porque no hay oferta suficiente y confiable, y en parte por falta de redes y acometidas. Según algunos consultores, si se remontaran estos embudos, la demanda podría multiplicarse por dos o tres.

En el 98% de localidades, la generación es térmica con combustible líquido (diésel o residuales). Como quiera que toma días enteros navegar por los ríos para alcanzar las localidades, la logística para llevar combustibles, lubricantes y repuestos para las pequeñas plantas térmicas es muy costosa y complicada. Peor aún, las municipalidades compran grupos de generación “rápidos” (altas revoluciones por minuto, inapropiadas para cargas base), y no tienen mantenimiento apropiado, por lo que andan malográndose al cabo de pocos años de funcionamiento.

Calidad de suministro: terrible. El suministro suele limitarse a algunas horas del día o, peor, algunos días de la semana. En comparación con el servicio que reciben las ciudades y consumidores conectados al SEIN, el servicio aislado es miserable. No más de 25 localidades operan bajo una concesión otorgada por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM). La ausencia de concesión sería el argumento que emplearía el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) para no incluir estas localidades en su plan de supervisión y fiscalización.

Si la cobertura eléctrica se midiera por continuidad del servicio en lugar de cantidad de viviendas conectadas, habría que rectificar a la baja el valor oficial de electrificación nacional. Estamos hablando de medio millón de peruanos, más o menos, con servicio eléctrico precario o muy precario.

Hay políticas públicas para atender y mejorar el servicio de todos los consumidores eléctricos interconectados al SEIN. Son más de 30 los procedimientos y un batallón de supervisores de los que se vale OSINERGMIN para supervisar a los agentes en el SEIN, multa en ristre. ¿Por qué no ocurre lo mismo con los sistemas aislados? ¿Es tan frondoso el follaje amazónico que impide a ministros, funcionarios públicos y congresistas percatarse de los sistemas aislados? ¿O la navegación es tan lenta que los reclamos ruidosos al inicio son apenas perceptibles cuando alcanzan las ciudades?

3. LUZ AL FINAL DEL TÚNEL

Electro Oriente y Electro Ucayali han dado un primer paso positivo para disminuir los problemas. Tras sendos concursos, han contratado inversionistas privados para que en diversas localidades (ver tabla siguiente) se hagan cargo del suministro eléctrico, con plantas nuevas híbridas (fotovoltaicas más diésel). El porcentaje de generación térmica (denominado “límite térmico”) irá disminuyendo progresivamente y posiblemente concluya mucho antes de lo prometido contractualmente.

| ENERGY PARTNERS | | Situación proyectos solares promovidos por Energy Partners en localidades amazónicas servidas por Electro Oriente y Electro Ucayali (a setiembre 2023) | | | | | | | | |
|-----------------|-----------------|--|------------------------|-------------------------|--------------------------|--|--------------------|---------------------|---------------------------|-----------------|
| Item | Distribuidor | Localidad | Inversionista | Capacidad de la Central | Capacidad de acumulación | Límite Térmico | Firma del Contrato | Plazo de suministro | Puesta en Operación Aprox | Estado |
| 1 | Electro Ucayali | Atalaya | Novum Solar | 577 kWp | --- | N.A. | 12/09/2019 | 15 años | Diciembre 2020 | En Operación |
| 2 | | Purús | Novum Solar | 216 kWp | 251 kWh | N.A. | 12/09/2019 | 15 años | Octubre 2020 | En Operación |
| 3 | Electro Oriente | San Lorenzo | Novum Solar | 2.89 MWp | 2.064 MWh | 48.8% primeros 10 años, 10% en adelante | 2/07/2021 | 15 años | Junio 2023 | En Operación |
| 5 | | Requena | Amazonas Energía Solar | 7.5 MWp | 9.65 MWh | 39.9% primeros 10 años, 10% en adelante | 7/12/2021 | 20 años | Junio 2024 | En Construcción |
| 6 | | Nauta | Aggreko Perú S.A.C. | 5.85 MWp | 7 MWh | 43.80% primeros 10 años, 10% en adelante | 7/12/2021 | 20 años | Octubre 2024 | En Desarrollo |
| 7 | | Cabalococha | Amazonas Energía Solar | 7 MWp | 10.5 MWh | 24.5 % primeros 10 años 10% en adelante | 7/12/2021 | 20 años | Febrero 2025 | En Desarrollo |
| 8 | | Tamshiyacu | Amazonas Energía Solar | 2.1 MWp | 3.42 MWh | | 7/12/2021 | 20 años | Mayo 2024 | En Construcción |
| 9 | | El Estrecho | Amazonas Energía Solar | 1.7 MWp | 2.6 MWh | 23.8% por los primeros 10 años, 10 % en adelante | 7/12/2021 | 20 años | Febrero 2025 | En Desarrollo |
| 10 | | Orellana | Amazonas Energía Solar | 1.6 MWp | 2.6 MWh | | 5/09/2022 | 20 años | Junio 2025 | En Desarrollo |
| 11 | | Lagunas | Amazonas Energía Solar | 2.3 MWp | 3.9 MWh | | 5/09/2022 | 20 años | Junio 2025 | En Desarrollo |
| 12 | | Contamana | Amazonas Energía Solar | 9 MWp | 13.7 MWh | | 5/09/2022 | 20 años | Junio 2025 | En Desarrollo |

Fuente: Energy Partners

Conocido es también el trabajo de Acciona Perú², Light Up the World³ y otro tanto de organizaciones no gubernamentales.

² Energía | Perú | Acciona.org, The Energy & Water Foundation. (s. f.). https://www.acciona.org/es/peru/energia/?_adin=11734293023

³ Light Up The World. (2023, 5 septiembre). Current Projects - Development with Energy and Technologies. <https://lutw.org/es/proyectos-actuales/>

Estos avances de Electro Oriente y Electro Ucayali, así como las iniciativas privadas altruistas, son esfuerzos precursores que se deben aplaudir y profundizar. Sin embargo, viendo el número y dispersión de los sistemas aislados (en su gran mayoría localidades amazónicas, muy pequeñas y dispersas en un territorio gigantesco y complicado), los esfuerzos hechos no llegan a ser más que la punta de la punta del iceberg. Se requiere un modelo de intervención nuevo, que pueda ser implementado sistemáticamente.

Los párrafos siguientes sugieren algunas claves para delinear este modelo.

3.1. Tecnología

Antes no había otra opción que combustible líquido, o leña. Hoy sabemos que la ruta simple y económica consiste en sustituir generación térmica por pequeños sistemas fotovoltaicos centralizados, con baterías de larga duración. El precio de largo plazo de la generación caería de más de 250 dólares o más por MWh, a menos de 100; y la continuidad del servicio pasaría a 24/7. Mejor calidad a menor costo.

3.2. Empresas privadas

Si algo se necesita para moverse en el Amazonas es agilidad y flexibilidad. Y esos son antónimos de los atributos del régimen municipal. Inversiones y compras las hacen mal, y tarde o nunca. Los políticos locales se guían por cualquier principio menos por eficiencia o rentabilidad.

En lo que a régimen de compras e inversiones se refiere, a las empresas estatales se les trata como municipalidades o ministerios, razón por la cual no es sostenible un modelo que consista en que la Dirección General de Electrificación Rural (DGER) siga haciendo obra pública para luego endilgarla a distribuidores estatales. Datem del Marañón está más cerca de París que de Iquitos. Agilidad y flexibilidad son sinónimos de empresa privada. Debe involucrarse a empresas privadas, previo concurso bien diseñado.



Fuente: PROFONANPE

3.3. Concesiones ad-hoc

Por ejemplo, se puede dividir el territorio en tres o cuatro áreas. Luego definir niveles de *servicialidad* deseados (cobertura, calidad, etc.), y entregarlas en concesión de largo plazo bajo concurso, donde la variable de competencia sea la retribución a pagar. Estas concesiones no pueden quedar sujetas al voluminoso repositorio normativo de la electricidad en el país. Este repositorio está pensado para las ciudades interconectadas. Considérese, por ejemplo, las migrañas jurídicas que han surgido por tratar el Programa Masivo Fotovoltaico (paneles solares para viviendas aisladas), como si la relación que crea instalar un panel diera lugar a una relación de suministro eléctrico, al que se le debe extender y aplicar por la fuerza, todo el repositorio ciudadano.

La concesión que proponemos es una que incorpore un set de reglas básicas por cumplir: cobertura, calidad, tarifa y supervisión. El modelo que se necesita es el de *regulación por contrato*.⁴

3.4. Behind-the-meter

El concesionario debe promover el uso eficiente de electricidad, en lugar de quedarse agazapado como suministrador de pobreza. En particular, electrificar la cocina, porque el uso de leña en cocina sigue siendo causa de uno de los principales problemas de salud pública⁵. Educación a distancia y Telesalud son

⁴ PUBLIC-PRIVATE-PARTNERSHIP LEGAL RESOURCE CENTER. (2024, 20 octubre). PUBLIC-PRIVATE-PARTNERSHIP LEGAL RESOURCE CENTER. <https://ppp.worldbank.org/public-private-partnership/regulation-contract>

⁵ INEI (Ed.). (2019). Hogares en los que cocinan con Combustibles Contaminantes. Instituto Nacional de Estadística e Informática. https://www.inei.gob.pe/media/MenuRecursivo/publicaciones_digitales/Est/Lib1664/libro.pdf

también temas en los que un concesionario eléctrico puede tener un rol sin que el costo incremental asociado sea importante. No valdría la pena tanto esfuerzo solo para 4 focos y cargar el celular.

La mayor demanda serviría para bajar la tarifa, pero también para incentivar al concesionario. En estas localidades las tarifas deben reflejar la capacidad de pago de los usuarios, no los costos del servicio. Con tanto encargo, ¿podría este Ekeko lograr caminar? ¿Hay subsidio disponible?

4. DINERO SOBRA

El Impuesto de Electrificación Rural (IER) financia las actividades de la DGER y del Mecanismo de Compensación de Sistemas Aislados (MCSA). Este es un subsidio cruzado para acercar la tarifa final que pagan los consumidores aislados a la que pagamos los consumidores conectados al SEIN. Hoy día queda poco espacio para expandir el subsidio a otras localidades, porque la gran Iquitos absorbe mucho de lo disponible para MCSA (que no puede exceder el 50% del IER).

Sin embargo, por un lado, la migración de Iquitos a la energía solar -que está ya en marcha-, bajará su costo total de generación, liberando recursos del MCSA. De otro lado, cada año la ejecución presupuestaria de la DGER ha venido disminuyendo, a pesar que computa como ejecución presupuestal lo que en realidad son transferencias a otras unidades ejecutoras. En ese sentido, ya es hora de modificar el límite del 50%.

OSINERGMIN tiene superávits presupuestarios todos los años, gracias a la creciente recaudación del aporte por regulación (AxR). El número de procedimientos de supervisión ha crecido al son de la recaudación del AxR. Los superávits del AxR terminan diluyéndose cada año, sin retorno, en el Tesoro Público. Estos excesos podrían reorientarse a financiar obras en sistemas aislados.

De esta manera, el MCSA podría tener más recursos disponibles. Basta que las nuevas localidades obtengan una concesión para que automáticamente tengan derecho al subsidio cruzado del MCSA. Dinero sobra. Falta voluntad. Basta navegar con paciencia y apartar el follaje amazónico, para encontrar el norte. Orientadas hacia él, los paneles recibirán los rayos en forma perpendicular.



**Fernando
Jaramillo**

Coordinación y operación en un marco de generación distribuida



***Fernando Alonso Jaramillo Ponce** es abogado por la Universidad Nacional Mayor de San Marcos (UNMSM), y adjunto de docencia de los cursos Derecho Administrativo I y II en la misma casa de estudios.*

1. INTRODUCCIÓN

Con los altibajos de cualquier mercado, nuestro sector eléctrico es uno de los sectores económicos (relacionados a servicios públicos) con mejor desempeño en los tiempos recientes. Esto se ha debido principalmente a importantes reformas realizadas en los últimos treinta años; sin embargo, parece que – desde hace algún tiempo – hemos caído en una situación de piloto automático que augura una falta de reacción institucional ante nuevas crisis que se asoman en un futuro no muy lejano.

Podemos encontrar diversos ejemplos de esta afirmación. Nuestro marco regulatorio de electricidad urge de varias actualizaciones, pero parece que nuestras autoridades están esperando a que el “vaso rebalse” para recién adoptar las acciones necesarias (cabe recordar que las últimas grandes reformas en el sector eléctrico fueron respuesta a situaciones de crisis).

Quizás el ejemplo paradigmático de la falta de voluntad política para emitir regulaciones necesarias es el caso de la Generación Distribuida en el Perú. Desde al menos el año 2006, con la emisión de la Ley para Asegurar el Desarrollo

Eficiente de la Generación Eléctrica¹ (“LDGE”), se reconoció a nivel de norma con rango de ley a la “Generación Distribuida”. Desde dicho momento estamos esperando una reglamentación para esta figura. Si bien a la fecha se han publicado dos proyectos normativos, estos no han visto la luz: más por razones de decisión política que por razones técnicas o legales.

Respecto a regulación de la Generación Distribuida, nuestro país se encuentra en una situación de retraso significativo en comparación de los países en la región Latinoamérica, en los cuales ya desde hace mucho existen instrumentos regulatorios para su promoción. No obstante (sacando el lado positivo), esta situación podría representar una buena noticia para el Perú: llegamos tarde a la fiesta, pero podemos aprovechar la experiencia comparada para desarrollar una norma “vanguardista” y bajo las necesidades tecnológicas que enfrenta el sector.

2. LA ESTRUCTURA DE MERCADO ELÉCTRICO NECESARIAMENTE CAMBIARÁ

Los últimos avances tecnológicos profetizan un cambio estructural en la tradicional industria eléctrica. La descentralización de la actividad de generación eléctrica representa un cambio en el paradigma de la configuración de los mercados eléctricos. Como sabemos, tradicionalmente los grandes centros de generación de electricidad no necesariamente se encuentran en forma cercana a los principales centros de consumo.

La Generación Distribuida es una forma de organización de los mercados eléctricos que implica un cambio radical en su estructura: en esta configuración los centros de generación eléctrica se encuentran aledaños a los puntos de consumo, por lo general, en las redes de los Distribuidores. Así, la Generación Distribuida involucra una disrupción que, además, conlleva una serie de beneficios para los sistemas eléctricos, tales como la reducción de las pérdidas de energía en la transmisión a gran escala, promoción de energías renovables (principalmente mediante el aprovechamiento de la radiación solar), generación de empleo local y descentralizado, resiliencia respecto a los grandes centros de generación, entre otros varios.

Sin embargo, como resulta natural, una alteración estructural de esta naturaleza implica también nuevos retos y problemas para los sistemas eléctricos. Uno de ellos es el relacionado a la **operación y coordinación** que involucra contar con nuevas centrales de generación eléctrica (muchas de ellas a pequeña escala) cerca de los centros de consumo. En dicho contexto, resulta necesario plantear algunos

¹ Aprobada mediante Ley N° 28832 y publicada el 23 de julio de 2006.

criterios para conciliar la regulación actual del sector eléctrico respecto a la nueva reglamentación pendiente sobre la Generación Distribuida.

3. COORDINACIÓN Y OPERACIÓN EN UN CONTEXTO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Desarrollar las funciones de operación y coordinación en un escenario de Generación Distribuida trae a colación la interrogante sobre la mejor manera de gestionar las actividades de operación y coordinación con muchas centrales de generación conectadas a las redes de distribución (y, posiblemente pequeñas en términos de potencia instalada), así como quién es el agente que debería ser el encargado de ejecutar dichas actividades.

En un contexto de Generación Distribuida las funciones operativas se centran principalmente a la coordinación en tiempo real con la finalidad principal de que el despacho de las centrales de generación descentralizadas no afecte la seguridad operacional de los sistemas de distribución, así como a la coordinación sobre el mantenimiento de las instalaciones asociadas para cumplir la referida finalidad.

Eventualmente, en un futuro y con un mercado más desarrollado, posiblemente resulte necesario implementar funciones asociadas a la programación del despacho de las centrales de generación descentralizadas o para la liquidación de transferencias; no obstante, en la etapa inicial de regulación sobre Generación Distribuida consideramos que no es recomendable emitir disposiciones sobre estos aspectos debido a que no es posible avizorar con claridad la evolución de estos mercados eléctricos.

Al momento de desarrollar una reglamentación sobre Generación Distribuida es importante tener en cuenta la regulación vigente sobre la operación de los sistemas eléctricos. La principal norma vigente en esta materia es la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Eléctricos² (“NTCOTR”). La NTCOTR regula, entre otros aspectos, los alcances de las facultades de COES para la operación de los sistemas eléctricos, así como las obligaciones de los Integrantes³ del SEIN para una correcta operación en tiempo real.

Así, la NTCOTR dispone que las funciones operativas del COES tienen como alcance las instalaciones de niveles de tensión igual o superior a 100 kV⁴. De esta

² Aprobada mediante Res. Directoral N° 014-2005-DGE. Publicada el 3 de marzo de 2005.

³ Agentes que pertenecen al COES, que forman parte de los Subcomités de Generadores, Transmisores, Distribuidores y Usuarios Libres.

⁴ Literal d) del art. 1.2.3 de la NTCOTR.

manera, en niveles de tensión menores a 100 kV existe una libertad de los agentes del mercado eléctrico para coordinar y maniobrar directamente sus instalaciones eléctricas. En el mismo sentido también se encuentra regulado en el Procedimiento Técnico N° 9⁵ del COES.

Sin embargo, existe otra regla importante a tener consideración. La NTCOTR dispone adicionalmente que en casos excepcionales podrá ampliarse el alcance de las funciones del COES respecto a instalaciones de menores niveles de tensión cuando exista la posibilidad de afectación de la calidad o seguridad de los sistemas eléctricos. En dicho contexto, resulta necesario identificar hasta qué punto el COES podrá interceder en un marco de centrales de Generación Distribuida conectadas a las redes de distribución.

Como regla general, la coordinación y operación de la Generación Distribuida debería estar a cargo de la empresa de Distribución. Ello se colige a partir de lo enunciado en el DL 1221, el cual resalta la importancia de prever que las inyecciones de los excedentes no afecten la seguridad operacional de las redes de distribución. Asimismo, consideramos que la empresa de Distribución de cada zona de concesión del país se encuentra en mejor posición y conocimiento respecto de la operatividad de sus propias redes de distribución.

No obstante, el próximo Reglamento de Generación Distribuida a emitirse debería integrar la facultad de COES de poder intervenir (previa coordinación) en niveles de tensión inferiores a 100 kV para garantizar la confiabilidad de los sistemas eléctricos. En dicho sentido, la próxima regulación sobre Generación Distribuida no debería obviar que, si bien la empresa Distribuidora es la responsable de la operación y coordinación de sus sistemas eléctricos, existe la posibilidad de que – en casos excepcionales – el COES pueda intervenir aguas abajo bajo los términos de la NTCOTR. No obstante, la intervención de COES debería estar únicamente justificada por razones técnicas y no por razones económicas. De esta manera, si bien COES podría intervenir para salvaguardar problemas de inestabilidad, colapso o variaciones de tensión ocasionadas por la entrada de centrales de generación distribuida, ello no puede implicar que COES tenga facultades asociadas a la programación de despacho en dicho mercado.

Asimismo, a largo plazo (cuando la Generación Distribuida se haya masificado), será relevante que el COES considere en su actividad de programación del despacho de corto y mediano plazo los niveles de energía que las centrales de Generación Distribuida puedan inyectar en los sistemas eléctricos asociados. Ello no implica que COES deba operar estas centrales descentralizadas, sino que se regule algún nivel de coordinación de la empresa Distribuidora con el COES para el intercambio de información sobre los niveles de Generación Distribuida en

⁵ Aprobado mediante Res. N° 086-2017-OS/CD. Publicada el 28 de mayo de 2017.

determinado periodo de tiempo. Para ello, será necesario que los Generadores Distribuidos (de mayor nivel de capacidad instalada) tengan la obligación de remitir a la empresa Distribuidora información sobre sus proyecciones de generación eléctrica, sus compromisos contractuales, así como su disponibilidad operativa (p.e. programas de mantenimientos, indisponibilidades técnicas, etc.).

4. COORDINACIÓN Y OPERACIÓN EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

Naturalmente, al igual que la tradicional generación, la regulación no ha previsto que exista una planificación de las centrales a implementar, sino que esto dependerá de la decisión libre de los agentes que dispongan de recursos y consideren viable desarrollar la Generación Distribuida (ya sea para autoconsumo, venta de excedentes o comercialización pura).

Ergo, una primera preocupación está relacionada al crecimiento desordenado de las centrales de generación conectadas a las redes de distribución y, con ello, a la afectación de los pequeños sistemas eléctricos. Esto hace prever que, en algún momento dado, habrá más generación local que la que resulte necesaria para atender los requerimientos de la zona. En dicho contexto, nos encontraremos en una situación en la que resultará necesario priorizar qué tipo de centrales son las más convenientes para operar. Esta decisión puede tomarse tomando diferentes criterios, tales como:

- (i) Prioridad según la eficiencia económica de la central de generación.
- (ii) Prioridad para centrales de generación que utilicen energías renovables no convencionales.
- (iii) Prioridad para centrales de generación que hayan entrado en operación comercial con anterioridad a las demás.
- (iv) Prioridad para centrales de generación con mayores niveles de capacidad instalada (aprovechando economías de escala).
- (v) Prioridad para centrales de generación que inyectan excedentes tras abastecer autoconsumo.

No existe una fórmula o receta específica sobre este asunto. Tampoco existen criterios en las normas legales que limiten una u otra opción, por lo que esta será una decisión que debería tomarse en la norma reglamentaria de la Generación Distribuida. Sin perjuicio de ello, somos de la opinión de que en su fase inicial

resulta absolutamente necesario adoptar medidas promotoras para que se genere un efecto disruptivo en el mercado eléctrico.

En ese sentido, la opción que privilegia la prioridad en la operación a las centrales que hayan entrado en operación comercial con anterioridad a las demás nos parece óptima siempre que esté limitada a un horizonte temporal que tampoco limite a nuevas tecnologías más eficientes. Esta opción, además, otorga seguridad jurídica a los inversionistas ya que les otorga la posibilidad de recuperar las inversiones realizadas. Asimismo, esta regla puede tranquilamente convivir con la opción de inyección de excedentes de los auto consumidores, en la medida que se tratan de cantidades pequeñas de energía eléctrica que no deberían generar ningún problema serio en las redes de distribución.

A la fecha no sabemos las dimensiones de la Generación Distribuida en términos de capacidad instalada. Este es un aspecto que deberá ser determinado en la reglamentación pendiente. Independientemente de ello, en términos de coordinación y operación de la Generación Distribuida, consideramos relevante que se regulen reglas asociadas a la posibilidad de que las empresas Distribuidoras puedan verificar constantemente las condiciones operativas de las centrales de generación descentralizadas conectadas a las redes de distribución. Para ello, será necesario que a nivel reglamentario se regule la obligación de cumplir con las disposiciones en tiempo real que disponga la empresa de Distribución con la finalidad de garantizar la calidad del suministro eléctrico, así como la seguridad y confiabilidad del mismo. Para ello, será necesario que algunas centrales distribuidas adopten medios de comunicación para el intercambio oportuno de información con las Distribuidoras.

De la misma manera, en un escenario de Generación Distribuida, también existirán instalaciones de generación eléctrica de una capacidad instalada insignificante (principalmente para abastecer autoconsumos), las cuales no representan mayor peligro para la confiabilidad, seguridad y calidad del suministro eléctrico; y, que, además, gestionar su operación y fiscalización resultaría bastante costoso por parte de la empresa Distribuidora. Para este tipo de generación distribuida la operación debe ser libre por parte de dichos agentes, sin perjuicio de las responsabilidades administrativas, civiles o penales que pueda acarrear su gestión negligente.

5. RÉGIMEN DE ACCESO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Otro aspecto que no se puede minimizar es el claro conflicto de intereses en un escenario en el cual la empresa Distribuidora es, a su vez, coordinador y operador de las centrales de generación descentralizadas. Ello porque la inserción de

generadores distribuidos puede significar una reducción de ingresos para la empresa Distribuidora, por lo que resulta razonable que esta última tenga incentivos para negar el acceso o condicionar la correcta operación de las centrales de generación descentralizadas.

Así, a través de la regulación será necesario mitigar este riesgo a través de reglas de neutralidad de las redes y Open Access para el desarrollo de la Generación Distribuida. Estas reglas deben ser, a su vez, fiscalizables por Osinergmin quien además debería poder ordenar la entrada al mercado a través de mandatos de conexión.

De la misma manera, la transparencia de la información es un aspecto relevante para una adecuada implementación de la Generación Distribuida. Ello en la medida que, al existir claridad sobre la situación técnica de las redes de la empresa Distribuidora, permitirá a los potenciales generadores distribuidos contar con mayor claridad para identificar las oportunidades de inversión (zonas más críticas), así como diseñar los modelos de generación distribuida con anticipación.

En esa línea, la reglamentación pendiente sobre Generación Distribuida debería procurar establecer reglas para que las empresas de Distribución tengan una plataforma en la que se transparenten los aspectos técnicos más importantes de los sistemas eléctricos que administran. Asimismo, debe regularse la posibilidad de que puedan remitir la información técnica necesaria a los potenciales inversionistas si estos requieren mayor detalle sobre sus redes de distribución (claro, siempre que sea razonable y no exista una justificación razonable para denegar la información solicitada).

Las normas legales sobre Generación Distribuida (aunque sin reglamentación) reconocen que para la conexión de las centrales de generación descentralizadas en las redes de distribución se deberá reconocer los costos incrementales que esta conexión involucre. Este aspecto es relevante porque nos permite concluir que el legislador ha previsto que la regla general debe ser la libre conexión, sin perjuicio de los costos que la misma genere (los cuales deberán asumidos por quien se conecte).

En dicho sentido, es posible afirmar que incluso en el supuesto de que las redes de la empresa Distribuidora no se encuentren técnicamente adaptadas para recibir una conexión, debe privilegiarse la opción de la interconexión, para lo cual el generador distribuido debería tener siempre la posibilidad de financiar y/o costear las obras necesarias para mejorar las redes de distribución y que las mismas permitan dicha interconexión.

6. EXPERIENCIAS INTERNACIONALES SOBRE OPERACIÓN EN GENERACIÓN DISTRIBUIDA

A comparación de nuestros países vecinos de la región, el Perú no tiene una regulación específica sobre Generación Distribuida, a pesar de que existe desde hace más de quince (15) años una reglamentación pendiente de emisión. No obstante, es posible utilizar la experiencia de otros países para sacar algunas ideas o conclusiones importantes que permitan enriquecer nuestra próxima reglamentación (ya sea advirtiendo aciertos o evitando errores).

Respecto al régimen de operación y coordinación de los sistemas eléctricos, resulta interesante mirar la experiencia de la regulación en Generación Distribuida por parte de Chile, el cual es un país que, como sabemos, tiene un marco regulatorio eléctrico muy similar al nuestro. Las normas que regulan la Generación Distribuida en Chile son la Ley N° 20.571, Ley 21.118, y el Decreto 88 del año 2020⁶.

En el marco normativo chileno, los Medios de Generación de Pequeña Escala pueden ser cualquier generación que se conecten a (i) instalaciones de la empresa Distribuidora; o, (ii) instalaciones del sistema de transmisión nacional. Para efectos de los denominados Pequeños Medios de Generación Distribuida⁷ (“PMGD”) se ha previsto normativamente la coordinación entre el generador distribuido y la empresa Distribuidora para resguardar la seguridad y calidad en las redes de distribución, sin perjuicio de la potestad del Coordinador (COES, en nuestro caso) de velar por la seguridad general del sistema. Veamos algunas reglas que se desprenden del Decreto 88:

- (i) Todo PMGD debe coordinar la operación e intervención de sus instalaciones con la empresa Distribuidora para resguardar la seguridad y calidad de las redes de distribución.
- (ii) El PMGD puede acordar con la empresa Distribuidora algunas limitaciones horarias de sus inyecciones de energía y potencia.
- (iii) El Coordinador puede intervenir en el PMGD requiriendo información y tomando medidas para una adecuada operación del sistema eléctrico general.

⁶ También se ha emitido el Decreto 57 del año 2020 sobre la Generación Distribuida para autoconsumo. No obstante, no forma parte del presente análisis porque el régimen de operación y coordinación es libre (se regulan aspectos asociados a la conexión).

⁷ Proyectos de Generación Distribuida que no necesariamente se encuentran vinculados a un autoconsumo y pueden participar del mercado eléctrico. No pueden superar los 9 MW de potencia instalada (excedentes).

- (iv) El Coordinador debe considerar a los PMGD para efectos de la programación de la operación.
- (v) Las empresas Distribuidoras deben implementar procedimientos y metodologías para la normal operación de la PMGD.
- (vi) El PMGD debe en todo momento acatar las instrucciones de la empresa de Distribución.
- (vii) Dependiendo de la potencia nominal y el impacto que su operación genere sobre el sistema eléctrico, la PMGD debe contar con medios de comunicación que permitan conocer al Coordinador su estado de operación, información de sus consumos e inyecciones de energía y potencia, así como de sus facturaciones.
- (viii) Anualmente, el Coordinador debe emitir un informe sobre las estadísticas de operación de los PMGD y un pronóstico operacional para los siguientes doce meses. Para ello, los PMGD que hayan sido calificados como de impacto significativo deberán remitir al Coordinador sus proyecciones de operación mensual para los siguientes doce meses.
- (ix) El PMGD debe informar a la empresa Distribuidora el plan de mantenimiento de sus instalaciones para el siguiente año calendario, así como cualquier reparación o modificación de dichas instalaciones.

Asimismo, también consideramos relevante explorar la experiencia del caso de Brasil, país que desde el año 2012, a partir de la Resolución Normativa REN N° 482/2012 de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica, cuenta con un marco regulatorio claro sobre la Generación Distribuida. En el caso de Brasil se ha clasificado a la Generación Distribuida en (i) Microgeneración Distribuida (hasta 75 kw); y, (ii) Minigeneración Distribuida (75 kw a 5 MW).

En este marco regulatorio brasilero, nos parece importante resaltar las flexibilidades que se han otorgado para establecer el acceso a las redes que se interconectará la Generación Distribuida. Así, por ejemplo, se han exhortado a las siguientes condiciones:

- (i) Las empresas de Distribución deben adaptar sus sistemas comerciales y adecuar sus normas técnicas para abordar el acceso de la Generación Distribuida, observando incluso las normas internacionales.

- (ii) En esta regulación se estableció un plazo a las empresas Distribuidoras para efectuar las adecuaciones necesarias para permitir la conexión.
- (iii) Implementación por parte de las empresas de Distribución de una plataforma electrónica que permita enviar las solicitudes de acceso y el seguimiento de cada proceso.
- (iv) La empresa Distribuidora orienta a los generadores distribuidos sobre los aspectos de seguridad al momento de la conexión.

También es importante considerar el caso de México, país que ha regulado a la Generación Distribuida mediante la Ley de la Industria Eléctrica y el Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menos a 0,5 MW (DOF 15/12/2016 – CRE). En dicha regulación se define a la Generación Distribuida como la inyección de energía a circuitos (redes) de distribución que contengan una alta concentración de centros de carga.

Es decir, la Generación Distribuida ha sido utilizada regulatoriamente para atender a aquellas zonas en las que existen niveles considerables de demanda (p.e. áreas urbanas pobladas, zonas industriales, etc.). Para ello, resaltamos la existencia de dos criterios importantes de la normativa mexicana sobre las medidas que podrían considerarse al momento de interconectar una central de generación:

- (i) Al momento de la interconexión de una central de generación distribuida debe evaluarse su capacidad instalada, la cual debe ser menor que la demanda esperada de los centros de carga (centros de consumo) en el circuito de distribución al cual será interconectada.
- (ii) La interconexión de la central de generación distribuida debe reducir o no tener impacto en la carga máxima de cada elemento del circuito de distribución.

Finalmente, respecto a los aspectos operacionales, otra referencia importante es el caso de Colombia, país que desde el 2014 tiene un marco regulatorio claro sobre la Generación Distribuida (en el 2014 se emitió la Ley N° 1.715, la cual fue complementada – entre otras normas - con la Res. N° 281 del 2015, la Res. CREG N° 024 del 2015, la Res. CREG N° 174 del 2021 y el Decreto N° 348 del 2017). En Colombia se hace una diferenciación entre (i) Autogeneración; y, (ii) Generación Distribuida. La clasificación según los niveles de potencia nominal es la siguiente:

- (i) Auto generadores de Gran Escala: Potencia instalada mayor a 1 MW.
- (ii) Auto generadores de Pequeña Escala: Potencia instalada de hasta 1 MW.
- (iii) Generador Distribuido: Potencia instalada hasta 1 MW conectado a la red de distribución.

Algunas conclusiones o regulaciones relevantes que se pueden extraer de la experiencia de Colombia sobre los aspectos operaciones en un escenario de Generación Distribuida son las siguientes:

- (i) El Operador de la Red (puede ser, en nuestro caso, la empresa Distribuidora) debe disponer de un sistema de información computacional para que un potencial generador distribuido pueda tener claridad en todo momento de su trámite de conexión. Se prevé la existencia de una ventanilla única.
- (ii) Existencia de un formato de conexión simplificado para las solicitudes de conexión.
- (iii) Una vez que se haya dado la conexión, el sistema de trámite en línea permite que se almacene información de seguimiento de la operación, como, por ejemplo, información asociada a la desconexión, reconexión o retiro del sistema por voluntad propia.
- (iv) Los Auto generadores de Gran Escala y los Generadores Distribuidos deben declarar su programa de generación eléctrica. Los Auto generadores de Pequeña Escala solamente deben informar su entrada en operación y su capacidad nominal máxima declarada.
- (v) Existencia de tecnología de supervisión remota desde el centro de control del Operador de la Red. Los Auto generadores de Pequeña Escala no están sujetos a fiscalización del Operador de la Red.
- (vi) Los Operadores de las Redes deben garantizar que el orden en que se llenan las redes producto de la asignación de capacidad es en el de llegada o registro de los proyectos.

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- La descentralización de la actividad de generación eléctrica representa un cambio en configuración de los mercados eléctricos. Una alteración estructural de esta naturaleza implica también nuevos retos y problemas para los sistemas eléctricos. Uno de ellos es el relacionado a la **operación y coordinación** que involucra contar con nuevas centrales de generación eléctrica (muchas de ellas a pequeña escala) cerca de los centros de consumo.
- Como regla general, la coordinación y operación de la Generación Distribuida debería estar a cargo de la empresa de Distribución. No obstante, el próximo Reglamento de Generación Distribuida a emitirse debería integrar la facultad de COES de poder intervenir (previa coordinación) en niveles de tensión inferiores a 100 kV para garantizar la confiabilidad de los sistemas eléctricos. Este nivel de intervención de COES debe responder únicamente a razones técnicas (para salvaguardar problemas de tensión, por ejemplo) y de ninguna manera por razones económica (esto es, ordenar o influir en el orden de despacho). Asimismo, a largo plazo, será relevante que el COES considere en su actividad de programación del despacho de corto y mediano plazo los niveles de energía que las centrales de Generación Distribuida puedan inyectar en los sistemas eléctricos asociados.
- En algún momento dado, habrá más generación local que la que resulte necesaria para atender los requerimientos de la zona. En dicho contexto, nos encontraremos en una situación en la que resultará necesario priorizar qué tipo de centrales son las más convenientes para operar. Consideramos que en su fase inicial resulta necesario adoptar medidas promotoras. La opción que privilegia la prioridad en la operación a las centrales de generación distribuida que hayan entrado en operación comercial con anterioridad a las demás nos parece óptima siempre que esté limitada a un horizonte temporal que tampoco limite a nuevas tecnologías más eficientes. Esta opción, además, otorga seguridad jurídica a los inversionistas ya que les otorga la posibilidad de recuperar las inversiones realizadas.
- En un escenario de Generación Distribuida, también existirán instalaciones de generación eléctrica de una capacidad instalada insignificante (principalmente para abastecer autoconsumos). Para este tipo de generación distribuida la operación debe ser libre por parte de dichos agentes, sin perjuicio de las responsabilidades administrativas, civiles o penales que pueda acarrear su gestión negligente.
- La inserción de generadores distribuidos puede significar una reducción de ingresos para la empresa Distribuidora constituyéndose un conflicto de

intereses si esta última también asume facultades de acceso y operación. Así, a través de la regulación será necesario mitigar este riesgo a través de reglas de neutralidad de las redes y Open Access para el desarrollo de la Generación Distribuida. Estas reglas deben ser, a su vez, fiscalizables por Osinergmin quien además debería poder ordenar la entrada al mercado a través de mandatos de conexión.

- La reglamentación pendiente de Generación Distribuida es uno de ejemplos de falta de voluntad política para emitir regulaciones (en espera desde hace más de 15 años). Lo positivo de esta situación es que será posible utilizar la experiencia de otros países para sacar algunas ideas o conclusiones importantes que permitan enriquecer nuestra próxima reglamentación (ya sea advirtiendo aciertos o evitando errores). Hemos visto reglas de las experiencias de Chile, Brasil, Colombia y México que podrían replicarse en la reglamentación para la operación en un marco de generación distribuida.



**Gerardo Meza
Oscanoa**



Transacciones comerciales en el mercado de gas natural en estos 20 años de Camisea



***Gerardo Juan Meza Oscanoa** es ingeniero industrial por la Universidad Nacional Federico Villarreal (UNFV). Actualmente, es Especialista en Contratos y Asuntos Regulatorios de Gas Natural en la Gerencia de Supervisión de Energía del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN).*

1. INTRODUCCIÓN

La irrupción de la industria del gas natural como un servicio público en el Perú en agosto de 2004 marcó un hito en la historia energética de la nación, iniciando su viaje con la explotación del gas natural de Camisea y su transporte por ductos hacia el departamento de Lima. Este recurso no solo representó una alternativa energética más sostenible, sino que también inauguró una era de transformación en el tejido socioeconómico del país.

A medida que el gas natural se fue integrando en el día a día de los peruanos, su masificación trascendió fronteras urbanas, llegando a diversas regiones y convirtiéndose en un catalizador de cambio y desarrollo. Este fenómeno no solo recalibra la matriz energética del Perú hacia un horizonte más verde y eficiente, sino que también teje historias de progreso y bienestar en los hogares, subrayando la potencialidad de los recursos naturales cuando se gestionan con visión y responsabilidad.

Nos encontramos a pocas semanas de cumplir veinte años desde el inicio de la operación del proyecto Camisea el cual, hasta la fecha, viene abasteciendo de gas natural a las regiones de Lima, Ica, Arequipa, Moquegua, Tacna, Ancash, La Libertad, Lambayeque y Cajamarca, habiendo conectado a más de dos millones de consumidores siendo en su mayoría consumidores residenciales y comerciales.

2. ESQUEMA REGULATORIO DE LA INDUSTRIA DE GAS NATURAL

El esquema regulatorio del gas natural en Perú está diseñado para fomentar el desarrollo del sector, garantizar la seguridad energética y promover la competencia y la protección de los consumidores. Desde la implementación del Proyecto Camisea, que marcó el comienzo de la explotación de gas natural a gran escala en el país, se han establecido leyes y regulaciones específicas con la finalidad de establecer un panorama propicio para la atracción de las inversiones y la operación eficiente del mercado.

La base del marco regulatorio se encuentra principalmente en la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos. Si bien dicha norma fue aprobada el 20 de agosto de 1993, posteriormente se aprobó su Texto Único Ordenado a través del Decreto Supremo N° 042-2005-EM (publicado el 14 de octubre de 2005). De igual forma, tenemos a la Ley N° 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, publicada el 4 de junio de 1999. Estas leyes delimitan los procedimientos para la exploración, extracción, transporte, distribución y comercialización del gas natural, y establecen la estructura para el otorgamiento de concesiones y la regulación de tarifas.

Por otro lado, el 16 de junio de 2004, a través del Decreto Supremo N° 018-2004-EM, se aprobaron las Normas del Servicio de Transporte de Gas Natural por Ductos, las cuales se encargan de regular la relación entre el Concesionario y sus Usuarios en relación al Servicio de Transporte de Gas Natural por Ductos. Estas normas son de aplicación directa a los servicios prestados por el Concesionario, sin perjuicio de las condiciones particulares de cada servicio. En otras palabras, su objetivo es asegurar que el transporte de gas natural se realice de manera eficiente, segura y económicamente viable, promoviendo así la confiabilidad y sostenibilidad del suministro de gas en el país.

La actividad de transporte no podría desarrollarse sin el marco regulatorio establecido en el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado el 22 de noviembre de 2007 mediante el Decreto Supremo N° 081-2007-EM. Dicha norma define los requisitos técnicos, legales y operativos que las empresas deben cumplir para obtener las concesiones y títulos habilitantes necesarios para la construcción y operación de los ductos. Además, establece las

directrices para la fijación de tarifas, garantizando que estas sean justas y promuevan la inversión en la infraestructura, así como la competencia en el mercado de transporte de hidrocarburos. Tampoco debemos dejar de lado que el Reglamento de Transporte también contempla normas de seguridad y disposiciones relativas al sistema de integridad de ductos.

Finalmente, tenemos al Decreto Supremo N° 040-2008-EM (publicado el 22 de julio de 2008), que aprobó el Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, cuyas disposiciones regulan lo referente a la actividad del servicio público de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, incluyendo los procedimientos para otorgar Concesiones, para fijar las Tarifas, normas de seguridad, normas sobre protección del Ambiente, así como las competencias de OSINERGMIN. De igual forma, se establecen normas claras para la construcción, operación, mantenimiento y expansión de la infraestructura de distribución; y también se promueve el acceso abierto a las redes de distribución, lo cual es fundamental para garantizar la competencia en el mercado del gas natural.

En ese marco, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) juega un papel crucial en este esquema, debido a que supervisa las actividades relacionadas con el gas natural para asegurar la competencia justa y proteger los derechos de los consumidores. Concretamente, el artículo 5.4 del Reglamento de Fiscalización y Sanción de las actividades energéticas y mineras, aprobado mediante la Resolución N° 208-2020-OS-CD, establece que, respecto de la industria del gas natural, OSINERGMIN ejercerá sus funciones de fiscalización y sanción en las actividades de exploración, explotación y producción, procesamiento, almacenamiento, transporte por red de ductos, distribución por red de ductos, y comercialización.

Es importante precisar que el marco regulatorio peruano enfatiza en la importancia de la seguridad y la calidad en la distribución de gas natural. Establece estándares rigurosos para las operaciones de las redes de distribución, asegurando que estas sean seguras y confiables. El aspecto de la protección al consumidor es también una prioridad en la regulación, con disposiciones que aseguran la transparencia, el acceso a la información y mecanismos efectivos para la resolución de reclamaciones.

De manera ilustrativa, se muestra un listado de las principales normas vinculadas al sector del gas natural en el Perú:

| Cronología de las principales normas de la industria del gas natural en el Perú | | |
|---|----------------|--|
| Año | N° de la norma | Denominación de la norma |
| 1993 | Ley 26221 | Ley Orgánica de Hidrocarburos |
| 1996 | Ley 26734 | Ley del OSINERGMIN |
| 1997 | Ley 26821 | Ley Orgánica para el aprovechamiento sostenible de los recursos naturales |
| 1999 | Ley 27133 | Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural |
| 1999 | DS 040-99-EM | Reglamento de la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural |
| 2002 | DS 032-2002-EM | Glosario, Siglas y Abreviaturas del Subsector Hidrocarburos |
| 2004 | Ley 28176 | Ley de Promoción de la Inversión en Plantas de Procesamiento de Gas Natural |
| 2004 | DS 018-2004-EM | Normas del Servicio de Transporte de Gas Natural por Ductos |
| 2007 | DS 043-2007-EM | Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos |
| 2007 | DS 081-2007-EM | Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos |
| 2008 | DS 040-2008-EM | TUO del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos |
| 2010 | DS 046-2010-EM | Reglamento del Mercado Secundario de Gas Natural |

Fuente: Elaboración propia

3. MERCADOS DE GAS NATURAL EN EL PERÚ

En el mercado peruano se encuentran reguladas todas las etapas de la cadena de gas natural provenientes del proyecto Camisea. Así, actualmente, en la etapa de producción existe un único productor, el cual se encarga del abastecimiento del mercado interno (Pluspetrol – Lote 88). Este tiene un precio regulado en el contrato de licencia celebrado con el Estado (vigente hasta el 2040).

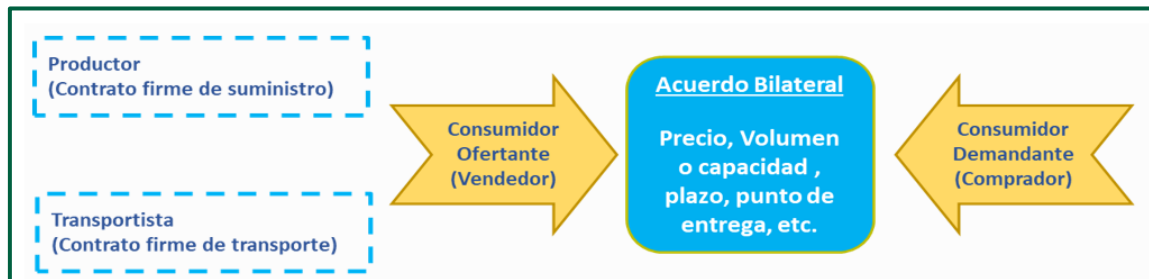
Asimismo, las actividades de transporte y distribución de gas natural son reguladas y forman parte del **Mercado Primario** de gas natural. De igual manera, han sido declarados expresamente como servicios públicos. En el caso del transporte, la Octogésima Segunda Disposición Complementaria Final de la Ley N° 30114, Ley de Presupuesto del Sector Público para el Año 2014 dispuso que el transporte de hidrocarburos por ductos es un servicio público y se regula conforme a las disposiciones legales vigentes. En el caso de la distribución, el

artículo 79 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos fue la que declaró que la distribución de gas natural por red de ductos es un servicio público.

Es importante realizar una diferenciación entre el Mercado Primario y Secundario, de conformidad con el Reglamento del Mercado Secundario de Gas Natural, aprobado por el Decreto Supremo N° 046-2010-EM. En base a esta norma, en el Mercado Primario, los Productores y los Concesionarios de Transporte suscriben con los Consumidores, respectivamente, contratos de suministro y contratos de transporte. En cambio, en el Mercado Secundario, los Consumidores Ofertantes transfieren volumen y/o capacidad de transporte de Gas Natural a los Consumidores Demandantes.

Sin embargo, se puede decir que, en estricto, hoy en día no existe en estricto un **Mercado Secundario**, dado que los excedentes de capacidad de transporte de gas natural a firme de los consumidores independientes son concertados mediante Acuerdos Bilaterales (ver Gráfico N° 1).

Gráfico N° 1 – Funcionamiento de los Acuerdos Bilaterales

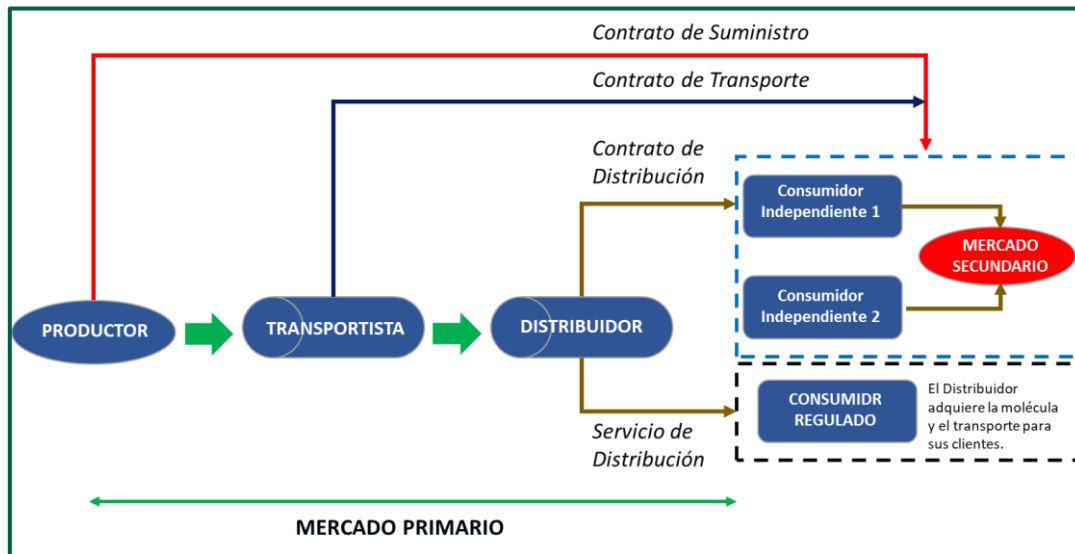


Fuente: Elaboración propia

En el caso de consumidores regulados, el distribuidor es el encargado de contratar el suministro y el transporte de gas natural. Posteriormente, estos cargos son trasladados a cada usuario (*pass through*).

En el siguiente gráfico N° 2 se puede apreciar la estructura del mercado de gas natural en el Perú.

Gráfico N° 2 – Estructura del mercado de gas natural



Fuente: Elaboración propia

4. RÉGIMEN DE CONTRATOS DE GAS NATURAL EN EL MERCADO PERUANO

Hoy en día, en el mercado peruano, la forma de adquirir gas natural es a través del productor o del transportista, y ello depende de la categoría de consumidor en la que califique el interesado para obtener el gas natural.

Así, por un lado, la calificación de consumidor independiente permite que el interesado pueda negociar y celebrar un contrato directamente por la compra del gas natural con el productor, participar en el proceso de oferta pública por el servicio de transporte del gas natural, obteniendo, por consiguiente, un contrato para cada segmento. Por otro lado, en tanto a la calificación de consumidor regulado, este contará con un único contrato, suscrito con el distribuidor, el cual incluirá el precio medio del gas natural, la tarifa media de transporte y la tarifa por la distribución del gas natural.

De acuerdo con el TUO del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, un consumidor regulado será aquel que adquiera Gas Natural por un volumen igual o menor a treinta mil Metros Cúbicos Estándar por día (30 000 m³/día). Al respecto, el artículo 65 del mencionado Reglamento señala que, de forma previa al inicio de la prestación del servicio de Distribución, el Consumidor Regulado debe suscribir un contrato de adhesión de Suministro con el Concesionario. Este contrato es aprobado de acuerdo a las disposiciones que establezca el OSINERGMIN.

Por otro lado, el consumidor independiente será quien adquiera Gas Natural directamente del Productor, Comercializador o Concesionario, siempre y cuando se trate de un volumen mayor a los treinta mil metros cúbicos estándar por día (30 000 m³/día), y por un plazo no menor a seis meses. Lo interesante de tener la condición de “independiente” es que el usuario podrá adquirir el gas natural directamente del productor; el transporte directamente del Concesionario de transporte; y la capacidad de distribución directamente del Concesionario de distribución.

En la normativa aplicable, se regulan los principios y condiciones básicas que se deben cumplir en todas las etapas de la cadena comercial del gas natural. Asimismo, se hace un énfasis en la etapa de producción, debido a que los servicios de transporte y distribución cuentan con una regulación específica.

De esta manera, el numeral 3.2 del artículo 3 del referido Reglamento de la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural establece que, en las relaciones comerciales derivadas de la compraventa o suministro de gas natural, así como por el servicio de transporte y distribución de gas natural, no se podrá aplicar condiciones desiguales para prestaciones equivalentes, que coloquen a unos competidores en una situación desventajosa frente a otros. Estos son los principios básicos que deberán observar el productor y los proveedores del servicio de transporte y distribución cuando celebren contratos con sus clientes.

Los contratos mencionados pueden ser de dos tipos, en función de la reserva de capacidad de molécula o capacidad de transporte de gas natural.

A. Contrato Firme:

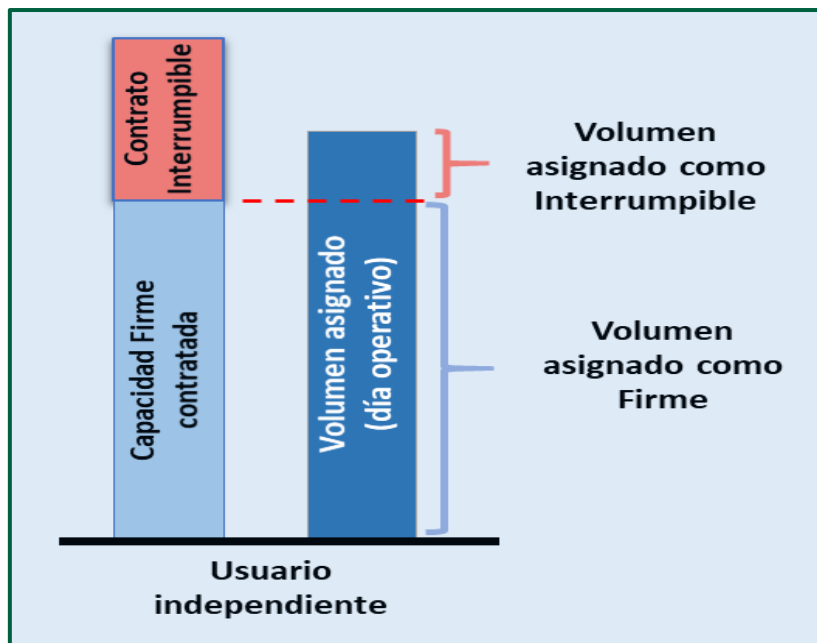
- a. El productor y transportista están obligados a cumplir con tener a disposición la capacidad contratada diaria, salvo una emergencia declarada.
- b. El usuario está obligado a pagar por la reserva de capacidad, independientemente de su uso y según condiciones de su contrato.

B. Contrato Interrumpible:

- a. El productor y el transportista no están obligados a cumplir con poner a disposición la capacidad contratada diaria, sino que ésta se encuentra sujeta a disponibilidad, luego de atender a consumidores que contrataron bajo la modalidad a firme.
- b. El usuario sólo paga el uso efectivo del servicio, la tarifa es diferente a la que corresponde a la modalidad de firme.

En el siguiente gráfico N° 3 se muestra el esquema de asignación de gas natural para el suministro y transporte de gas natural, según modalidad:

Gráfico N° 3 – Asignación de gas natural según modalidad de contrato



Fuente: Elaboración propia

Podemos mencionar, entonces, que mientras el servicio firme consiste en un servicio de transporte que no está sujeto a restricciones, salvo por causas no imputables al transportista y por ello se paga por la capacidad reservada se utilice o no; el servicio interrumpible puede ser variado por el transportista y por ello se paga por el servicio de transporte efectivamente recibido.

4.1. Contratos de suministro de gas natural

El gas natural que se destina al mercado interno en Perú se extrae del Lote 88, cuya titularidad la tiene el Consorcio Camisea, el cual suscribió un contrato de licencia con el Estado. Ello le permite al Consorcio Camisea ser el propietario del gas natural producido en sus instalaciones. Si bien el Consorcio tiene libertad para decidir con qué empresas contratar, dicha libertad se encuentra limitada por los precios máximos fijados en el contrato de licencia, así como las cláusulas generales de defensa de la competencia que le prohíben diferenciar injustificadamente las condiciones entre sus compradores.

En esta etapa de la cadena de valor de gas natural, el régimen de contratos de gas natural en Perú se estructura alrededor de los Contratos de Suministro de Gas Natural, los cuales son fundamentales para la viabilidad económica y operativa de los proyectos de gas. Estos contratos vinculan al productor de gas natural con

los consumidores, ya sean empresas de distribución que dan suministro a clientes regulados, o clientes independientes (< 900 000 m³/mes), quienes negocian directamente el suministro.

Sin embargo, el marco legal contempla situaciones en las cuales puede existir disponibilidad de molécula de gas y considerando que el requerimiento del gas natural por los interesados sea considerable, el Productor puede realizar ofertas públicas para los interesados de un volumen determinado exigiendo ciertos requisitos, que básicamente están orientados a que los postores garanticen la adquisición y el pago del volumen de gas natural demandado (ejemplo: gas para la petroquímica), como ocurrió en los primeros años de operación del Proyecto Camisea.

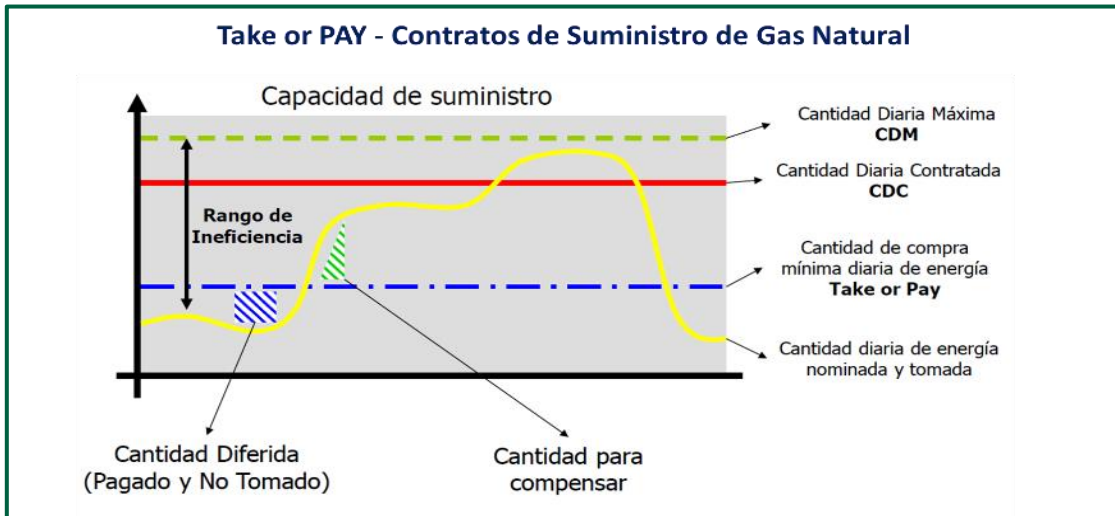
Siguiendo con lo anterior, los contratos de suministro establecen los términos y condiciones bajo los cuales el gas se venderá y comprará, incluyendo la cantidad de gas a suministrar, el precio, la duración del contrato y las condiciones de entrega. Estos acuerdos buscan distribuir y gestionar los riesgos asociados a la producción y el consumo de gas natural, así como el riesgo del volumen y del precio.

Una característica singular de estos contratos son las cláusulas *take-or-pay*. Estas cláusulas obligan al comprador a pagar por una cantidad mínima de gas, indistintamente de su consumo o no. De esta manera, se asegura un flujo de ingresos constante para el productor. Esta estructura contractual ayuda a mitigar el riesgo financiero para los productores, facilitándose la inversión en infraestructura y la explotación de gas. Además, los contratos pueden incluir mecanismos de ajuste como *make-up* y *carry forward*, los cuales permiten al comprador compensar el gas que no se ha consumido en periodos futuros o ajustar las cantidades en función del consumo real, ofreciendo cierta flexibilidad dentro del marco contractual rígido del *take-or-pay*.

En ese sentido, los contratos de suministro son esenciales para el desarrollo de proyectos de gas natural en Perú, debido a que proporcionan la seguridad financiera necesaria para justificar las exorbitantes inversiones necesarias para la exploración, producción y desarrollo de infraestructura de gas natural.

En el siguiente gráfico se muestran las características del Contrato de Suministro de gas natural.

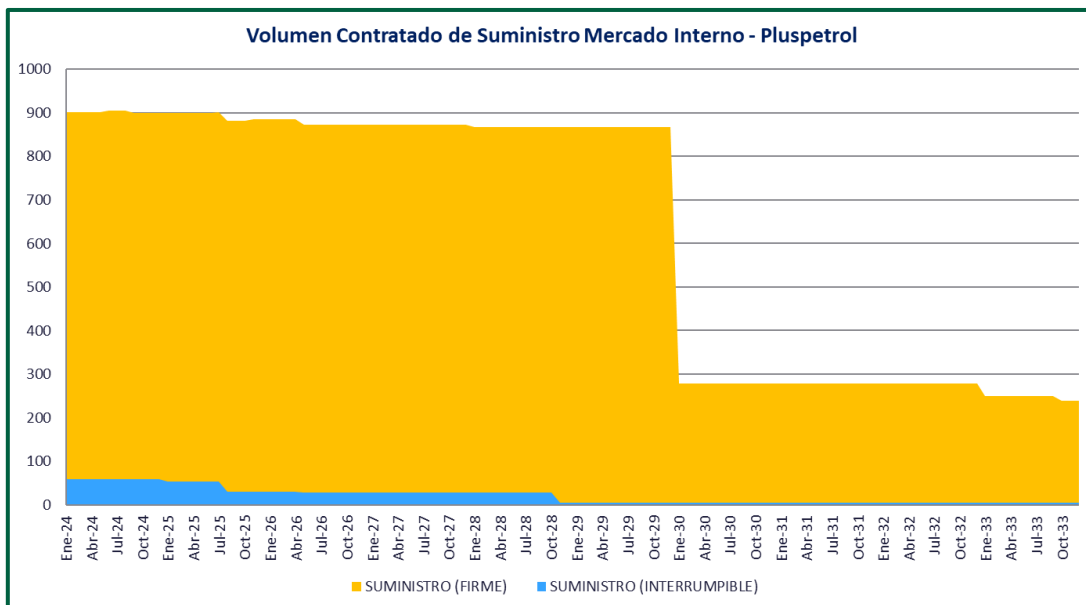
Gráfico N°4 – Régimen Take or Pay



Fuente: Elaboración propia

En la actualidad, según información publicada por PERUPETRO, se tienen las siguientes capacidades contratadas de suministro de gas natural para el mercado interno provenientes del lote 88.

Gráfico N° 5 – Capacidades de suministro contratadas en gas natural



Fuente: Boletín estadístico de gas natural - OSINERGMIN

Como se puede observar, a marzo de 2024 están comprometidos 900,54 MMPCD en modalidad de firme y 58,45 MMPCD en modalidad interrumpible. Estos contratos tienen diferentes plazos de vigencia y se van renovando a solicitud de los consumidores independientes y conformidad del productor.

4.2. Contratos de transporte de gas natural

El transporte de gas natural en Perú se realiza a través de redes de ductos que van desde las instalaciones de producción (Planta Malvinas), hasta puntos de entrega específicos, los cuales pueden ser *City Gates*, en donde el gas se entrega a las redes de distribución locales, o bien, instalaciones de entrega a Consumidores Independientes. Este servicio de transporte es un segmento que típicamente tiene las características de un monopolio natural, y, por tanto, se encuentra regulado, para poder asegurar el acceso abierto y evitar las prácticas monopolísticas.

Las condiciones del servicio de transporte de gas natural se establecen en los contratos, los cuales son negociados entre los Usuarios del Servicio y la Concesionaria de Transporte. En Perú, las tarifas de transporte se han preestablecido por la autoridad competente, y en estas prevalece el equilibrio entre la necesidad de recuperar las inversiones y operar la infraestructura de manera eficiente, y la necesidad de ofrecer un servicio accesible para los usuarios del gas.

Los contratos firmes garantizan la capacidad de transporte y requieren que el usuario pague por esta capacidad reservada, independientemente de si la utiliza o no conocido como el *delivery or pay*, similar a las cláusulas *take-or-pay* en los contratos de suministro de gas natural. Este marco contractual es esencial para un económico u eficiente funcionamiento del sistema de transporte de gas natural en Perú, proporcionando la infraestructura necesaria para el traslado del gas desde las fuentes de producción hasta los centros de consumo en todo el país.

Para contratar el servicio de transporte es necesario previamente participar en un proceso de licitación de asignación de capacidad disponible llevado a cabo por el transportista y fiscalizado por el OSINERGMIN. Este proceso está regulado por el Decreto Supremo N° 016-2004-EM, mediante el cual se aprobó “Las Condiciones Generales para la Asignación de Capacidad de Transporte de Gas Natural por Ductos”.

El proceso de asignación de capacidad de transporte se inicia con una “Oferta Pública” que debe realizar el transportista por lo menos cada doce (12) meses, cuando exista capacidad disponible en su sistema de transporte.

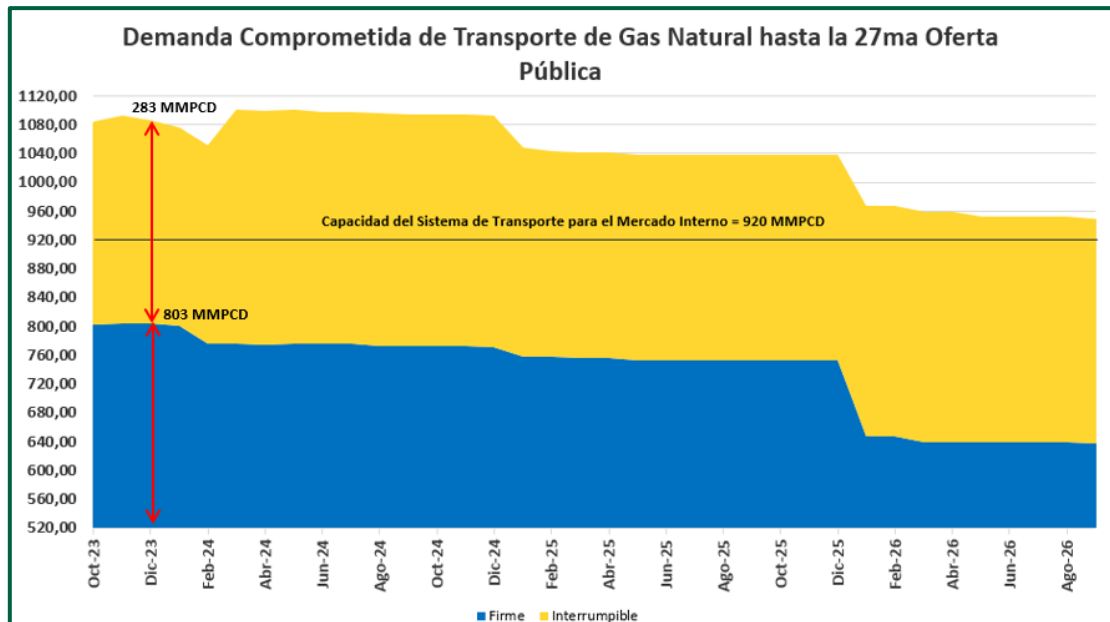
En este proceso de asignación de capacidad pueden participar todos los interesados en contar con la prestación del servicio de transporte de gas natural, los que deben cumplir con los requisitos que se establezcan en el pliego de bases y condiciones elaborado por el transportista y aprobado por el regulador. Actualmente la asignación de la capacidad ofertada se realiza bajo la modalidad de servicio Firme. El pliego de bases debe indicar necesariamente el criterio de

evaluación, y la modalidad en la que se resolverá cuando exista una igualdad de ofertas (por ejemplo, mediante el prorrateo de las capacidades solicitadas). En el caso de la modalidad interrumpible, los consumidores independientes interesados deben acordar de forma directa con el transportista (Transportadora de Gas del Perú).

Producto de las subastas que organiza el Concesionario, se adjudica la capacidad firme requerida por los consumidores independientes. Al respecto, es importante señalar que, a diferencia de los Contratos de Suministro (cuyos términos son negociables), en el caso de los Contratos de Transporte solo existe libertad para definir plazos y volúmenes, ya que las reglas de las licitaciones del “open season” no permiten una negociación real, por más que en la fase de licitación exista la formalidad denominada como etapa de negociación. En los hechos, los usuarios aceptan casi en su integridad los textos de contratos que son planteados por el Concesionario de Transporte.

Desde el inicio del proyecto Camisea, el transportista ha llevado a cabo 27 Ofertas Públicas de Capacidad de Transporte, considerando estos resultados tenemos en el gráfico N° 6.

Gráfico N° 6 – Capacidades de transporte contratadas (firme e interrumpible)



Fuente: Boletín estadístico de gas natural - OSINERGMIN

Como se puede observar, luego de la 27ª edición de la Oferta Pública, están comprometidos 803 MMPCD en modalidad de Firme; y respecto a la modalidad de interrumpible se tiene 283 MMPCD. Por otro lado, la capacidad actual del ducto del transportista es de 920 MMPCD para el mercado interno.

4.3. Contratos de distribución de gas natural

La distribución de gas natural en Perú se realiza a través de redes de ductos de acero y polietileno desde las puertas de ciudad (City Gates), hasta los puntos de entrega a las instalaciones de los usuarios finales de diversas categorías tarifarias: residenciales y comerciales, estaciones de servicio GNV, así como pequeñas y medianas industrias (todos los cuales son por lo general usuarios regulados); grandes consumidores que contratan de forma independiente el suministro y el transporte de gas natural directamente con el productor y el transportista, respectivamente.

Ahora bien, en el caso de los consumidores independientes, estos suscriben contratos de servicio con los concesionarios de distribución (contratos de distribución), a efectos de contar con la capacidad suficiente para trasladar el gas natural desde los City Gates o desde los puntos de entrega del Concesionario de Transporte, hasta las instalaciones para el consumo final.

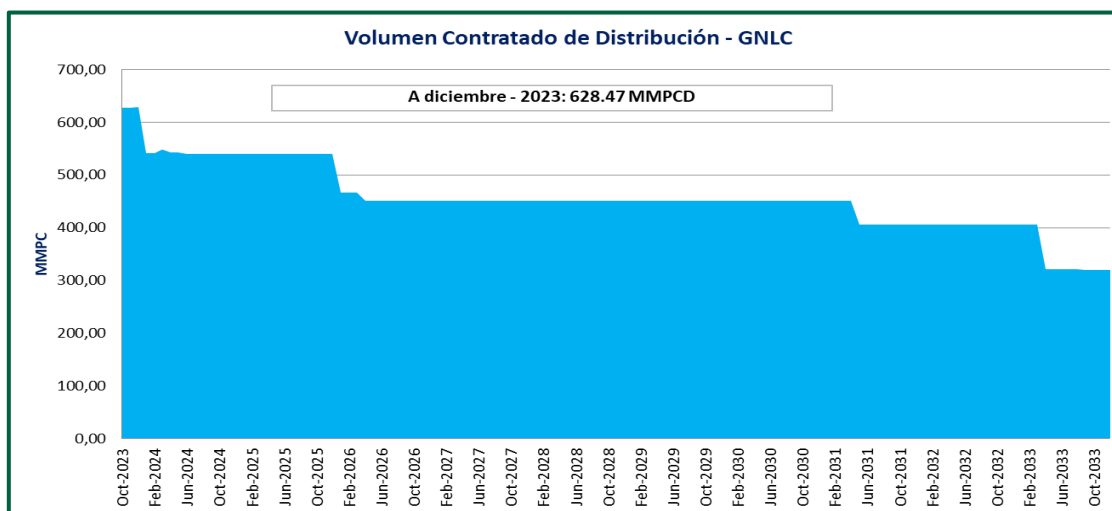
Mediante el contrato de distribución, el concesionario se compromete a prestar el servicio de distribución de gas natural a los consumidores independientes que se encuentren dentro de su zona de concesión. Asimismo, se rige bajo el principio de acceso abierto, es decir, los consumidores independientes tienen derecho a acceder al servicio de distribución de gas natural, siempre y cuando cumplan con los requisitos técnicos y de seguridad establecidos por el concesionario y la normativa vigente.

Ello quiere decir que los clientes que se encuentran dentro de una zona comprendida en una concesión de distribución deberán ser atendidos obligatoriamente por la empresa distribuidora, siempre que su conexión sea técnica y económicamente viable. Para poder acceder al servicio de distribución, se debe pagar un derecho de conexión, que garantiza la capacidad total solicitada al sistema de distribución.

Las tarifas aplicables para los consumidores independientes son fijadas por Osinergmin en los procesos regulatorios. Dichas tarifas incluyen cargos fijos y variables. En cuanto a su vigencia, estos contratos suelen tener una duración determinada, pero pueden ser renovados de acuerdo con los términos y condiciones establecidos.

Actualmente, sólo las concesionarias de Gas Natural de Lima y Callao S.A. (Cálidda) y Contugas S.A.C. han suscrito contratos de servicio de distribución con consumidores regulados independientes (< 30 000 m³/día). A continuación, mostramos la capacidad de distribución contratada a diciembre de 2023 en Cálidda.

Gráfico N° 7 – Capacidades contratadas de distribución



Fuente: Boletín estadístico de gas natural - OSINERGMIN

5. CONCLUSIÓN

Los contratos son instrumentos fundamentales que permiten el funcionamiento eficiente de la cadena de valor del gas natural, desde la producción hasta el consumo final. Su correcta regulación y cumplimiento garantizan la seguridad energética, la protección de los derechos de los consumidores y la sostenibilidad del sector.

En el caso de los contratos de suministro, estos establecen las condiciones bajo las cuales los productores entregan el gas a las empresas comercializadoras o distribuidoras. Aspectos como precios, volúmenes, calidad del gas y plazos son cruciales para la planificación de la oferta.

Los contratos de transporte regulan dicho servicio por el sistema de ductos desde la Planta Malvinas hasta las instalaciones de entrega de los Concesionarios de Distribución. Una adecuada regulación de tarifas, acceso abierto y una correcta gestión de capacidades de transporte es clave para promover la competencia y evitar discriminaciones.

Finalmente, los contratos de distribución definen la relación entre las distribuidoras y los consumidores finales, residenciales, comerciales e industriales. Estos establecen tarifas, calidad del servicio, derechos y obligaciones para garantizar un suministro confiable y seguro al usuario final.

Por ende, un marco contractual sólido y transparente, que vaya acorde a políticas públicas coherentes, propicia la inversión, el desarrollo de infraestructura y la

expansión del mercado del gas natural en beneficio de la sociedad y la economía nacional. A causa de lo antes mencionado, un desafío constante es encontrar un equilibrio justo entre los intereses de todos los actores involucrados.



Rosa Carrillo



Julia Álvarez



Breves comentarios a lineamientos del TASTEM: Suficiencia probatoria en infracciones sobre magnitudes físicas, y periodo para el cálculo del beneficio ilícito



Rosa María Carrillo Salazar es abogada por la Universidad de Lima y egresada de la Maestría en Derecho Civil de la Universidad Femenina del Sagrado Corazón. Por otro lado, Julia Rosa Álvarez Figueroa es abogada por la Universidad de San Martín de Porres. Ambas son especialistas en Derecho Administrativo Sancionador. Las opiniones y/o comentarios vertidos por las autoras en el presente artículo se efectúan a título personal.

1. INTRODUCCIÓN

La actividad de fiscalización del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante, “Osinergmin”) tiene como fundamento esencial verificar de forma permanente que el desarrollo de las actividades bajo su ámbito de supervisión respete el marco normativo que las regula. De acuerdo con ello, Osinergmin despliega acciones de fiscalización que, mayormente, implican inspeccionar el cumplimiento de magnitudes físicas previstas en normas técnicas, tales como la longitud, velocidad, presión, etc. Por ello, resulta indispensable garantizar que la realización de estas actividades de fiscalización cumpla con el marco legal establecido para dicho fin, el cual contempla, entre otros, el deber de la autoridad de verificar los hechos que sustentan sus decisiones.

Así pues, una vez que el órgano sancionador determina la existencia de responsabilidad administrativa, debe imponer al agente infractor la sanción que corresponda. Para tal efecto, debe aplicar la tipificación pertinente la cual, en su mayoría de veces, establece sanciones de naturaleza pecuniaria, es decir, multas.

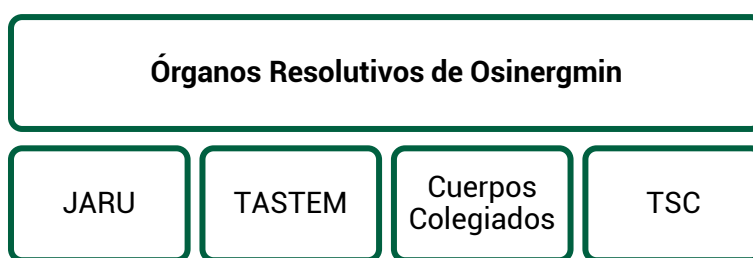
Las acciones antes indicadas: fiscalizar y sancionar, muchas veces son cuestionadas por los agentes fiscalizados, quienes optan por recurrir a las decisiones del órgano sancionador para que sean revisadas en segunda y última instancia administrativa.

En atención a lo expuesto, consideramos pertinente comentar en el presente artículo dos criterios desarrollados por el Tribunal de Apelaciones de Sanciones en Temas de Energía y Minería (en adelante, el “TASTEM”), la última instancia administrativa de Osinergmin, relacionados específicamente con las acciones de fiscalizar y sancionar.

De manera previa al desarrollo de los comentarios brindaremos algunos alcances relacionados con la organización y funciones de los órganos resolutores de Osinergmin, del cual forma parte el TASTEM, lo que permitirá tener una aproximación al marco normativo que regula su actuación.

2. ALCANCES SOBRE LOS ÓRGANOS RESOLUTIVOS

Conforme se ha previsto normativamente, los organismos reguladores cuentan con tribunales administrativos que forman parte de su estructura orgánica y constituyen los denominados órganos resolutores¹. En el caso de Osinergmin, los órganos resolutores² son los siguientes: los Cuerpos Colegiados de Solución de Controversias (en adelante, “CC”), el Tribunal de Solución de Controversias (en adelante, “TSC”), la Junta de Apelaciones de Reclamos de Usuarios (en adelante, “JARU”) y, como ya se adelantó, el TASTEM.



Tales órganos se caracterizan por contar con plena autonomía en el ejercicio de sus funciones. Es decir, no se encuentran subordinados jerárquicamente al ningún órgano del Osinergmin y actúan con independencia de los administrados. Asimismo, su actuación se rige por la normativa vigente, así como por los principios y fuentes del derecho administrativo establecidos en el Título Preliminar del Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444 (Ley del Procedimiento

¹ Ver artículo 9 de la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores.

² Ver artículo 48 del Reglamento de Organización y Funciones de Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N° 010-2016-PCM y el artículo 3 del Reglamento de los Órganos Resolutores de Osinergmin aprobado por Resolución N° 044-2018-OS/CD.

Administrativo General), aprobado por Decreto Supremo N° 004-2019-JUS³, en adelante (“el TUO de la Ley N° 27444”). Más aún, la última modificación del artículo 9 de la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores, refuerza el carácter de los pronunciamientos de los tribunales administrativos al establecer de forma expresa que son de obligatorio cumplimiento y constituyen precedentes vinculantes en materia administrativa, cuando corresponda⁴.

Ahora bien, tal como se ha previsto en el Reglamento de los Órganos Resolutivos de Osinergmin, aprobado por la Resolución de Consejo Directivo N° 044-2018-OS/CD, el TASTEM puede conformar una Sala Plena, consistente en la reunión de la totalidad de sus vocales titulares y suplentes, con la finalidad de uniformizar los criterios que aplican, pudiendo aprobar lineamientos y precedentes de observancia obligatoria sobre la materia de su competencia⁵.

Resulta oportuno indicar que, según lo establecido en el Título Preliminar del TUO de la Ley N° 27444⁶, aquellos actos administrativos que al resolver casos particulares interpreten de forma general el sentido de la legislación constituyen precedentes de observancia obligatoria. De acuerdo con ello, este tipo de pronunciamientos tienen carácter vinculante, por lo que deben ser aplicados al resolver casos similares.

Por su parte, los lineamientos, también llamados criterios resolutivos, no tienen carácter vinculante al no constituir precedentes de observancia obligatoria. No obstante, brindan a los administrados predictibilidad en las decisiones que adopta la administración, ya que a través de estos se orienta su actuación ante una determinada casuística de naturaleza recurrente o relevante.

El TASTEM es un tribunal administrativo especializado que cuenta con dos Salas: i) Sala 1, competente para atender recursos de apelación en temas de electricidad y gas natural, y; ii) Sala 2, competente para atender recursos de apelación en temas de hidrocarburos líquidos y minería. Cada Sala del TASTEM cuenta con tres vocales titulares designados por concurso público y por un periodo de tres años. Asimismo, cuenta con dos vocales suplentes que pueden ejercer funciones en cualquiera de las Salas, por ausencia del vocal titular.

³ Ver artículo 4 del Reglamento de los Órganos Resolutivos de Osinergmin, citado en la nota 1.

⁴ Ver artículo 1 del Decreto Legislativo N° 1555.

⁵ Ver numeral 24.1 del artículo 24 del Reglamento de los Órganos Resolutivos de Osinergmin y numeral 26.6 del artículo 26 del Reglamento de Fiscalización y Sanción de las actividades energéticas y mineras a cargo de Osinergmin, aprobado por Resolución N° 208-2020-OS/CD.

⁶ Ver Artículo VI del Título Preliminar del TUO de la Ley N° 27444.



El Reglamento de los Órganos Resolutivos de Osinergmin ha previsto que la Sala Plena del TASTEM adopta decisiones en materias transversales a todas las Salas. Asimismo, la reunión de los vocales titulares de una de las Salas y los vocales suplentes pueden conformar una Sala Plena para la adopción de criterios en materia de su exclusiva competencia⁷. Ello significa que cada Sala del TASTEM puede establecer sus propios criterios únicamente en materias que son de su competencia, en tanto que, para establecer criterios que son de aplicación transversal a ambas Salas es necesaria la realización de una Sala Plena en la que participan todos los vocales titulares y los suplentes.

De acuerdo con las funciones previstas en el Reglamento de los Órganos Resolutivos de Osinergmin, el TASTEM resuelve como segunda y última instancia administrativa recursos de apelación sobre lo siguiente: i) Sanciones en temas de energía y minería; ii) Imposición de medidas administrativas (mandatos, medidas correctivas, medidas de seguridad, medidas cautelares y medidas de carácter provisional); iii) Medidas de suspensión o cancelación del registro de hidrocarburos, y; iv) Resoluciones vinculadas con el Procedimiento para la Atención y Disposición de Medidas ante Situaciones de Riesgo Eléctrico Grave, aprobadas por la Resolución de Consejo Directivo N° 107-2010-OS/CD⁸. Adicionalmente, el TASTEM resuelve las quejas por defectos de tramitación que formulen los administrados, en cuyo caso, el pronunciamiento que emite es irrecurrible.

Los órganos resolutivos de Osinergmin cuentan con una Secretaría Técnica (en adelante, “STOR”) que le brinda apoyo técnico, legal y administrativo, y tiene entre sus funciones proponer la realización de las Salas Plenas y publicar los lineamientos y precedentes de observancia obligatoria que aprueben.

Del mismo modo, cada órgano resolutivo cuenta con una Secretaría Técnica Adjunta encargada, principalmente, de la gestión para la atención de los recursos de apelación, así como para las sesiones que se llevan a cabo regularmente. Conforme se ha previsto en el Reglamento de los Órganos Resolutivos, la gestión realizada por el Secretario Técnico Adjunto implica, entre otras funciones,

⁷ Ver numeral 24.3 del artículo 24 del Reglamento de los Órganos Resolutivos.

⁸ Ver artículo 16 del Reglamento de los Órganos Resolutivos de Osinergmin, aprobado por Resolución N° 044-2018-OS/CD.

preparar toda la documentación necesaria para el despacho de los procedimientos a su cargo que serán presentados en sesión.

En cuanto a los lineamientos o criterios resolutivos aprobados por el TASTEM, es pertinente mencionar que el 28 de diciembre de 2018 se aprobó el Compendio de Lineamientos Resolutivos TASTEM 2018, en el que, luego de una revisión, se actualizaron los lineamientos emitidos por el TASTEM a esa fecha. No obstante, con posterioridad, se han emitido nuevos lineamientos encontrándose vigentes siete criterios transversales y ocho criterios específicos, estos últimos emitidos por la Sala Plena de la Sala 2 en materia de hidrocarburos y minería⁹.

Ahora bien, luego de presentado el marco en el cual el TASTEM desarrolla sus funciones, procederemos a comentar dos criterios transversales emitidos por dicho Tribunal Administrativo relacionados con las funciones de fiscalización y sanción de Osinergmin.

3. COMENTARIOS A LOS LINEAMIENTOS RESOLUTIVOS

3.1. Suficiencia probatoria en las infracciones relativas a magnitudes físicas

Criterio resolutivo: *"Es nulo el procedimiento administrativo sancionador por contravención al principio del debido procedimiento, cuando la infracción por el incumplimiento de distancias mínimas de seguridad, estándares de velocidad de aire, dimensiones de instalaciones, construcciones, entre otros, no se motive sobre la base de un Acta de Supervisión en la que se consignen los medios probatorios de los que se verifique lo siguiente: i) el lugar donde se realizó la medición, ii) la fecha y hora del muestreo, iii) la identificación del instrumento de medición utilizado con su correspondiente certificado de calibración (de ser el caso), iv) la técnica de medición empleada en función a la magnitud física a verificar, v) breve descripción del procedimiento y/o técnica seguidos para realizar la medición y vi) el resultado obtenido".*

En el presente caso, el TASTEM verificó, en vía de apelación, diversos procedimientos administrativos sancionadores tanto de energía como de minería, en los que se sancionó por el incumplimiento de los siguientes aspectos:

- Distancias mínimas de seguridad
- Estándares de velocidad de aire

⁹ Los lineamientos resolutivos del TASTEM se encuentran disponibles en el siguiente enlace web: http://www.osinerg.gob.pe/seccion/institucional/acerca_osinergmin/stor/tastem/lineamientos-resolutivos

- Dimensiones de instalaciones, construcciones, entre otros similares.

Al respecto, conforme al Compendio de Lineamientos Resolutivos de Osinergmin, publicado en su web, al evaluar los expedientes sancionadores se encontró que no constaban, de manera fehaciente, los resultados de las mediciones obtenidas o la identificación de los instrumentos utilizados.

Sobre el particular, acorde con el principio del debido procedimiento, previsto en el numeral 1.2 del Artículo IV del Título Preliminar del TUO de la Ley N° 27444, los administrados gozan de todos los derechos y garantías inherentes al debido procedimiento, que comprende, entre otros, el derecho a obtener una decisión motivada y fundada en derecho¹⁰. Además, el numeral 4) del artículo 3 del citado TUO de la Ley N° 27444 establece como requisito de validez de los actos administrativos su debida motivación en proporción al contenido y conforme al ordenamiento jurídico¹¹.

De esta manera, cuando el tipo infractor por el que se sanciona a un administrado que fue sujeto a una fiscalización por parte del regulador es el del incumplimiento a las diversas magnitudes físicas establecidas en una norma técnica, adquiere especial relevancia motivar esa supuesta infracción con todos los medios de prueba idóneos que respalden que, efectivamente, se cometió.

En ese sentido, el TASTEM ha considerado acertadamente que el acta de fiscalización en la que se verifica el supuesto hecho infractor por incumplimientos, tales como distancias, longitud, tiempo, velocidad, caudal, temperatura, presión, intensidad luminosa, y otros similares, debe contemplar información completa, suficiente y veraz, para lo cual se ha desarrollado en el lineamiento los aspectos que deben motivarse en la sanción, para que esta sea válida y no devenga nula.

¹⁰ **Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General - Decreto Supremo N° 004-2019-JUS**

Título Preliminar

“Artículo IV. Principios del procedimiento administrativo

1. El procedimiento administrativo se sustenta fundamentalmente en los siguientes principios, sin perjuicio de la vigencia de otros principios generales del Derecho Administrativo:

(...)

1.2. Principio del debido procedimiento.- Los administrados gozan de los derechos y garantías implícitos al debido procedimiento administrativo. Tales derechos y garantías comprenden, de modo enunciativo mas no limitativo, los derechos a ser notificados; a acceder al expediente; a refutar los cargos imputados; a exponer argumentos y a presentar alegatos complementarios; a ofrecer y a producir pruebas; a solicitar el uso de la palabra, cuando corresponda; a obtener una decisión motivada, fundada en derecho, emitida por autoridad competente, y en un plazo razonable; y, a impugnar las decisiones que los afecten.

La institución del debido procedimiento administrativo se rige por los principios del Derecho Administrativo. La regulación propia del Derecho procesal es aplicable solo en cuanto sea compatible con el régimen administrativo.

(...)”

¹¹ **“Artículo 3.- Requisitos de validez de los actos administrativos**

Son requisitos de validez de los actos administrativos:

(...)

4.- Motivación.- El acto administrativo debe estar debidamente motivado en proporción al contenido y conforme al ordenamiento jurídico.

(...)”

Al respecto, la información mínima que deben contener las actas de fiscalización que sustentan una ulterior sanción es la siguiente:

- Lugar donde se realizó la medición.
- Fecha y hora del muestreo.
- Identificación del instrumento de medición utilizado y, cuando corresponda, el certificado de calibración.
- Breve descripción del procedimiento y/o técnica seguidos para realizar la medición.
- Resultado obtenido.

Es preciso señalar que, si bien en el caso de los certificados de calibración se hace la atinencia de que proceden como medio probatorio cuando corresponda, es necesario explicar dicha excepcionalidad.

Cuando se trata, por ejemplo, de un procedimiento de medición de distancias de la línea de Cauville en minería subterránea con relación a las paredes más cercanas (que en este caso es de un metro por cada lado de la línea) no es necesario tener un instrumento debidamente calibrado, pues dicha medición podría válidamente realizarse con una wincha. Sin embargo, si la medición que se realiza en minería subterránea es respecto a la velocidad de aire, el instrumento a utilizar sí debe tener un certificado de calibración emitido por la autoridad competente ya que debe garantizarse la exactitud de los resultados que arroje.

En ese sentido, si el fiscalizador no consigna el certificado o la identificación del instrumento que garantice que el mismo se encuentre calibrado, la empresa fiscalizada podrá levantar dicha observación en el acta de fiscalización a su favor.

Otro ejemplo, ocurriría con la relacionada a la verificación del medidor que arroja resultados de las lecturas efectuadas para proceder a las facturaciones del servicio de energía eléctrica, para lo cual, en el caso exista algún cuestionamiento al consumo facturado, los usuarios pueden solicitar el certificado de aferición de la instalación inicial que garantice que las mediciones en el consumo son las correctas. Además, en ese caso, las pruebas al medidor, como las del contraste son efectuadas por contratistas autorizados e inscritos en el Inacal para garantizar su imparcialidad en la toma de la prueba, lo cual debe estar consignado en las actas de fiscalización cuando se determine algún incumplimiento a estas garantías contempladas en la norma.

Finalmente, con relación al lineamiento, consideramos que correspondería precisar la referencia al lugar de la medición, ya que en algunos casos no solo se realiza en un espacio físico en concreto, sino en diversos puntos necesarios para la medición. Es el caso de las cotas de presas de relaves, donde para determinar

una cota recrecida sin autorización es necesario medir en diversos puntos del eje de la corona de la presa y verificar cada punto recrecido, así como determinar un promedio del resultado del recrecimiento de dichos puntos.

3.2. Periodo a considerar para el cálculo del beneficio ilícito en las sanciones impuestas

Criterio resolutivo: *“La determinación del beneficio ilícito debe considerar el periodo comprendido desde la fecha de la comisión de la infracción, o de su detección, hasta la fecha de inicio del procedimiento administrativo sancionador, así como el periodo comprendido desde esa fecha hasta la fecha del cálculo de la multa y su correspondiente actualización.*

Asimismo, deberá considerarse lo siguiente:

- i. El periodo comprendido desde el inicio del procedimiento administrativo sancionador hasta el cálculo de la multa no deberá exceder el plazo de caducidad del procedimiento; y,*
- ii. El periodo comprendido desde la comisión de la infracción hasta el cálculo de la multa no deberá exceder el plazo de prescripción.”*

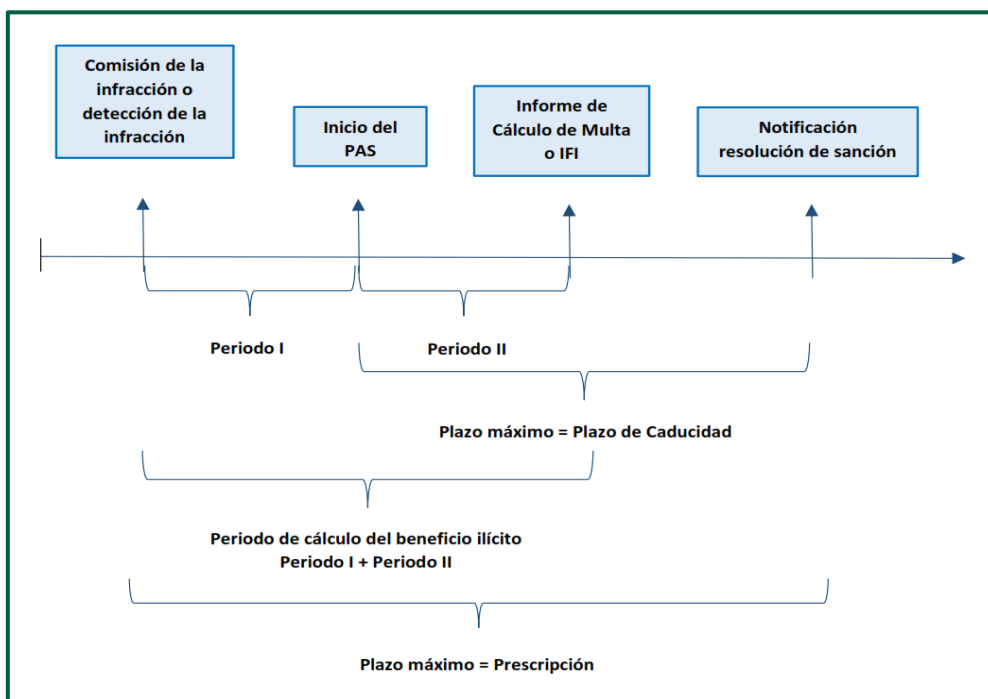
El lineamiento nace a partir del cuestionamiento efectuado en los recursos de apelación a las sanciones de multa impuestas en diversos procedimientos administrativos sancionadores que fueron revisados en segunda instancia. En particular, los administrados cuestionaban el periodo considerado para la determinación del beneficio ilícito el cual – a su entender- era excesivo, especialmente en aquellos casos en los que el procedimiento sancionador fue iniciado algunos años después de cometida o verificada la infracción, lo que sumado al tiempo que demoraba la tramitación del procedimiento hasta la emisión de la resolución, resultaba -a criterio de los administrados, en una sanción arbitraria que vulneraba el principio de razonabilidad.

En un primer momento, el TASTEM consideró que el plazo máximo para determinar el beneficio ilícito era el periodo con el que contaba la administración para resolver los procedimientos sancionadores, es decir, nueve meses o, en caso de haberse dispuesto una ampliación del plazo, doce meses. Por el contrario, luego de revisar los aspectos económicos¹² que conllevan encontrarse en una situación de infracción o inobservancia del marco normativo que es materia de

¹² Tal como fuera señalado en el desarrollo del lineamiento en comentario, se tomó en cuenta la metodología de cálculo de la multa desarrollada en los Documentos de Trabajo Nos. 10, 18 y 20 elaborados por la Gerencia de Políticas y Análisis Económico de Osinergmin, precisándose que el beneficio ilícito no solo comprende el costo (evitado o postergado) que el administrado dejó de invertir para cumplir oportunamente con la obligación a su cargo, sino que también comprende el aprovechamiento económico que continuó manteniéndose en el tiempo por no haber corregido su conducta.

supervisión de Osinergmin, se determinó que el periodo para establecer el beneficio ilícito no solamente debe contemplar el plazo para resolver el procedimiento, sino que, además, debe tomarse en cuenta el momento en que es cometida la infracción o en que esta es verificada.

De acuerdo con ello, el TASTEM aprobó el lineamiento resolutivo según el cual para la determinación del beneficio ilícito se debe considerar el periodo comprendido desde la comisión de la infracción o su detección hasta la fecha de inicio del procedimiento sancionador, así como el periodo comprendido desde esa fecha hasta la fecha de cálculo de multa. Del mismo modo, el lineamiento precisó que el periodo desde el inicio del procedimiento sancionador hasta la fecha de cálculo de la multa no debe exceder el plazo de caducidad y, que el periodo desde la comisión de la infracción hasta el cálculo de multa no debe exceder el plazo de prescripción.



Fuente: Criterio Resolutivo TASTEM 7¹³

Las consideraciones económicas tomadas en cuenta para la adopción del criterio, especialmente el periodo desde que es cometida o verificada la infracción hasta el inicio del procedimiento sancionador, básicamente se fundamentan en que el agente infractor mantiene su conducta ilícita evitando incurrir en costos para adecuar su conducta a la normativa del sector. Dicha situación representa una ganancia ilícita para el infractor, dado que realizará sus operaciones inobservando la normativa que regula sus actividades.

¹³ Disponible en el enlace web indicado en la nota 10.

Sin embargo, es importante observar que dicha situación puede modificarse cuando el agente infractor adecúa su conducta a las normas antes de que la administración establezca la sanción, situación en la cual el periodo para el cálculo del beneficio ilícito puede reducirse. En efecto, ante dicho supuesto debe considerarse el momento en que es cometida o detectada la infracción hasta el momento en que el administrado adecúa su conducta.

Finalmente, es de notar que, si bien el lineamiento recurre a las figuras de la caducidad y la prescripción para establecer el tiempo máximo que debe considerarse en el cálculo del beneficio ilícito, se debería tener en cuenta también que el procedimiento administrativo sancionador no concluye con la emisión del informe final de instrucción, en el que el órgano instructor efectúa el cálculo de la multa. Puesto que, el procedimiento sancionador culmina con la notificación de la resolución de sanción, que es un momento posterior al informe final de instrucción.

Por lo tanto, al tomarse como referencia la fecha de cálculo de multa (informe final de instrucción), no debería entenderse que hasta ese momento haya transcurrido el plazo de caducidad o de prescripción. Ello, toda vez que el procedimiento sancionador aún no concluye ya y se encuentra pendiente el pronunciamiento del órgano sancionador. Este sería un aspecto que consideramos podría precisarse en el lineamiento.



**José Antonio
Del Risco**

¿Y dónde está el piloto? El principio de inmediación en la fijación tarifaria del Valor Agregado de Distribución

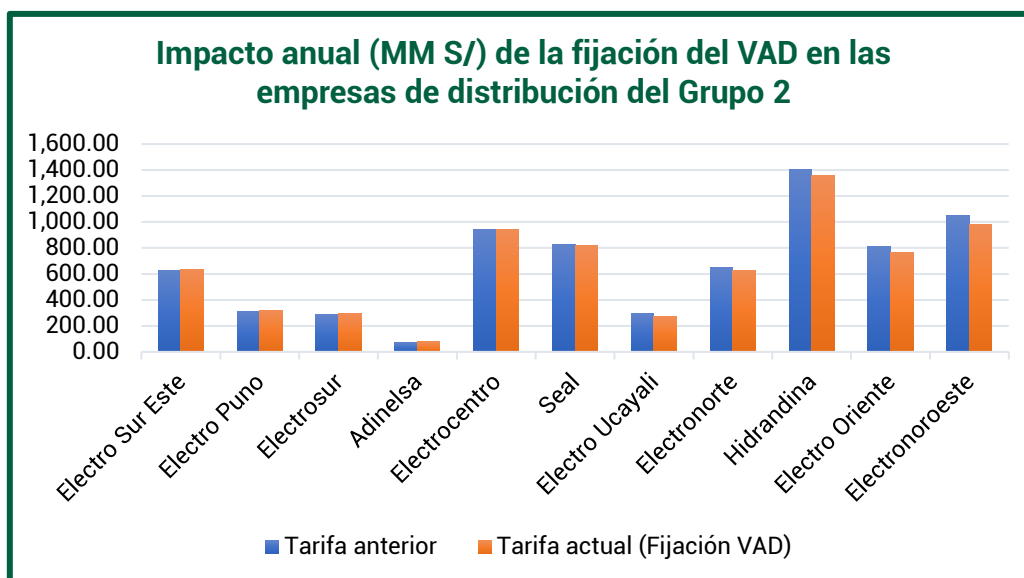


José Antonio Del Risco Ramírez es abogado por la Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP) y Asociado del área regulatoria de Santiváñez Abogados. Tiene una especialización en Derecho de la Energía y Minería en el Programa de Extensión Universitaria de OSINERGMIN, y una Segunda Especialidad en Derecho Administrativo por la PUCP.

1. INTRODUCCIÓN

El mes de diciembre del 2023 se publicaron las Resoluciones que resolvieron los recursos de reconsideración interpuestos por las empresas distribuidoras de electricidad del Estado, en el marco del proceso de fijación tarifaria del Valor Agregado de Distribución (VAD) del período 01 de noviembre 2023 al 31 de octubre 2027. Con esta decisión, se culminó con la etapa administrativa de dicho procedimiento regulatorio.

Como se podrá observar en el siguiente gráfico, las únicas empresas que han tenido un impacto positivo a raíz de la fijación del VAD actual han sido Electro Sur Este, Electro Puno, Electrosur y Adinelsa. Con respecto a las demás empresas, sin embargo, el impacto ha sido negativo. Solo por poner tres ejemplos, el impacto negativo anual para Seal será -9.12 millones; para Electronorte, -21 millones; y para Electronoroeste, -69.60 millones.



Fuente: OSINERGMIN

Dichos resultados resultan contradictorios, si tenemos en cuenta el hecho de que los costos que asumen las empresas concesionarias se han ido incrementando año tras año. No solo hablamos de un aumento del costo de operación y mantenimiento, sino también de los costos de inversión, que han sufrido un fuerte incremento luego del COVID-19.

Por tanto, las tarifas deberían haber reflejado lo que sucedió en los hechos, y por lo menos, tendrían que haber permitido que los concesionarios recuperen dichos costos. Para ello se requería necesariamente que el procedimiento de fijación otorgue las garantías mínimas a las distribuidoras, y que la autoridad encargada de aprobar las tarifas se encuentre presente para escuchar los alegatos y descargos respectivos.

No obstante, uno de los cuestionamientos que las empresas hicieron a la Gerencia de Regulación de Tarifas de OSINERGMIN (órgano encargado de organizar, conducir y llevar a cabo dicho procedimiento) fue la ausencia del Consejo Directivo en todo el procedimiento tarifario. Tal como lo veremos más adelante, pese a que la normativa sectorial ha establecido que el órgano encargado de aprobar las tarifas de forma exclusiva es el Consejo Directivo, dicho órgano colegiado no ha estado presente en ninguna de las fases del procedimiento del VAD, pese a la claridad de tal afirmación.

En tal sentido, a continuación, analizaremos si en los procedimientos de fijación del VAD para las empresas distribuidoras se ha cumplido con el principio de intermediación.

2. ALCANCES DEL PRINCIPIO DE INMEDIACIÓN EN EL DERECHO PROCESAL Y ADMINISTRATIVO

El principio de inmediación tiene su origen en el derecho procesal y, particularmente, ha estado directamente vinculado al derecho a la prueba. Al respecto, el Tribunal Constitucional, en las sentencias recaídas en el Expediente N° 0849-2011-HC/TC (fundamento 6) y el Expediente N° 02201-2012-PA/TC (fundamento 5) ha indicado que el principio de inmediación forma parte del contenido del derecho a la prueba. Concretamente, señaló que, de acuerdo a dicho principio, la actividad probatoria debe realizarse en presencia del juez que emitirá la sentencia. De esta manera, se podrá estar garantizando un “contacto directo entre el juzgador y los medios de prueba aportados al proceso”.

Sin embargo, el derecho a la prueba no se agota en su mera afirmación, sino que este contiene una serie de principios que deben ser igualmente cumplidos. Nos estamos refiriendo a principios como la igualdad de oportunidad, contradicción a la prueba, dirección, y, claramente, inmediación. Sin embargo, tal como lo menciona Bustamante, este principio no es exclusivo de la actuación probatoria, sino que “su eficacia recae sobre todo el campo del proceso” (1997, p. 183). De igual forma, Montero Aroca sostuvo que la inmediación implica que el juzgador que ha escuchado a las partes y ha apreciado su conducta a lo largo del proceso sea el mismo que dicte la respectiva sentencia (1996, p. 196).

En el ámbito administrativo, el principio de inmediación no ha sido reconocido expresamente por la normativa. No obstante, ello no quiere decir que no se pueda desprender del principio de debido procedimiento, previsto en el numeral 1.2 del artículo IV del TUO de la LPAG, y el cual enumera una lista de derechos y garantías que no es limitativa, sino meramente enunciativa. De acuerdo a este principio, los administrados podrán refutar los cargos imputados, exponer argumentos, solicitar el uso de la palabra, y obtener una decisión motivada por la autoridad competente.

En el caso de la fijación del VAD, la autoridad competente claramente es el Consejo Directivo del OSINERGMIN. De acuerdo al artículo 2 del Reglamento de la Ley Marco de Organismos Reguladores, la función reguladora será ejercida “exclusivamente por el Consejo Directivo del Organismo Regulador”.

Entonces, es un derecho de las empresas distribuidoras que participan de este procedimiento que el órgano que fije la tarifa también deba estar presente para poder conocer y valorar los medios probatorios, así como escuchar los pedidos, alegatos, recursos y pretensiones. Es decir, el órgano debería estar presente, por ejemplo, en todas las audiencias públicas que el Regulador programa en el procedimiento tarifario.

3. ¿OSINERGMIN HA INFRINGIDO EL PRINCIPIO DE INMEDIACIÓN EN LA FIJACIÓN DEL VAD?

A pesar de que la inmediatez es un principio que debe aplicarse tanto en los procedimientos jurisdiccionales como en los administrativos, la práctica de OSINERGMIN al fijar el VAD para las empresas eléctricas nos ha demostrado que ello no es así. Prácticamente se trata de un principio que ha sido omitido por el Regulador.

El motivo por el cual sostenemos ello, es que el órgano encargado de aprobar las resoluciones tarifarias es el Consejo Directivo; sin embargo, este no se ha presentado en ninguna de las audiencias en las cuales las empresas presentaron sus argumentaciones, ni mucho menos en el informe oral de los recursos de reconsideración. En todas las audiencias públicas que se llevaron a cabo desde la publicación de los Términos de Referencia del VAD (24 de noviembre de 2021), pasando por la presentación de los Estudios de Costos (02 de mayo de 2023), hasta la presentación oral de los recursos de reconsideración (21 de noviembre de 2023), el Consejo Directivo no ha aparecido ni una sola vez.

Al respecto, recordemos que el artículo 27 del Reglamento General de OSINERGMIN precisa que la función reguladora es de competencia exclusiva de su Consejo Directivo y se ejerce a través de Resoluciones. Por su parte, la Gerencia de Regulación de Tarifas (GRT), de acuerdo al artículo 31 del Reglamento de Organización y Funciones de OSINERGMIN, es la encargada de conducir los procesos regulatorios y proponer las tarifas de energía.

Entonces, si bien los actos administrativos que fijan tarifas se encuentran sustentados en informes técnicos y legales de la GRT, el órgano encargado de aprobar la tarifa es el propio Consejo Directivo. Dicha función no puede ser transferida o delegada a ningún otro órgano del Regulador.

Sin embargo, a lo largo del procedimiento de aprobación del VAD, no se ha podido observar a ningún miembro del Consejo Directivo escuchando los argumentos de las empresas distribuidoras, ni mucho menos interviniendo en las audiencias como lo haría un juez antes de emitir una sentencia o un árbitro antes de emitir el laudo. Basta con revisar el registro de asistentes, las grabaciones y las actas de las audiencias: los únicos funcionarios presentes a quienes los administrados dirigieron sus alegaciones son los integrantes de la GRT.

Entonces, ¿cómo es posible que el Consejo Directivo pretenda aprobar un acto administrativo mediante el cual se fija una tarifa, si nunca pudo estar presente en las mencionadas audiencias? Si ese es el caso, quizás el Consejo Directivo de OSINERGMIN ya no debería ostentar de forma exclusiva la función reguladora,

y esta debería ser transferida o delegada a la GRT. De esta forma, el OSINERGMIN estaría siendo más sincero y transparente con lo que ha venido ocurriendo en la realidad.

Frente a ello, la excusa de la GRT ha sido mencionar que, de acuerdo a la Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas, los administrados pueden solicitar el uso de la palabra si desean exponer sus argumentos frente al Consejo Directivo. Sin embargo, dicha ley, en su artículo 8, menciona que las audiencias que pudieran solicitar los interesados tendrán un carácter privado, cuando lo ideal sería que el Consejo Directivo también pueda participar en las audiencias públicas

Lo cierto es que, tal como se han venido llevando a cabo, los procedimientos de aprobación del VAD para las empresas distribuidoras, se han cometido dos serias infracciones. Por un lado, la GRT ha incurrido en una causal de nulidad del acto administrativo, al haber desempeñado funciones que, por naturaleza y de acuerdo al principio de inmediación, le corresponden al Consejo Directivo. Si el Consejo Directivo es quien finalmente suscribe la respectiva Resolución, este también debería ser partícipe de los debates previos, sobre todo de los recursos de reconsideración.

Por otro lado, el Consejo Directivo ha incurrido en una seria vulneración al artículo 74 del TUO de la LPAG, el cual establece el carácter inalienable de la competencia administrativa. De acuerdo a esta norma, los órganos de la administración no pueden renunciar a su titularidad o al ejercicio de las atribuciones que le han sido conferidas por el marco legal. De lo contrario, los actos que se emitan, o incluso todo el procedimiento administrativo será viciado de nulidad. Por si ello fuera poco, nos encontramos ante una práctica que se ha venido repitiendo desde los anteriores procedimientos tarifarios, y no solo en el que acaba de culminar.

Esperamos que en los siguientes procedimientos de fijación del VAD las empresas puedan exponer sus argumentos directamente al Consejo Directivo de OSINERGMIN en audiencias públicas, y que este órgano tenga un mayor protagonismo y dirección. De igual manera, deberíamos replantearnos si resultaría mucho mejor que las impugnaciones contra las fijaciones tarifarias las resuelva un tribunal administrativo imparcial e independiente con respecto a la GRT y el Consejo Directivo.

4. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Bustamante, R. (1997). El derecho fundamental a probar y su contenido esencial. IUS ET VERITAS, 8(14), 171-185. Recuperado a partir de:
<https://revistas.pucp.edu.pe/index.php/iusetveritas/article/view/15713>

Montero, J. (1996). La prueba en el proceso civil. Madrid: Civitas.

Sentencia recaída en el Expediente 0849-2011-HC/TC. (2011, 09 de junio). Tribunal Constitucional (Álvarez Miranda, E.).
<https://www.tc.gob.pe/jurisprudencia/2011/00849-2011-HC.html>

Sentencia recaída en el Expediente 02201-2012-PA/TC. (2013, 17 de junio). Tribunal Constitucional (Urviola Hani, O.).
<https://tc.gob.pe/jurisprudencia/2013/02201-2012-AA.pdf>



Nicolás Cabrera



El acceso a la energía: la clave de la satisfacción del derecho al desarrollo



***Nicolás Cabrera Súmar** es practicante pre profesional del área regulatoria de Santiváñez Abogados. Asimismo, viene cursando el décimo primer ciclo de la carrera de Derecho en la Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP).*

1. INTRODUCCIÓN

Acorde con el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (en adelante, “UNDP”), 733 millones de personas a nivel mundial no gozan de acceso a la energía (2024a). Asimismo, en el año 2022 se produjo un retroceso en los esfuerzos por ampliar el acceso, ya que el número de personas que viven sin ella aumentó por primera vez en más de una década. Así, siguiendo las tendencias actuales, se prevé que la brecha se estanque en el 8% en 2030, dejando a unos 660 millones de personas sin acceso (UNDP, 2024b).

Sin embargo, ¿qué es el acceso a la energía? Este ha sido definido de distintas maneras en virtud de los diversos instrumentos que se han abocado a esta tarea. Por su parte, la Agencia Internacional de la Energía la define de la siguiente manera:

[...] acceso fiable y asequible [...] que sea suficiente para suministrar, inicialmente, un paquete básico de servicios energéticos y, luego, un nivel creciente de electricidad [...] (2020)¹.

En esta línea, uno de los tres principios estructurantes del derecho de la energía enlistados por Íñigo Del Guayo², es el principio de ‘seguridad del suministro’, según el cual “todo consumidor que necesite consumir energía podrá satisfacer esa necesidad en cualquier momento” (Del Guayo, 2020, p. 325). Por lo tanto, al hablar de ‘acceso a la energía’, debe entenderse que este concepto implica que el usuario pueda disponer del recurso cuando lo desee, de manera continua (sin cortes por causas distintas a la falta de pago) y en condiciones de calidad.

Así definido, el acceso a la energía sería de suma relevancia para las personas y, por sus usos y características, fomentaría el crecimiento económico, la vida y vivienda dignas, la salud y educación entre otros elementos profundamente vinculados al derecho al desarrollo. Este último, acorde con la Declaración sobre el derecho al desarrollo³, es “un derecho humano inalienable en virtud del cual todo ser humano y todos los pueblos están facultados para participar en un desarrollo económico, social, cultural y político en el que puedan realizarse plenamente todos los derechos humanos y libertades fundamentales” (1986).

De este modo, de acuerdo con el Informe N° 17 de la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Comercio y Desarrollo, el derecho al desarrollo y el acceso a la energía se vinculan estrechamente, pues este último “impulsa la industrialización, fomenta la productividad y el crecimiento económico, estimula el desarrollo humano y es crucial para alcanzar casi todos los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de las Naciones Unidas”⁴ (Conferencia de las Naciones Unidas sobre Comercio y Desarrollo, 2023, p. 2). En esta línea, de acuerdo con el UNDP, los efectos de lograr el acceso universal a la energía se traducirían, hacia el 2050, en 545 billones de dólares en ganancias del Producto Bruto Interno global, 270 millones de personas que dejarían de ser consideradas ‘en situación de pobreza’ y 18.6 millones de muertes evitadas debido a la contaminación (2022).

Asimismo, la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, aprobada por la Asamblea General de las Naciones Unidas a través de la Resolución A/RES/70/1, plantea 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible, los cuales se fundamentan en el Derecho al Desarrollo (2015, p. 4-5). Entre estos, el Objetivo 7 establece la

¹ Traducción propia de: “reliable and affordable access to both clean cooking facilities and to electricity, which is enough to supply a basic bundle of energy services initially, and then an increasing level of electricity over time to reach the regional average”.

² Seguridad del suministro, eficiencia económica y sostenibilidad medioambiental (Del Guayo, 2020)

³ Adoptada por la UNGA a través de su Resolución 41/128.

⁴ Traducción propia de: “drives industrialization, boosts productivity and economic growth, spurs human development, and is crucial to achieve almost all of the United Nations Sustainable Development Goals (SDGs)”.

necesidad de “[g]arantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos” (2015, p. 16). Un acceso que cumpla con las características citadas, acorde con el UNDP, permite mejorar los estándares mínimos de vida de la persona e impulsar el crecimiento económico, la creación de trabajos, la calidad de los servicios de salud y educación e, incluso, avanzar en materia de igualdad de género (2021, p. 16-17).

Por lo mencionado, resulta importante estudiar y reflexionar respecto al vínculo entre ambos: el acceso a la energía y el derecho al desarrollo. Esta temática adquiere mayor relevancia si consideramos que muchos Estados, incluyendo el peruano, no aseguran un acceso fiable ni continuo; motivo por el cual la población sufre constantes apagones e, inclusive, se enfrenta a la falta de acceso a la energía, lo que incide negativamente en su derecho al desarrollo.

Con esta finalidad, el presente artículo destaca y analiza algunos de los instrumentos de Derecho más importantes emitidos a nivel del Sistema Universal de Derechos Humanos (en adelante, “SUDH”) y del Sistema Interamericano de Derechos Humanos (en adelante, “SIDH”) respecto del acceso a la energía y su vinculación con el derecho al desarrollo. Asimismo, se repasa algunos de los pronunciamientos más importantes a nivel del derecho interno peruano y la situación actual en el país.

2. ANÁLISIS DESDE EL PUNTO DE VISTA DE LOS SISTEMAS DE DERECHOS HUMANOS

2.1. Rama convencional del Sistema Universal de Derechos Humanos

La rama convencional del SUDH se compone por los Tratados de Derechos Humanos aprobados por la Organización de las Naciones Unidas (en adelante, “ONU”) y tiene un alcance limitado, en cuanto obliga únicamente a los Estados Parte de cada Tratado. Entonces, su finalidad es proteger y convencionalizar los derechos reconocidos proclamados en la Carta de la Organización de las Naciones Unidas (1945) (en adelante, “Carta ONU”) y desarrollados en la Declaración Universal de Derechos Humanos⁵ (1948) (en adelante, “DUDH”).

Dicho esto, los antecedentes del derecho al desarrollo en el SUDH se remontan a la DUDH, la cual, sin hacer mención expresa al derecho al desarrollo,

⁵ Adoptada por la UNGA en su Resolución 217 A (III) el 10 de diciembre de 1948.

indirectamente remite a este a través de sus artículos 22⁶ y 25⁷. Del mismo modo, este derecho también fue introducido indirectamente en el Pacto Internacional de Derechos Económicos, Sociales y Culturales⁸, el cual, en su artículo 11⁹, reconoce indirectamente el derecho al desarrollo. No obstante, es a través de la Resolución 41/128¹⁰ que se adoptó la “Declaración sobre el derecho al desarrollo” y fue convencionalizado dicho derecho a nivel del SUDH.

Ahora bien, es importante hacer mención a estos instrumentos por dos motivos. Por un lado, todos hacen referencia a la relevancia que ostenta para el derecho al desarrollo la satisfacción de derechos económicos, sociales y culturales, así como la consecución de un nivel de vida digno. Por otro lado, como sostiene la ONU, el acceso a la energía no solo transforma la vida de los que carecen de recursos energéticos y mejora su calidad de vida, sino también posibilita la generación de ingresos, brinda energía a centros de salud, proporciona iluminación a escuelas y poblados, entre otros (2012). En este sentido, el acceso a la energía importa para la satisfacción del derecho al desarrollo, pues permite alcanzar aquellos aspectos -económicos, sociales y culturales- indispensables para el desarrollo integral de nuestra sociedad.

Lo sostenido en el párrafo anterior encuentra mayor sustento en la Observación General N° 4 del Comité de Derechos Económicos, Sociales y Culturales, la cual destaca que, para satisfacer el derecho a una ‘vivienda adecuada’, vinculado al derecho al desarrollo, es necesaria la presencia de ‘servicios indispensables’, entre los cuales se destacó la energía destinada a ser utilizada para la cocina, calefacción y alumbrado (1991).

Del mismo modo, se reconoció que, para la satisfacción del derecho a una ‘vivienda adecuada’, los Estados deben tener en cuenta los ‘gastos soportables’ relativos a la vivienda, entre los cuales se incluye aquellos vinculados al consumo de la energía eléctrica (1991). Esto último, cabe destacar, va de la mano con otro de los principios desarrollados por Del Guayo, el principio de eficiencia

⁶ **Toda persona, como miembro de la sociedad, tiene derecho** a la seguridad social, y a obtener, mediante el esfuerzo nacional y la cooperación internacional, habida cuenta de la organización y los recursos de cada Estado, **la satisfacción de los derechos económicos, sociales y culturales, indispensables a su dignidad y al libre desarrollo de su personalidad** (Declaración Universal de Derechos Humanos, art. 22, 1948) [el énfasis es propio].

⁷ Artículo 25

1. **Toda persona tiene derecho a un nivel de vida adecuado que le asegure, así como a su familia, la salud y el bienestar, y en especial la alimentación, el vestido, la vivienda, la asistencia médica y los servicios sociales necesarios**; tiene asimismo derecho a los seguros en caso de desempleo, enfermedad, invalidez, vejez u otros casos de pérdida de sus medios de subsistencia por circunstancias independientes de su voluntad [...] (Declaración Universal de Derechos Humanos, art. 25, 1948) [el énfasis es propio].

⁸ Adoptado por la UNGA a través de su Resolución 2200 A (XXI) el 16 de diciembre de 1966.

⁹ Artículo 11

1. Los Estados Partes en el presente Pacto reconocen el **derecho de toda persona a un nivel de vida adecuado para sí y su familia, incluso alimentación, vestido y vivienda adecuados, y a una mejora continua de las condiciones de existencia**. Los Estados Partes tomarán medidas apropiadas para asegurar la efectividad de este derecho, reconociendo a este efecto la importancia esencial de la cooperación internacional fundada en el libre consentimiento [...] (Pacto Internacional de Derechos Económicos, Sociales y Culturales, art. 11, 1966) [el énfasis es propio].

¹⁰ Adoptada por la UNGA el 4 de diciembre de 1986.

económica, de acuerdo con el cual el suministro debe llevarse a cabo al menor costo posible (2020, p. 328).

Entonces, se advierte que la rama convencional del SUDH establece las bases para valorar y analizar el vínculo entre el derecho al desarrollo y el acceso a la energía. En este sentido, como queda acreditado a partir de la Observación General, no es necesario llevar el estudio a campos de impacto como, por ejemplo, la actividad de Distribución, sino que un espacio tan común como la vivienda y actividades cotidianas nos permiten identificar la clara y estrecha relación entre ambas.

2.2. Rama extraconvencional del Sistema Universal de Derechos Humanos

Desarrollada la temática desde la rama convencional, corresponde también abordarla desde la rama extraconvencional. Aquella no va a tomar como base jurídica los tratados y convenciones, sino únicamente la DUDH y la Carta ONU, instrumentos que vinculan a la mayor parte de los Estados del mundo, y encuentra dentro de sus órganos, entre otros, al Consejo de Derechos Humanos (órgano principal) y los Mandatos Temáticos Universales (órganos subsidiarios).

En este sentido, el Relator Especial sobre el Derecho al Desarrollo (en adelante, “REDD”)¹¹ se ha pronunciado respecto del acceso a la energía y ha reconocido su vínculo con el derecho al desarrollo. Sin embargo, antes de analizar los pronunciamientos del REDD, es importante identificar que la Resolución A/HRC/RES/33/14 contiene -en su cláusula 14- las funciones con las que deberá cumplir; entre estas el literal 14.a)¹² otorga competencia al REDD respecto de la “promoción, protección y observancia del derecho al desarrollo en el contexto de la aplicación coherente e integrada de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible” (2016, p. 5).

Así, una vez más, debemos recordar que el Objetivo 7 de la mencionada Agenda está vinculada al acceso a la energía, siendo el REDD competente para atender cuestiones vinculadas al acceso a la energía por su relación directa con el derecho al desarrollo (ej. recibir comunicaciones, elaborar informes y estudios, entre otros).

¹¹ Creado en 2016 a través de la Resolución A/HRC/RES/33/14.

¹² 14. Decide también nombrar, por un período de tres años, a un **Relator Especial sobre el derecho al desarrollo**, cuyo mandato incluirá las siguientes funciones:

a) **Contribuir a la promoción, protección y observancia del derecho al desarrollo en el contexto de la aplicación coherente e integrada de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible** y otros documentos convenidos internacionalmente en 2015 [...] (Consejo de Derechos Humanos de las Naciones Unidas, 2016, p. 5) [el énfasis es propio].

Dicho esto, el REDD ha venido pronunciándose y reconociendo la vinculación entre el acceso a la energía y el derecho al desarrollo. En el Informe del Relator Especial presentado en el 78° periodo de sesiones¹³ se identificó que entre los retos globales en cuestión de derecho al desarrollo se encuentra la inseguridad energética (2023, p. 3), siendo aquella definida como la incapacidad para “garantizar el acceso equitativo -en calidad y cantidad- a servicios energéticos resilientes que permitan el desarrollo humano y económico sostenible de su población” (Comisión Económica para América Latina y el Caribe, 2020, p. 29).

Este último aspecto (resiliencia) es de suma importancia, pues al hablar de seguridad del suministro no solo debemos referirnos a la capacidad de acceder a la energía cuando la necesitamos, sino que el sistema eléctrico también debe poder soportar el impacto de factores externos, como los embates de la naturaleza (Del Guayo, 2020, p. 328), los cuales no son ajenos a la realidad latinoamericana.

De este modo, es claro que ambos conceptos están estrechamente relacionados y, para reforzar tal afirmación, el Informe del Relator Especial presentado en el 54° periodo de sesiones del Consejo de Derechos Humanos¹⁴, reconoció que “87. Para hacer efectivo el desarrollo económico, social, cultural y político es necesario tener acceso a [...] la energía [...]” (2023, p. 20). Bajo esta premisa, se reafirma que el desarrollo de la población no puede desvincularse del acceso a la energía, pues este -en nuestra sociedad actual- representa tal magnitud de beneficios que una población sin acceso a la energía eléctrica no es considerada como ‘desarrollada’.

Además, en el Informe del REDD presentado en el 76° período de sesiones del Consejo de Derechos Humanos¹⁵, el Relator reconoce -en el marco de la pandemia- las iniciativas adoptadas por los Estados para recuperarse de la recesión económica. Entre aquellas, el REDD enfatiza los “paquetes de incentivos económicos” y sugiere que estos deben promover, entre otros, la eficiencia energética (2021), lo que implica: (i) la posibilidad de acceder al recurso energético; y (ii) reducir su consumo. Entonces, teniendo en cuenta que el acceso a la energía tiene un impacto considerable en materias como la salud, trabajo, alimentación, entre otros, parece clara y razonable la importancia otorgada por el REDD a estas iniciativas, más aún cuando, por la pandemia, los aspectos económicos y sociales se vieron fuertemente afectados, lo que generó recesión en materia de desarrollo humano.

¹³ Resolución A/78/160.

¹⁴ Resolución A/HRC/54/27.

¹⁵ Resolución A/76/154.

2.3. Rama convencional del Sistema Interamericano de Derechos Humanos

Abordada la temática desde el SUDH, resulta relevante que también se observe desde la óptica del SIDH, partiendo por la rama convencional. Aquella tiene como fundamento jurídico a la Carta de la Organización de los Estados Americanos (1948) (en adelante, “Carta OEA”) y la Declaración Americana de Derechos y Deberes del Hombre (1948) (en adelante, “DADDH”), además de los diez tratados de la Organización de los Estados Americanos sobre Derechos Humanos (en adelante, “DD.HH.”), entre los cuales destaca la Convención Americana sobre Derechos Humanos (1969) (en adelante, “Pacto de San José”). Asimismo, tiene como órganos competentes a la Comisión Interamericana de Derechos Humanos (en adelante, “Comisión IDH”) y la Corte Interamericana de Derechos Humanos (en adelante, “Corte IDH”).

Dicho esto, el Pacto de San José, en su artículo 26¹⁶, y el párrafo sexto del preámbulo del Protocolo de San Salvador¹⁷, reconocen el derecho al desarrollo, reiterando -al igual que en el SUDH- su importancia en relación con la plena efectividad de los derechos económicos, sociales y culturales. En este sentido, la Comisión IDH y la Corte IDH se han pronunciado respecto al acceso a la energía, reconociendo su impacto en el desarrollo humano.

Por un lado, la Comisión IDH se ha pronunciado, entre otras, a través del Informe País de 2017 sobre la situación de los DD.HH. en Venezuela, reconociendo una estrecha vinculación entre el acceso óptimo a servicios de energía eléctrica y la satisfacción de necesidades básicas como alimentación, vivienda, salud y educación. Sin embargo, de acuerdo con la Comisión IDH, la precariedad del servicio eléctrico en este país, conlleva a que la población venezolana viva en condiciones inaceptables (2017, p. 254).

En la misma línea, a través del Informe N° 48/16, la Comisión IDH se pronunció sobre el caso “Miguel Ángel Millar Silva y Otros (Radio Estrella del Mar de

¹⁶ **Artículo 26.- Desarrollo Progresivo**

Los Estados Partes se comprometen a adoptar providencias, tanto a nivel interno como mediante la cooperación internacional, especialmente económica y técnica, para lograr progresivamente la plena efectividad de los derechos que se derivan de las normas económicas, sociales y sobre educación, ciencia y cultura, contenidas en la Carta de la Organización de los Estados Americanos, reformada por el Protocolo de Buenos Aires, en la medida de los recursos disponibles, por vía legislativa u otros medios apropiados (Organización de los Estados Americanos, 1969) [el énfasis es propio].

¹⁷ [...] Teniendo presente que si bien los **derechos económicos, sociales y culturales fundamentales han sido reconocidos en anteriores instrumentos internacionales, tanto de ámbito universal como regional, resulta de gran importancia que éstos sean reafirmados, desarrollados, perfeccionados y protegidos en función de consolidar en América, sobre la base del respeto integral a los derechos de la persona, el régimen democrático representativo de gobierno, así como el derecho de sus pueblos al desarrollo**, a la libre determinación y a disponer libremente de sus riquezas y recursos naturales, y considerando que la Convención Americana sobre Derechos Humanos establece que pueden someterse a la consideración de los Estados partes reunidos con ocasión de la Asamblea General de la Organización de los Estados Americanos proyectos de protocolos adicionales a esa Convención con la finalidad de incluir progresivamente en el régimen de protección de la misma otros derechos y libertades, [...] (Organización de los Estados Americanos, 1988) [el énfasis es propio].

Melinka) Chile”. En este caso, la Comisión IDH abordó la relación entre el derecho a la libertad de pensamiento y expresión, y el derecho al desarrollo, a través del caso de la emisora de radio ‘Radio Estrella del Mar de Melinka’, en el cual la autoridad local modificó el régimen de suministro eléctrico de la emisora, restringiendo -sin motivos objetivos- su acceso en ‘horario amplio’ (8 am a 12 am), servicio del cual gozaban el resto de los medios de comunicación de que operaban en el pueblo de Melinka, Chile. Este acto respondió a que la emisora fue crítica con el alcalde del pueblo y su partido, quienes tenían intenciones de reelegirse (Comisión Interamericana de Derechos Humanos, 2016).

En este contexto, la Comisión IDH reconoció la importancia del acceso a la energía, pues, como correctamente se identificó, sin electricidad la emisora no podía emitir programas, lo cual afectaba: (i) el derecho a la libertad de pensamiento y expresión de los oyentes, al limitar la posibilidad de escuchar dicha emisora; y, consecuentemente, (ii) el derecho al desarrollo de los pobladores, pues se limitaba su capacidad de tomar decisiones informadas. De este modo, como destacó la Comisión IDH, el acceso a la energía juega un rol trascendental, pues habilita la cadena de información y, consecuentemente, satisfacción del derecho al desarrollo (Comisión Interamericana de Derechos Humanos, 2016).

Por otro lado, la Corte IDH también ha emitido una opinión jurídica relevante a través de la Resolución emitida sobre el caso ‘Masacres de Río Negro vs. Guatemala’, del 25 de mayo de 2017, donde la Corte se pronuncia -entre otros temas- respecto a las denuncias por los altos precios en el servicio de suministro de energía eléctrica, lo cual afectaba a los habitantes de la colonia de Pacux, Guatemala. Al respecto, la Corte sostuvo que “[e]l acceso a la energía eléctrica es fundamental para la garantía de otros derechos humanos” (2017, p. 12) y, a su vez, que el costo de este no debe afectar negativamente a la economía de las personas; por el contrario, se debería fomentar que el acceso tenga un impacto positivo reflejado en costos razonables -persiguiendo el ya mencionado principio de eficiencia energética-. Bajo estas consideraciones, la Corte resolvería instando a la República de Guatemala a asegurar precios de energía asequibles para los habitantes de esta colonia (2017, p. 15).

2.4. Rama extraconvencional del Sistema Interamericano de Derechos Humanos

Finalmente, también es pertinente observar el tema desde la rama extraconvencional del SIDH, la cual representa el sistema mínimo obligatorio de DD.HH. para los 35 Estados miembros de la Organización de los Estados Americanos y tiene como fundamento jurídico la Carta OEA y la DADDH. Para ello, será pertinente resaltar los Informes emitidos por la Relatoría Especial sobre

Derechos Económicos, Sociales, Culturales y Ambientales (en adelante, “REDESCA”)¹⁸.

Al respecto, la REDESCA, reincidiendo en el caso de Venezuela, hizo énfasis en la importancia de tener un sistema eléctrico confiable que permita un acceso constante en el tiempo y sin apagones, pues estos últimos afectaban la calidad de vida en los hogares e impedían la de atención a pacientes en centros hospitalarios (2022, p. 427).

Asimismo, en su VI Informe Anual, para el caso de Cuba, la REDESCA se pronunció respecto al aumento en la frecuencia de cortes en el suministro eléctrico; ello, de acuerdo con la Relatoría, era preocupante, pues tenía efecto en la calidad de vida de las personas, deteriorándola. Así, de acuerdo con la REDESCA, el 72% de hogares cubanos habrían sido afectados por ‘apagones’, lo que generó que no puedan tener acceso a alimento en condiciones aptas para su consumo, salud de calidad ni educación (2023, p. 190).

Merece la pena mencionar que las situaciones antes descritas no son aisladas ni extrañas en el contexto latinoamericano, donde incluso sistemas enteros pueden quedarse sin energía a causa del lamentable planeamiento Estatal. Sobre el particular, basta con verificar la situación de Ecuador, donde la falta de diversificación de su matriz energética (dependiente netamente de las hidroeléctricas) y la nula proyección ante a fenómenos como la sequía, han ocasionado una grave crisis energética.

2.5. La relación y tendencias internacionales

Una vez expuesta la conexión entre el acceso a la energía y el derecho al desarrollo a través de las normas y pronunciamientos del SUDH y SIDH, surge el interés por analizar el panorama internacional y comprender cómo es que esta relación se ve reflejada en la realidad. Con esta finalidad, resulta útil emplear el Índice de Desarrollo Humano (en adelante, “IDH”), el cual es un indicador del logro promedio en dimensiones clave del desarrollo como: (i) una vida larga y saludable; (ii) educación; y (iii) tener un nivel de vida decente.

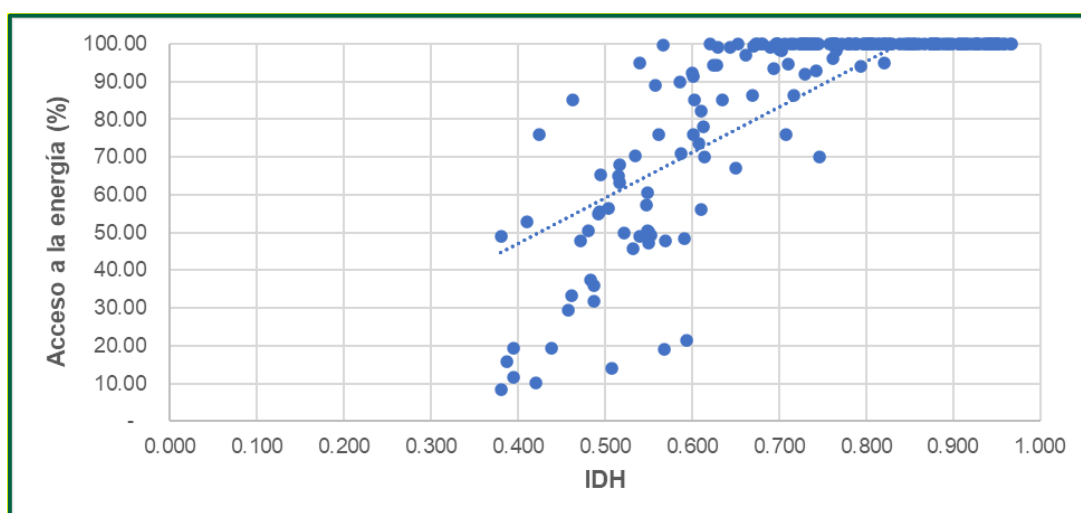
Dicho esto, incluso si el acceso a la energía no representa uno de los principales aspectos a evaluar para determinar el IDH, existen correlaciones importantes entre ambos (Goldemberg, 2001), las cuales se pueden apreciar al extraer el porcentaje de la población que goza de acceso a la energía (variable ‘x’) y los valores de IDH de cada Estado (variable ‘y’). Con estos datos, se puede determinar su coeficiente de correlación, lo que indicará la tendencia de ambas variables a

¹⁸ La Comisión IDH no posee una relatoría sobre derecho al desarrollo. Sin embargo, por las temáticas abordadas, la REDESCA es la Relatoría ideal a ser referenciada por su enfoque en materia económica, social, cultural y ambiental.

aumentar -o descender- juntas y, por lo tanto, averiguar si es constatable una correlación directa entre acceso a la energía y desarrollo humano.

De este modo, al someter la data proporcionada por el UNDP (s.f.) y el World Bank Group (2023) al cálculo para determinar el coeficiente de correlación, se obtiene que este es de 0.781¹⁹, lo cual indica que existe un alto grado de correlación entre ambas variables. Por lo tanto, se confirma que el acceso a la energía y el desarrollo humano se encuentran altamente relacionados. Este resultado, puede ser corroborado a través del Gráfico N° 1, donde se han plasmado los datos de 193 países:

Gráfico de correlación entre acceso a la energía vs IDH



Fuente: Elaboración propia a partir de UNDP (s.f.) y World Bank Group (2023).

En consecuencia, a partir de los datos recuperados y analizados, podemos afirmar que los países con mayor IDH tienden a gozar de un mayor porcentaje de acceso a la energía. De este modo, no es posible abogar por una mayor satisfacción del derecho al desarrollo si es que no optamos por un mejor servicio eléctrico que nos asegure el acceso.

Precisamente, los países con un mayor IDH (por ejemplo, Suiza, Alemania, Canadá) cuentan con un sistema eléctrico eficiente, el cual les permite gozar de un porcentaje de acceso a la energía que incluso alcanza el 100%. Un sistema como este requiere de inversión en infraestructura y componentes que ayuden a mejorar su desempeño, así como políticas y programas avocados a esta tarea; de este modo, se suelen sugerir que los países: (i) refuercen sus marcos político y normativo; (ii) adapten los costes, la fiabilidad, la calidad y la asequibilidad de los

¹⁹ Para este cálculo, el coeficiente de correlación máximo es de '1' y el mínimo de '-1'. Por lo tanto, mientras más cerca a '1' se encuentre el coeficiente de correlación, mayor será el grado de vinculación entre las variables.

servicios energéticos; y (iii) catalicen, aprovechen y reorientar la financiación del acceso a la energía (UNDP, 2024b).

3. DIAGNÓSTICO NACIONAL

3.1. Cobertura y calidad del suministro eléctrico en el Perú

Una vez abordado el acceso a la energía desde los Sistemas de DD.HH., también es importante observar su vinculación y desarrollo en el contexto peruano y su derecho interno. De acuerdo con datos del Instituto Nacional de Estadística e Informática (en adelante, “INEI”) en los meses de abril, mayo y junio del año 2023, se registró que el 94% de la población peruana tenía acceso a la energía eléctrica; en el área urbana, el 96.3% tenía acceso, mientras que en áreas rurales este porcentaje descendía hasta el 85,1% (2024b). Estas cifras indican un progreso en el avance en materia de acceso respecto del 2022 (93.5% de acceso) (2024b), pero significa que aproximadamente 2 millones de peruanos no tienen acceso a la energía eléctrica.

Población sin acceso a energía eléctrica o con acceso inadecuado según área de residencia, 2014-2022

| Área de Residencia | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | Diferencias (Puntos porcentuales) | |
|--------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|--------------------------------------|-----------|
| | | | | | | | | | | 2022/2021 | 2022/2019 |
| Nacional | 57.2 | 52.7 | 51.2 | 52.5 | 47.3 | 47.2 | 42 | 52.3 | 50.5 | -1.8 | 3.3 |
| Urbana | 50.6 | 45.6 | 44.6 | 46.6 | 40.8 | 41 | 35.7 | 46.8 | 45.7 | -1.1 | 4.7 |
| Rural | 78.4 | 76.2 | 73.4 | 73 | 70.4 | 70.3 | 66 | 73.5 | 69.9 | -3.6 | -0.4 |

Fuente: Instituto Nacional de Estadística e Informática (2024a).

Del mismo modo, como demuestra el cuadro anterior, si bien la brecha de acceso como conexión a la red es cada vez es más corta, aún tenemos un grave problema vinculado al acceso como continuidad y calidad presente tanto en áreas urbanas como rurales. Así, si bien el acceso implica poder consumir el recurso, como indicamos al inicio del presente artículo, también involucra que sea de manera continua y en condiciones de calidad.

No obstante, el panorama peruano dista de cumplir con estos requisitos. Por el contrario, nos encontramos con un sistema de suministro eléctrico en el cual uno de los principales problemas son las constantes interrupciones del servicio.

Al respecto, de acuerdo con el artículo 34 de la Ley de Concesiones Eléctricas, las Distribuidoras eléctricas se encuentran obligadas a garantizar la calidad del servicio que fija su contrato de Concesión y las normas aplicables (1992). Por ende, se han determinado tolerancias para la frecuencia y duración de las

interrupciones en el suministro, las cuales, de acuerdo con el artículo 152-A.b) del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, se evalúan en función de los siguientes indicadores globales de desempeño: (i) número de interrupciones (SAIFI); y (ii) duración de las mismas (SAIDI) por sistema eléctrico y por sector típico de cada Empresa de Distribución Eléctrica (1993).

Las tolerancias han sido establecidas en un rango de “un máximo de 3 interrupciones en el semestre con una duración acumulada de 6.5 para el sector típico 1 (Lima Metropolitana), hasta un máximo de 16 con duración acumulada de 40 horas para el sector típico 4 (zonas rurales)” (OSINERGMIN, 2024).

Sin embargo, de acuerdo con el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería:

“A junio del año 2024, de los 214 sistemas eléctricos de distribución a cargo de las 13 principales Empresas de Distribución Eléctrica, se observaron que 04 sistemas eléctricos superaron la tolerancia anual de los indicadores de desempeño.

Hasta el mes de junio 2024 se efectuaron 220 informes de supervisión de campo y gabinete que incluyen los 29 sistemas eléctricos de los 40 que han superado el valor límite de control del año 2023” (2024, p. 4).

Sistemas Eléctricos que superaron las tolerancias por Agente Fiscalizado

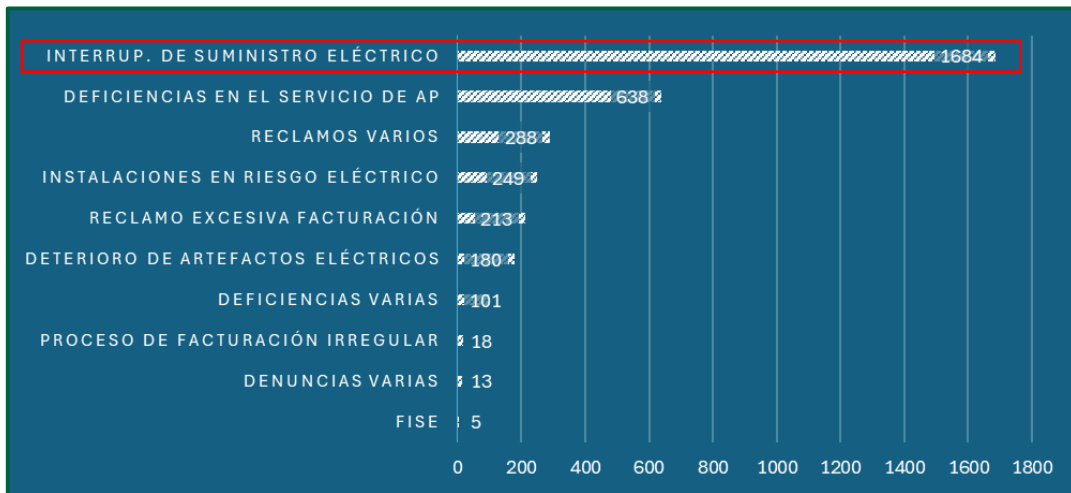
| Ítem | Grupo de Empresa | Empresa | Cantidad de Sistemas Eléctricos | Cantidad de Sistemas Eléctricos que superan las tolerancias para los | | |
|---------|------------------------------|------------------|---------------------------------|--|--------------------------------|--------------------------|
| | | | | < 1 vez [Tolerancia] | > 1 y < 1,3 veces [Tolerancia] | > 1,3 veces [Tolerancia] |
| 1 | Privadas | Enel | 12 | 12 | 0 | 0 |
| 2 | | Luz del Sur | 3 | 3 | 0 | 0 |
| 3 | | Electro Dunas | 20 | 20 | 0 | 0 |
| 4 | Distriluz (FONAFE) | Electrocentro | 36 | 36 | 0 | 0 |
| 5 | | Electronorte | 11 | 11 | 0 | 0 |
| 6 | | Electronoroeste | 18 | 18 | 0 | 0 |
| 7 | | Hidrandina | 35 | 33 | 0 | 2 |
| 8 | RESTO DE EMPRESAS DEL FONAFE | Electrosur | 8 | 8 | 0 | 0 |
| 9 | | Electro Oriente | 26 | 26 | 0 | 0 |
| 10 | | Electro Puno | 10 | 10 | 0 | 0 |
| 11 | | Electro Sur Este | 20 | 20 | 0 | 0 |
| 12 | | Electro Ucayali | 4 | 4 | 0 | 0 |
| 13 | | Seal | 11 | 9 | 2 | 0 |
| Totales | | | 214 | 210 | 2 | 2 |
| | | | Porcentaje | 98% | 1% | 1% |

Fuente: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (junio de 2024).

En este sentido, queda claro que no son respetados siquiera aquellos indicadores de control que tienen por finalidad generar los incentivos necesarios para que las empresas garanticen la continuidad en el sistema. Sin embargo, también importa

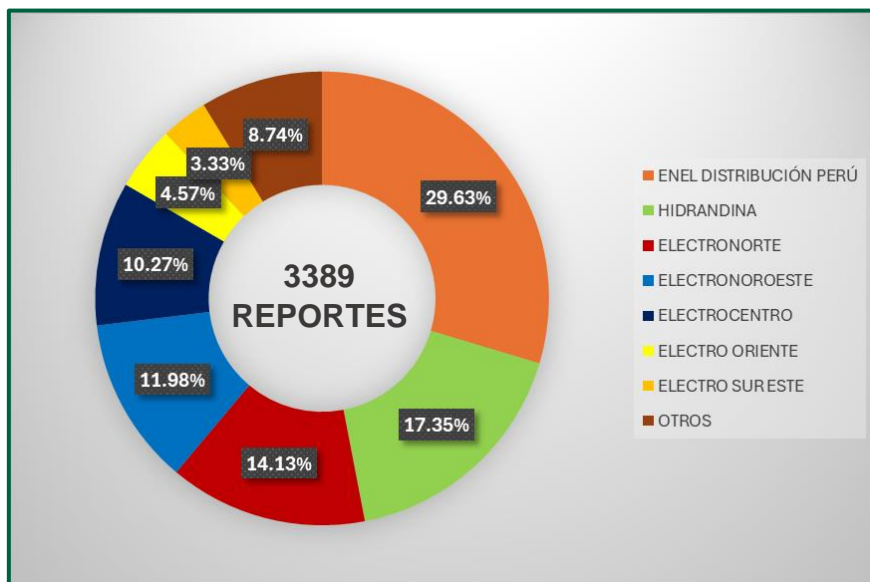
mostrar datos vinculados al número de reclamos presentados ante algunas de las Empresas de Distribución Eléctrica más grandes del país, donde, en correspondencia con el panorama presentado, se puede apreciar la preponderancia de los reclamos vinculados a la interrupción del servicio eléctrico sobre otros tópicos:

Número de reportes por asunto



Fuente: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (2024).

Porcentaje de reclamos por Empresa Distribuidora de Energía



Fuente: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (2024).

Por lo tanto, no queda duda alguna de que en Perú el acceso a la energía puede calificarse como ‘inadecuado’ o ‘deficitario’, en tanto se presentan problemas que responden a: (i) la brecha de electrificación en el país; y (ii) la deficiencia en la

continuidad y calidad en el servicio, presentándose como uno de los problemas principales la gran cantidad y duración de las interrupciones.

Sin perjuicio de lo mencionado, recordemos que el acceso a la energía y el derecho al desarrollo se relacionan directamente. Por lo tanto, abordadas ambas aristas vinculadas al problema del acceso a la energía, amerita ver con especial preocupación la situación de las áreas rurales del país, donde la brecha es mayor, las interrupciones más frecuentes y, de acuerdo con el INEI, se concentra el mayor porcentaje de pobreza a nivel nacional (39.8%) (2024a). En consecuencia, esta apreciación debe llamar la atención de las autoridades y generar conciencia respecto a que la falta de acceso a la energía de este grupo poblacional no hará más que perpetuar aquellos problemas económicos y sociales de los cuales actualmente sufren las áreas rurales del país.

3.2. Sentencias del Tribunal Constitucional

Una vez abordado el panorama peruano sobre acceso a la energía, corresponde revisar algunos de los instrumentos de derecho interno más importantes. Así, se analizará brevemente la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040 (en adelante, “Política Energética Nacional”), aprobada a través del Decreto Supremo 064-2010-EM, y las Sentencias del Tribunal Constitucional recaídas en los expedientes N° 02151-2018-PA/TC y 00151-2021-PA/TC.

Dicho esto, en la Sentencia del Tribunal Constitucional recaída en el expediente N° 00151-2021-PA/TC se emite un importante pronunciamiento respecto de la vinculación del acceso a la energía eléctrica y el derecho al desarrollo. De acuerdo con el Tribunal:

*[...] La **industria eléctrica es una pieza elemental para el desarrollo económico y social**, debido a que la electricidad es un insumo esencial para la producción de la mayor parte de los bienes y servicios; siendo un **componente básico en la creación de bienestar y calidad de vida de los ciudadanos del país** [...] (2023, p. 15) [el énfasis es propio].*

En este marco, importa mencionar que tanto el suministro regular de energía eléctrica para uso colectivo o destinado al uso colectivo, como las actividades de Transmisión y Distribución de electricidad son Servicios Públicos²⁰; por lo tanto, algunos de los elementos que los caracterizan son: (i) su esencialidad para la comunidad; (ii) la necesaria continuidad de su prestación; (iii) el mantener un estándar mínimo de calidad; y (iv) la igualdad en su acceso²¹; ello en vista a la

²⁰ Véase el artículo 2 del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.

²¹ Elementos contenidos en el fundamento 40 de la Sentencia del Tribunal Constitucional recaída en el expediente N° 00034-2004-PI/TC.

importancia que revisten para las personas, destacando que, como se analizó, el acceso a la energía permite particularmente el desarrollo económico y social de las personas.

Por su parte, la Política Energética Nacional establece nueve objetivos -sumamente generales-, de los cuales el Objetivo 3 destaca por corresponder al ‘acceso universal al suministro eléctrico’ y prever entre sus lineamientos el alcanzar la cobertura total del suministro de electricidad (2010). Con este fin, se vienen adoptando medidas y llevando a cabo proyectos como el Programa Masivo Fotovoltaico para Zonas Aisladas No Conectadas a Red²² u otros contemplados, por ejemplo, en el Reporte de Cumplimiento de la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040 del año 2022.

Sin embargo, especial mención merece que tanto en la Sentencia recaída en el expediente N° 00151-2021-PA/TC²³ como en la Sentencia recaída en el expediente N° 02151-2018-PA/TC²⁴ se ha reiterado el carácter de derecho fundamental al acceso a la energía. Sobre el particular, acorde con la última sentencia mencionada:

6. Efectivamente, del acceso a la energía eléctrica también puede decirse que se trata de un elemento básico para el mantenimiento y desarrollo no sólo de la existencia y la calidad de vida del ser humano, sino de otros derechos tan elementales como la salud, el trabajo y el medio ambiente; resulta prácticamente imposible imaginar que sin la presencia de energía eléctrica el individuo pueda ver satisfechas sus necesidades elementales y aun aquellas otras que, sin serlo, permiten la mejora y aprovechamiento de sus condiciones de existencia.

7. En tal sentido, este Tribunal reconoce que, si bien el derecho de acceso a la energía eléctrica no se encuentra consagrado expresamente en la Constitución, puede ser considerado como un derecho no enumerado conforme a su artículo 3, por cuanto está relacionado “directamente a valores tan importantes como la dignidad del ser humano y el Estado Social y Democrático de Derecho” (cfr. Sentencias 06534-2006-PA/TC y 06546-2006-PA/TC) (Tribunal Constitucional [Perú], 2022).

En este sentido, no hablamos solo de un instrumento para la satisfacción del derecho al desarrollo, sino que el acceso a la energía ostenta un rango superior

²² A este proyecto le fue asignado un presupuesto de S/. 96,000,000.00.

²³ “16. A modo de conclusión, es menester resaltar que en la reciente Sentencia 02151-2018-PA/TC, este Tribunal Constitucional ha reconocido el **derecho fundamental al acceso a la energía eléctrica**, y ha reafirmado que esta prestación es un servicio público: [...]” (Tribunal Constitucional [Perú], 2023) [el énfasis es propio].

²⁴ Cabe mencionar que estas no son las primeras sentencias que se han pronunciado reconociendo el derecho al acceso a la energía, pues ello ya había sido abordado en las sentencias recaídas en los expedientes 03668-2009-PA/TC y 01865-2010-PA/TC, pero sí las más actuales y que se pronuncian de manera más clara al respecto; del mismo modo, haciendo la vinculación con el derecho al desarrollo.

dentro de nuestro ordenamiento al ser considerado un Derecho Fundamental. Este fenómeno nacional dista de lo desarrollado en los instrumentos de DD.HH., los cuales aún no reconocen el acceso a la energía como un derecho; pero no es ajeno a las tendencias a nivel internacional, pues, como menciona Del Guayo, también es un derecho para la Unión Europea (2020, p. 328), reconocidos, entre otros, en la Directiva (UE) 2019/944, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE²⁵.

Pese a lo mencionado, ello no implica que el acceso a la energía (ni el derecho al desarrollo) sea automático y deba satisfacerse en su totalidad de manera inmediata, pues, como sostiene el Tribunal en la Sentencia recaída en el expediente N° 02151-2018-PA/TC, se trata de un Derecho Fundamental de configuración legal, por lo que su cumplimiento: (i) será progresivo; (ii) estará sujeto a requisitos, entre otros, legales; y (iii) se encontrará bajo la supervisión de los entes administrativos correspondientes, entre ellos el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (2022, f. 8).

Como pudimos apreciar a principios de este acápite, la realidad es que la situación peruana aún necesita mejorar en materia de acceso a la energía y, consecuentemente, del derecho al desarrollo. Para ello, entre otras, la Transición Energética, que viene de la mano con la Generación Distribuida, emergen como alternativas interesantes, fomentando el uso de fuentes renovables de energía (luz solar, viento, agua, entre otras) y tecnología -cada vez más barata-, a la par de que nos encaminamos cada vez más a un mercado en el cual los consumidores tenemos más relevancia, pudiendo llegar a producir nuestra propia energía y venderla. No obstante, resulta importante determinar la necesidad de dar el siguiente paso en materia regulatoria y evaluar el impacto de las normas existentes, con el fin de determinar si, más allá de ser suficiente, es idónea para la satisfacción del Objetivo 3 de la Política Nacional, vinculado al suministro universal.

²⁵ Artículo 27
Servicio universal

1. **Los Estados miembros deberán garantizar que todos los clientes domésticos y, cuando los Estados miembros lo consideren adecuado, las pequeñas empresas, disfruten en su territorio del derecho a un servicio universal, es decir, del derecho al suministro de electricidad de una calidad determinada, y a unos precios competitivos, fácil y claramente comparables, transparentes y no discriminatorios.** Para garantizar la prestación del servicio universal, los Estados miembros podrán designar un suministrador de último recurso. Los Estados miembros exigirán a los gestores de redes de distribución la obligación de conectar clientes a su red con arreglo a las condiciones y tarifas establecidas de conformidad con el procedimiento previsto en el artículo 59, apartado 7. La presente Directiva no impedirá que los Estados miembros refuercen la posición en el mercado de los clientes domésticos, y clientes no domésticos pequeños y medianos, promoviendo las posibilidades de agrupación voluntaria de representación de estos grupos de clientes (Diario Oficial de la Unión Europea, 2019) [el énfasis es propio].

4. CONCLUSIONES

- El acceso a la energía garantiza una serie de derechos, entre los que se destaca el derecho al desarrollo. Este vínculo ha sido reconocido y desarrollado a nivel del SUDH y SIDH, sistemas en los cuales se ha identificado cómo el acceso y la falta de energía repercuten en la vida de las personas. Asimismo, este vínculo puede ser constatado en base a la data publicada, siendo posible afirmar que existe una correlación entre ambos, pues los países con mayor IDH tienden a gozar de un porcentaje mayor de acceso a la energía.
- La importancia del acceso a la energía en relación con el derecho al desarrollo no se enmarca en el cumplimiento de una única función o la satisfacción de un único deber. Por el contrario, trasciende en los componentes económicos, sociales y culturales del derecho al desarrollo, y se vuelve relevante para sectores como la educación, alimentación, salud, economía, entre otros.
- A nivel nacional, se ha reconocido el impacto del acceso a la energía sobre el derecho al desarrollo, partiendo por la Política Energética Nacional y Sentencias del Tribunal Constitucional. No obstante, el desarrollo jurídico nos presenta un panorama atípico respecto de los Sistemas de DD.HH., pues se ha reconocido el acceso a la energía como un derecho de configuración legal.
- A nivel nacional e internacional, el acceso a la energía es aún un problema, pues los países no logran alcanzar estándares óptimos de acceso a la energía ni pueden dar cumplimiento a los principios del derecho de la energía. Por ello, no solo es necesario impulsar cambios en la regulación que permitan la implementación de nuevas tendencias en el aprovechamiento de energías renovables, sino que es importante que se revise la normativa vigente aplicable al sector, con la finalidad desregular allí donde sea necesario y acelerar el proceso hacia la satisfacción del derecho de acceso a la energía.

5. BIBLIOGRAFÍA

- Agencia Internacional de la Energía (2020). Defining energy access: 2020 methodology. <https://www.iea.org/articles/defining-energy-access-2020-methodology>
- Comisión Interamericana de Derechos Humanos (2016). *Miguel Angel Millar Silva y otros (Radio Estrella del Mar de Melinka) Chile* (Informe N° 48/16). <https://www.oas.org/es/cidh/decisiones/2016/CHPU12799ES.pdf>
- (2017). *Institucionalidad democrática, Estado de derecho y derechos humanos en Venezuela: Informe de país*. <https://www.oas.org/es/cidh/informes/pdfs/venezuela2018-es.pdf>
- Comité de Derechos Económicas, Sociales y Culturales (1991). *Observación General N° 4: El derecho a una vivienda adecuada (párrafo 1 del artículo 11 del Pacto)*. <https://www.acnur.org/fileadmin/Documentos/BDL/2005/3594.pdf>
- Conferencia de las Naciones Unidas sobre Comercio y Desarrollo (2023). *Commodities at a glance: Special issue on access to energy in sub-Saharan Africa* (Informe N° 17). https://unctad.org/system/files/official-document/ditccom2023d1_en.pdf
- Del Guayo Castiella, I. (2020). Concepto, contenidos y principios del derecho de la energía. *Revista de Administración Pública*, (212), 309-346. <https://doi.org/10.18042/cepc/rap.212.12>
- Goldemberg, J. (2001). Energy and Human Well-Being. <https://hdr.undp.org/system/files/documents/goldemberg-energy-1.pdf>
- Instituto Nacional de Estadística e Informática (2024a). Perú: evolución de la pobreza monetaria 2014-2023. <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/6578175/5558423-peru-evolucion-de-la-pobreza-monetaria-2014-2023.pdf?v=1720047420>
- (2024b). Electrificación. En *Acceso a los servicios básicos en el Perú, 2023* (pp. 23-25). https://www.inei.gob.pe/media/MenuRecursivo/publicaciones_digitales/Est/Lib1970/cap04.pdf
- Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (s.f.). *Human Development Index and its components*.

https://hdr.undp.org/sites/default/files/2023-24_HDR/HDR23-24_Statistical_Annex_HDI_Table.xlsx

(2021) Theme Report on Energy Access Towards the Achievement of SDG 7 and Net-Zero Emissions.

https://www.un.org/sites/un2.un.org/files/2021/09/2021-twg_1-091021.pdf

(5 de diciembre de 2022). *Impacto de la electrificación en el desarrollo.*

<https://data.undp.org/insights/achieving-universal-electricity-access/development-impact-electrification>

(2024a). *Our work áreas: Energy Access.*

<https://www.undp.org/energy/our-work-areas/energy-access>

(2024b). Chapter 1: access to electricity. En Tracking SDG 7: The Energy Progress Report 2024 (pp. 18-173).

https://trackingsdg7.esmap.org/data/files/download-documents/sdg7_-_report_2024_-_chapter1-accesstoelectricity.pdf

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (2024). Informe Bimestral de Supervisión en Energía – GSE.

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNjNkMDA3YmYtYTdkMSooYjJiLTkwNjgtZmUzZmFhYTQ5Y2UwIiwidCI6IjIhNzRmMTAoLThjMGUtNDRLNy1hMTFILWUoZGMwMzAxZTIzYyIsImMiOiJ9&pageName=ReportSection5fcoe9e1a6c7fbe6e3f3>

(junio de 2024). Reporte de interrupciones del servicio eléctrico.

<https://rendiciondecuentas.osinergmin.gob.pe/Archivos/2024/Osinergmin-DRC-EL-reporte-interrupciones-servicio-2024-III.pdf>

Organización de las Naciones Unidas (2012). Los beneficios del acceso a la energía sostenible.

<https://www.un.org/es/events/sustainableenergyforall/help.shtml#:~:text=Brinda%20energ%C3%ADa%20a%20centros%20de,para%20cocinar%20y%20generar%20calor>

Relatoría Especial sobre Derechos Económicos, Sociales, Culturales y Ambientales de la Comisión Interamericana de Derechos Humanos (2023). *VI Informe Anual de la Relatoría Especial sobre Derechos Económicos, Sociales, Culturales y Ambientales (REDESCA) de la Comisión Interamericana de Derechos Humanos (CIDH), 2022 (VI Informe Anual).*

https://www.oas.org/es/cidh/docs/anual/2022/capitulos/IA2022_Anexo_REDESCA_ES.pdf

(2022). V Informe Anual de la Relatoría Especial sobre Derechos Económicos, Sociales, Culturales y Ambientales (REDESCA) de la Comisión Interamericana de Derechos Humanos (CIDH), 2021 (V Informe Anual).
<https://www.oas.org/es/cidh/docs/anual/2021/capitulos/redesca-es.PDF>

World Bank Group (2023). *Access to electricity (% of population)*.
<https://data.worldbank.org/indicador/EG.ELC.ACCS.ZS>

6. LEGISLACIÓN, JURISPRUDENCIA Y OTROS DOCUMENTOS LEGALES

Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, Diario Oficial *El Peruano*, 19 de noviembre de 1992.

Decreto Supremo N° 009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, Diario Oficial *El Peruano*, 25 de febrero de 1993.

Decreto Supremo N° 064-2010-EM, Política Energética Nacional del Perú 2010-2040, Diario Oficial *El Peruano*, 24 de noviembre de 2010.

Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE, *Diario Oficial de la Unión Europea*, 5 de junio de 2019.
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944>

Organización de los Estados Americanos (1969). Convención Americana sobre Derechos Humanos (Pacto de San José).
https://www.oas.org/dil/esp/1969_Convenci%C3%B3n_Americana_sobre_Derechos_Humanos.pdf

(1988). Protocolo Adicional a la Convención Americana Sobre Derechos Humanos en Materia de Derechos Económicos, Sociales y Culturales "Protocolo de San Salvador".
<https://www.oas.org/juridico/spanish/tratados/a-52.html>

Resolución 217 A (III) de la Asamblea General de las Naciones Unidas, Declaración Universal de los Derechos Humanos, de 10 de diciembre de

1948. <https://www.un.org/es/about-us/universal-declaration-of-human-rights>

Resolución 41/128 de la Asamblea General de las Naciones Unidas, Declaración sobre el derecho al Desarrollo, del 4 de diciembre de 1986.
<https://www.ohchr.org/es/instruments-mechanisms/instruments/declaration-right-development>

Resolución A/76/154 del Consejo de Derechos Humanos de la Organización de las Naciones Unidas, Informe del Relator Especial sobre el derecho al desarrollo, Saad Alfarargi, del 15 de julio de 2021.
<https://documents.un.org/doc/undoc/gen/n21/192/29/pdf/n2119229.pdf?token=ohSRY1ewBIJvWQgkxC&fe=true>

Resolución A/HRC/54/27 del Consejo de Derechos Humanos de la Organización de las Naciones Unidas, Revitalizar el derecho al desarrollo: visión de futuro, del 4 de agosto de 2023.
<https://documents.un.org/doc/undoc/gen/g23/151/56/pdf/g2315156.pdf?token=Y55nQEv68mpbkCMArp&fe=true>

Resolución A/HRC/RES/33/14 del Consejo de Derechos Humanos de la Asamblea General de las Naciones Unidas, del 5 de octubre de 2016.
<https://docstore.ohchr.org/SelfServices/FilesHandler.ashx?enc=dtYoAzPhJ4NMMy4Lu1TOebIM8c1X4GZjGEGHV9SBM9XT1yx7SVymr3wOwgnD6Kjn1oqdGPr4drS8mzoPLmte3loyDWY47csP%2BCF98sissJVomkim7RSfPbizsvB4JnsKL>

Resolución A/RES/70/1 de la Asamblea General de las Naciones Unidas, Transformar nuestro mundo: la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, del 25 de setiembre de 2015.
<https://documents.un.org/doc/undoc/gen/n15/291/93/pdf/n1529193.pdf?token=qlfHaMvRalLLeQlsC2&fe=true>

Resolución de la Corte Interamericana de Derechos Humanos de 25 de mayo de 2017. Caso Masacres de Río Negro vs. Guatemala: Supervisión de cumplimiento de sentencia.
https://www.corteidh.or.cr/docs/supervisiones/rionegro_25_05_17.pdf

Tribunal Constitucional [Perú], Sentencia recaída en el expediente N° 00151-2021-PA/TC, de 28 de noviembre de 2023.
<https://tc.gob.pe/jurisprudencia/2024/00151-2021-AA.pdf>

Sentencia recaída en el expediente N° 02151-2018-PA/TC, 31 de mayo de 2022. <https://tc.gob.pe/jurisprudencia/2022/02151-2018-AA.pdf>



Mariana Jara



Límites al principio de privilegio de controles posteriores en la actividad de Hidrocarburos



***Mariana Jara** es Bachiller en Derecho por la Universidad de Lima, con diploma de especialidad en Solución de Controversias. Actualmente, es asistente legal en el área minero energética de VMR Abogados. Asimismo, cuenta con experiencia profesional en el área legal de la División de Supervisión de Gas Natural del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN).*

1. INTRODUCCIÓN

La Sentencia 319/2023 del Tribunal Constitucional (en adelante, “TC”), recaída en el Expediente N° 01692-2018-PA/TC y emitida el 25 de julio de 2023, obligó al Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), a modificar disposiciones normativas contenidas en el anterior Reglamento del Registro de Hidrocarburos, aprobado por Resolución del Consejo Directivo del Osinergmin N° 191-2011-OS/CD.

Uno de los principales acontecimientos que antecedieron a la mencionada sentencia del TC fue la deflagración ocurrida en Villa El Salvador el 23 de enero de 2020, producida por una fuga de gas de un camión cisterna. Este acontecimiento y la posibilidad de que se repitiese, alertó a la sociedad y en particular al TC, sobre la existencia de una amenaza cierta e inminente sobre los derechos fundamentales de las personas. Así, impulsó las decisiones requeridas para implementar una nueva normativa que permitiese la armonización de los

derechos particulares con los bienes jurídicos tutelados por OSINERGMIN, como la protección de la seguridad pública.

Es así como la sentencia resultante de la acción de amparo interpuesta por el Instituto de Defensa Legal del Ambiente y el Desarrollo Sostenible Perú (“IDLADS PERU”), provocó que se reconstruyera uno de los principales cuerpos normativos que garantizan la continuidad y seguridad de la operación e instalaciones, en los subsectores sobre los que OSINERGMIN despliega sus competencias.

Concretamente, en la acción de amparo, IDLADS PERU buscó que se inaplique de la Resolución del Consejo Directivo del Osinergmin N° 191-2011-OS/CD, que aprobó el Reglamento del Registro de Hidrocarburos, en particular, las disposiciones normativas que regulaban la expedición de autorizaciones sin una supervisión previa por parte del OSINERGMIN. Dicha demanda fue declarada infundada tanto en primera como en segunda instancia.

Frente a ello, el 26 de diciembre de 2017, IDLADS PERU presentó un recurso de agravio constitucional, a fin de que el TC pueda resolver la controversia. Es entonces que el TC pudo identificar en el anterior Reglamento del Registro de Hidrocarburos una aplicación cuestionable de principios administrativos recogidos en la norma precitada, tales como el de privilegio de controles posteriores, simplicidad, eficacia y presunción de veracidad. La aplicación de dichos principios se contraponía a la finalidad pública de garantizar la protección a la seguridad pública, a través de la supervisión del cumplimiento de obligaciones técnico normativas en el subsector hidrocarburos, antes mencionada.

Concretamente, el énfasis que el Reglamento cuestionado realizaba en el principio de privilegio de controles posteriores, junto con la aplicación de otros principios, significó afectar la probabilidad de que la supervisión detectase problemas. Con ello, se generó la puesta en peligro de los bienes jurídicos señalados.

En ese marco, es pertinente comentar de manera breve la trascendencia de algunos fundamentos del TC relativos al cuestionamiento de la aplicación inadecuada del principio de privilegio de controles posteriores, de una manera que contraviene la finalidad pública perseguida por el OSINERGMIN. Estos fundamentos son los que terminaron guiando la elaboración del nuevo Reglamento del Registro de Hidrocarburos, aprobado este año mediante la Resolución de Consejo Directivo N° 150-2024-OS/CD.

2. ALCANCES DEL PRIVILEGIO DE CONTROLES POSTERIORES EN LA SIMPLIFICACIÓN DEL REGLAMENTO DEL REGISTRO DE HIDROCARBUROS

2.1. El principio de privilegio de controles posteriores en el marco de los procedimientos administrativos

El principio de privilegio de controles posteriores o de fiscalización posterior es una directriz del Derecho administrativo definida en el artículo IV del título preliminar del Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General (en adelante, “TUO de la LPAG”):

“1.16. Principio de privilegio de controles posteriores. - La tramitación de los procedimientos administrativos se sustentará en la aplicación de la fiscalización posterior; reservándose la autoridad administrativa, el derecho de comprobar la veracidad de la información presentada, el cumplimiento de la normatividad sustantiva y aplicar las sanciones pertinentes en caso que la información presentada no sea veraz.”

Al respecto, este principio implica que, en el marco de un procedimiento administrativo, no se requiere revisión previa de la veracidad de la información presentada, reservándose la Autoridad la prerrogativa de verificar, posterior a su pronunciamiento, el cumplimiento de lo declarado por el administrado.

En otras palabras, el privilegio de controles posteriores permite posponer la revisión previa sobre la veracidad de la información presentada por el administrado en el procedimiento administrativo, con lo que la Autoridad puede, posterior a su pronunciamiento, proceder con la verificación de las declaraciones respectivas y el análisis de su correlación con la realidad, para aplicar las sanciones correspondientes, en caso se adviertan incumplimientos.

Dicha directriz está concatenada, a su vez, con el principio de presunción de veracidad (Guzmán, 2009, p.22), en tanto lo declarado por el Administrado en el procedimiento administrativo se presume cierto hasta que se demuestre lo contrario. No obstante, la aplicación de ambos principios en beneficio de la celeridad del procedimiento y simplificación de formalismos, debe tomarse con cautela, debido a los potenciales efectos nocivos sobre el interés general.

2.2. El principio de privilegio de controles posteriores en el marco del Reglamento del Registro de Hidrocarburos

El TC, a través de su pronunciamiento, permitió delimitar los alcances de la aplicación del principio de privilegio de controles posteriores en el Reglamento del Registro de Hidrocarburos. Ello en virtud a que la acción de amparo interpuesta por IDLADS PERU se enfocó en la inaplicación de la Resolución del Consejo Directivo del Osinergmin N° 191-2011-OS/CD, en relación a las disposiciones relativas a las autorizaciones (como Informes Técnicos Favorables y el acto administrativo que aprueba el Registro).

Pese a que el pedido del amparo se enfocaba en ciertos aspectos de la norma, el TC prefirió declarar la inaplicación de la totalidad de la norma, tras advertir una inadecuada aplicación de la fiscalización posterior y ausencia de supervisiones previas a la expedición de autorizaciones. Así, se dispuso la reestructuración completa del Reglamento del Registro de Hidrocarburos.

Ahora bien, ya el Decreto Supremo N°004-2010-EM, que transfirió la administración del Registro de Hidrocarburos al OSINERGMIN, había señalado la gran relevancia que se otorgaba al principio de especialidad de la Administración Pública, y a la simplificación y celeridad en la expedición de autorizaciones para los agentes de comercialización del subsector referido. Por ejemplo, en la parte considerativa se puede leer el siguiente texto:

*“Que, en virtud de los principios de simplicidad, celeridad y eficacia [...] es necesario que el referido organismo adecue sus documentos de gestión administrativa y procedimental que le permita administrar y regular el Registro de Hidrocarburos **con la finalidad de simplificar y dotar a los trámites** seguidos por los diversos agentes que desean operar o se encuentren operando en el subsector hidrocarburos **de la máxima dinámica posible**, evitando actuaciones que dificulten su desenvolvimiento o constituyan meros formalismos, a fin de alcanzar una decisión en tiempo razonable y que esté acorde con lo dispuesto en la normatividad vigente”.*

De esta manera, los principios de simplicidad, celeridad y eficacia dispuestos en el artículo IV del Título Preliminar del TUO de la LPAG fueron utilizados como la justificación legal para poder reducir la generación de aparentes formalismos en el acceso al mercado. Dichos principios se muestran a continuación:

“1.9. Principio de celeridad. - Quienes participan en el procedimiento deben ajustar su actuación de tal modo que se dote al trámite de la máxima dinámica posible, evitando actuaciones procesales que dificulten

su desenvolvimiento o constituyan meros formalismos, a fin de alcanzar una decisión en tiempo razonable, sin que ello releve a las autoridades del respeto al debido procedimiento o vulnere el ordenamiento.

1.10. Principio de eficacia. - *Los sujetos del procedimiento administrativo deben hacer prevalecer el cumplimiento de la finalidad del acto procedimental, sobre aquellos formalismos cuya realización no incida en su validez, no determinen aspectos importantes en la decisión final, no disminuyan las garantías del procedimiento, ni causen indefensión a los administrados. [...]*

1.13. Principio de simplicidad. - *Los trámites establecidos por la autoridad administrativa deberán ser sencillos, debiendo eliminarse toda complejidad innecesaria; es decir, los requisitos exigidos deberán ser racionales y proporcionales a los fines que se persigue cumplir”.*

En ese sentido, se debe precisar que los principios constituyen el fundamento de todos los procedimientos administrativos. La aplicación de estas directrices se enfoca en iluminar la interpretación y análisis de las normas en la materia para garantizar la tutela efectiva del interés general que persigue la Autoridad administrativa en el marco de sus facultades (Guzmán, 2009, p.2).

Así, tanto el primer Reglamento del Registro de Hidrocarburos emitido por el OSINERGMIN, como aquel que fue materia de cuestionamiento, se fundamentaban en dichos principios, otorgando un gran valor al principio de privilegio de controles posteriores. No obstante, la postura del TC fue que, en realidad, este principio eximía de forma peligrosa a OSINERGMIN de realizar supervisiones previas para verificar el cumplimiento normativo de los agentes solicitantes al Registro de Hidrocarburos, en cuanto al contenido de sus declaraciones para la emisión del Informe Técnico Favorable.

Entonces, se generaba un efecto adverso, pues la simplificación de procedimientos administrativos, en aplicación del principio de celeridad procedimental y simplicidad, entraba en contradicción con la tutela al interés general que le compete al OSINERGMIN. De esta manera, se propició la lesión a derechos protegidos por la Constitución Política del Perú, conexos principalmente al derecho a gozar de un ambiente equilibrado y adecuado al desarrollo de la vida.

De esta forma, podemos desprender que la eliminación de complejidades aparentemente innecesarias como parte del proceso de simplificación de procedimientos administrativos debe ejecutarse utilizando los criterios de proporcionalidad y razonabilidad, esto es, evaluando si la finalidad pública a

tutelar es alcanzada de forma adecuada, idónea y útil por la decisión administrativa (Luccheti, 2009, p.2). Así, se pueden analizar los criterios mencionados sobre la simplificación de los procedimientos del Reglamento de Registro de Hidrocarburos, en los siguientes escenarios:

- Desde su impacto en la esfera jurídica del agente fiscalizado en la tramitación de las autorizaciones; y
- Desde el grado de satisfacción sobre la protección de la finalidad pública perseguida por el OSINERGMIN.

Los criterios precitados podemos corroborarlos en jurisprudencia previa del TC. Nos estamos refiriendo a las sentencias recaídas en los expedientes N° 579-2008-PA/TC (fundamento 26) y el N° 00949-2022-PA/TC (fundamento 29). En tales pronunciamientos, se señaló que la ponderación es clave para analizar e identificar los riesgos potenciales que surgen de conflictos entre bienes tutelados por el ordenamiento jurídico y para examinar la constitucionalidad de la relativización de derechos fundamentales en el proceso de armonizarlos con otros bienes jurídicos protegidos.

Volviendo al caso concreto, las disposiciones del Reglamento del Registro de Hidrocarburos evidenciaron que la simplificación de los procedimientos que contiene la norma no fue razonable ni proporcional para la finalidad pública relativa a la supervisión del cumplimiento técnico normativo, así como para la seguridad de las instalaciones y de la operación como tal.

La emisión de autorizaciones, llevada a cabo omitiendo las supervisiones previas por parte de OSINERGMIN, resultó en una irregularidad sobre el fin público que tutela la institución. Un documento tan importante como el Informe Técnico Favorable (con el cual se sustenta el registro de una empresa) es un requisito esencial para acreditar el cumplimiento de las disposiciones vigentes del subsector; y de ninguna manera puede ser reducido a una formalidad simplificable y hasta de aparente complejidad innecesaria, con una suerte de aprobación automática. No obstante, ello sucedió pese a que expresamente los procedimientos de emisión correspondientes en el Reglamento se encontraban sujetos al silencio administrativo negativo.

Es por todo ello que el TC, al resolver la demanda de amparo, no solo inaplicó el Reglamento del Registro de Hidrocarburos en sus disposiciones relativas a la expedición del Informe Técnico Favorable y registro, sino que también ordenó a OSINERGMIN elaborar uno nuevo que abandone el énfasis en la fiscalización posterior, y permita incluir de manera obligatoria supervisiones previas.

3. AFECTACIÓN A DERECHOS FUNDAMENTALES Y SU RELACIÓN CON LA SIMPLIFICACIÓN DEL REGLAMENTO DEL REGISTRO DE HIDROCARBUROS

Como hemos podido evidenciar, la simplificación de los procedimientos administrativos y la aplicación del principio de privilegio de controles posteriores no debieron llevarse a cabo sin considerar los riesgos y posibles lesiones a la finalidad pública que ampara el OSINERGMIN dentro de la actividad en el subsector hidrocarburos.

Sin embargo, por la falta de supervisiones previas en el procedimiento de aprobación del Informe Técnico Favorable, se produjeron diversos daños materiales y hasta potenciales a derechos fundamentales, generando especialmente una amenaza cierta e inminente al derecho a gozar de un medio ambiente equilibrado y adecuado al desarrollo de la vida. El evento que utilizó el TC para ejemplificar esta afectación fue, como se podrá inferir, el viento de Villa El Salvador en enero de 2020, así como sus consecuencias.

En virtud a la deflagración ocurrida en Villa El Salvador, OSINERGMIN realizó algunas acciones para mitigar los riesgos vinculados a dicho evento, las cuales se listan a continuación:

- Modificación al Texto Único de Procedimientos Administrativos de OSINERGMIN.
- Implementación del programa especial “Caso VES”.
- Disposición para que la División de Supervisión Regional realice una supervisión sobre el 100% de los camiones tanque y camiones cisterna inscritos.
- Implementación de un sistema de gestión de seguridad de procesos en las Instalaciones.

Como consecuencia de lo anterior, OSINERGMIN evidenció que existieron emergencias posteriores a la inscripción, autorizaciones de uso y funcionamiento sin fiscalizar, y con ello un número significativo de procedimientos administrativos sancionadores en relación a los mismos, que además contaban con insuficiencia probatoria en el escenario ex ante. De esta forma, el OSINERGMIN evidenció en mayor medida el problema generado por la ausente fiscalización previa a la aprobación de Informes Técnicos Favorables para el Registro de Hidrocarburos.

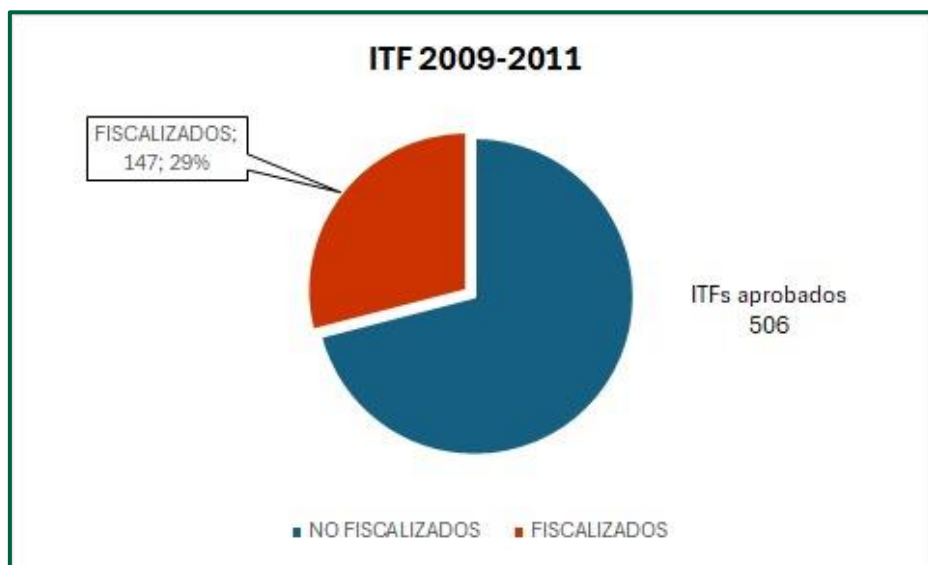
Como se señaló, el incumplimiento normativo que pudo provocar el énfasis del privilegio de controles posteriores sobre los documentos y declaraciones presentados por los administrados en los procedimientos relativos al Registro de

Hidrocarburos, así como la escasa fiscalización previa y oportuna sobre la misma, tuvo sus efectos en un mayor número de infracciones investigadas en el marco de procedimientos administrativos sancionadores. Al respecto, quisiéramos citar el fundamento 50 de la sentencia del TC:

“(…) comunicó que entre los años 2009 y 2011, a través del procedimiento de simplificación dispuesto en la Resolución de Consejo Directivo 193-2009-OS/CD (hoy derogada y reemplazada por la norma que se cuestiona en autos), se aprobaron quinientos seis (506) Informes Técnicos Favorables de los Locales de Venta de GLP, sin fiscalización previa.

De ese total, 147 fueron fiscalizados posteriormente a la entrega del ITF simplificados, equivalente al 29 % del total. En los locales de venta de GLP fiscalizados posteriormente a la entrega del ITF, se iniciaron, a nivel nacional, un total de ochocientos cincuenta y cinco (855) procedimientos administrativos sancionadores.”

Los hechos señalados por el TC se pueden apreciar en el siguiente gráfico:



Fuente: Elaboración propia

Como se puede apreciar en el gráfico, entre el año 2009 y 2011, se expidieron autorizaciones de uso y funcionamiento, así como de modificación y/o ampliación, sin verificar la correlación de lo declarado por los administrados con lo verdaderamente cumplido en la realidad, de forma anterior a la aprobación del Informe Técnico Favorable.

Así, del total de 506 Informes Técnicos Favorables aprobados, ninguno fue objeto de supervisión previa al procedimiento de registro; y solo el 29% de ese total fue fiscalizado de forma posterior. Al respecto, únicamente sobre el porcentaje referido se iniciaron 855 procedimientos administrativos sancionadores. Es decir, en términos generales, se advirtieron alrededor de 5 o 6 incumplimientos por cada local de venta de GLP fiscalizado de manera posterior.

De esta forma, observamos una inadecuada ponderación entre bienes protegidos por el OSINERGMIN con la aplicación de principios de simplificación y eliminación de aparentes meros formalismos que podrían constituir barreras burocráticas para los administrados; así, se viabilizó que los agentes obtengan un mayor margen para incumplir determinadas obligaciones técnico normativas. Por lo tanto, se aumentó el riesgo hacia la seguridad pública, así como de las propias instalaciones y operación. Es decir, se generó un alto ámbito de vulnerabilidad ante potenciales irregularidades en el sector energético, lo cual conlleva lesiones que incluso podrían ser susceptibles a tutela compensatoria o resarcitoria. Sin embargo, la reparación de los efectos en la realidad y la retrotracción al estado anterior de las cosas a los incidentes es bastante reducida.

4. ALGUNAS VISTAS AL NUEVO REGLAMENTO DEL REGISTRO DE HIDROCARBUROS

A partir de la Sentencia del TC que hemos comentado en este artículo, el 2 de agosto del 2024 se publicó la Resolución de Consejo Directivo N° 150-2024-OS/CD, mediante la cual se aprobó el nuevo Reglamento del Registro de Hidrocarburos. Este nuevo cuerpo normativo en principio repararía las aristas potencialmente lesivas a los bienes jurídicos precitados, y contiene una adecuada ponderación entre principios e intereses tutelados por el OSINERGMIN.

Así, se observan modificaciones relevantes, entre las cuales se resalta la eliminación del énfasis al privilegio a controles posteriores, y la incorporación de al menos una visita de fiscalización en el proceso de evaluación de las solicitudes para verificar el cumplimiento de los requerimientos técnicos y de seguridad. Al respecto, el artículo 11 del nuevo Reglamento regula el procedimiento de solicitud de inscripción en el registro:

"Artículo 11.- Evaluación de las solicitudes y formulación de observaciones

11.1. Las solicitudes de inscripción, modificación, suspensión o cancelación en el Registro, así como de Informes Técnicos Favorables o actas de verificación, son atendidas en un plazo máximo de treinta (30) días hábiles, contados a partir de la fecha de su admisión. Dicho plazo

se suspende en caso se formule observaciones, continuando una vez que el solicitante cumpla con subsanarlas, o el plazo otorgado para ello haya vencido.

11.2. Una vez admitida a trámite la solicitud, el órgano competente procede a la evaluación de la documentación presentada y realiza por lo menos una visita de fiscalización a fin de verificar el cumplimiento de los requerimientos técnicos y de seguridad. Se exceptúa de la visita en el caso de solicitudes de registros de hidrocarburos correspondientes a agentes que no operan Instalaciones de Hidrocarburos o respecto de trámites administrativos que no tienen incidencia en las condiciones técnicas o de seguridad de dichas instalaciones (...).”

Por otro lado, el nuevo Reglamento, entre otras modificaciones, incorpora la figura del “Informe de Fiscalización de No Conformidad”, documento que se encuentra vinculado necesariamente a la realización de una supervisión previa al Informe Técnico Favorable sobre lo solicitado. Dicho Informe de Fiscalización de No Conformidad está regulado en el artículo 39 de la nueva norma.

“Artículo 39.- De la emisión del Informe Técnico Favorable del Diseño del proyecto

(...)

39.2. En caso el solicitante no cumpla con presentar la documentación y/o información correspondiente o, si habiéndola presentado, la misma no permite subsanar todas las observaciones formuladas, el Osinergmin emite el Informe de Fiscalización de No conformidad correspondiente.

39.3. En caso se determine que el proyecto cumple con lo dispuesto en los ítems 1 y 2 del Anexo III, según corresponda, así como con lo establecido en la normativa técnica y de seguridad vigente en el subsector hidrocarburos, Osinergmin emite el Informe Técnico Favorable del Diseño.

39.4. En el caso se emita un Informe de Fiscalización de No Conformidad, el solicitante queda facultado a presentar una nueva solicitud a fin que se realice una nueva evaluación del diseño del proyecto.”

Finalmente, cabe precisar que, sobre la construcción del proyecto, el actual Reglamento del Registro de Hidrocarburos, en sus artículos 41 y 42, detalla y desarrolla el proceso de supervisión y emisión del Informe, sea Técnico Favorable o de No conformidad, con un énfasis a la supervisión previa que enmarca la actividad fiscalizadora de la Autoridad con el nuevo matiz del cuerpo normativo, conforme se detalla:

“Artículo 41.- De la Construcción del proyecto

41.1. El solicitante, bajo su responsabilidad, ejecuta la construcción de acuerdo con los documentos técnicos que sustentó la emisión del Informe Técnico Favorable del Diseño, cumpliendo además con las normas técnicas y de seguridad aplicables al proyecto, y los códigos y estándares establecidos en el ordenamiento jurídico vigente.

41.2. Osinergmin realiza visitas de fiscalización durante el proceso constructivo a fin de verificar el cumplimiento de los aspectos técnicos y de seguridad aplicables; y puede solicitar la información y documentación que considere conveniente para dicho fin. Asimismo, puede realizar observaciones relacionadas con el cumplimiento de normas técnicas y de seguridad durante la construcción del establecimiento, las cuales deben ser levantadas por el solicitante a los fines de la emisión del Informe Técnico Favorable del Fin de la Construcción.

Artículo 42.- De la emisión del Informe Técnico Favorable del Fin de Construcción del proyecto

(...)

42.2. Recibida la comunicación presentada por el solicitante, el Osinergmin procede con su revisión a fin de verificar si la misma cumple con los requisitos exigidos, y, de ser necesario, puede solicitar al solicitante la presentación de la documentación y/o información que hubiera omitido, otorgándole un plazo máximo de dos (2) días hábiles para su presentación.

Transcurrido dicho plazo sin que el solicitante presente la documentación y/o información requerida, Osinergmin tiene por no presentada la citada comunicación, informando de ello al solicitante; quedando facultado el solicitante a presentar una nueva comunicación. Caso contrario, una vez que el solicitante haya cumplido con presentar toda la documentación requerida de acuerdo con los ítems 1 y 2 del Anexo III, según corresponda, Osinergmin procede con la evaluación de la construcción del proyecto.

(...)

42.4. En caso el solicitante no cumpla con presentar la documentación y/o información correspondiente o, si habiéndola presentado, la misma no permite subsanar todas las observaciones formuladas, el Osinergmin emite el Informe de Fiscalización de No conformidad correspondiente.

42.5 En caso se determine que el proyecto cumple con lo dispuesto en los ítems 1 y 2 del Anexo III, según corresponda, así como con lo establecido en la normativa técnica y de seguridad vigente en el subsector

hidrocarburos, Osinergmin emite el Informe Técnico Favorable del Fin de Construcción.

42.6. En caso se emita un Informe de Fiscalización de No Conformidad, el solicitante queda facultado a presentar una nueva solicitud a fin que se realice una nueva evaluación del fin de construcción, siempre que no sea necesaria la obtención previa de un nuevo Informe Técnico Favorable del Diseño del proyecto; independientemente de las medidas administrativas que disponga Osinergmin.”

Nuevamente, la modificación normativa desarrollada reincide en la supervisión previa a la aprobación del Informe Técnico Favorable, para lo cual se estaría constituyendo un Informe específico en el que consta el fundamento de denegatoria a aprobación del Informe Técnico por observaciones en las visitas de fiscalización que exige expresamente.

5. CONCLUSIÓN

El anterior Reglamento del Registro de Hidrocarburos que administró el OSINERGMIN se constituyó sobre la base de un inadecuado procedimiento de simplificación, eficacia, celeridad y eficiencia para el acceso al mercado de los agentes fiscalizados, lo que resultó lesivo a la tutela de derechos fundamentales y la finalidad pública del OSINERGMIN. Ello conforme a los fundamentos del TC y al análisis realizado en los apartados precedentes sobre el precitado pronunciamiento.

Como observamos a lo largo del presente artículo, el anterior Reglamento del Registro de Hidrocarburos se focalizó en el principio de privilegio de controles posteriores para acelerar la inscripción de actividades relativas a este registro, lo que en realidad provocó que se coloque en riesgo la seguridad de la operación e las instalaciones en el subsector hidrocarburos.

Sin embargo, el nuevo Reglamento, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 150-2024-OS/CD, en cumplimiento de lo señalado por el TC, repara las observaciones que se formularon para restituir la supervisión previa como parte de la tutela a la seguridad pública y la eliminación al énfasis del privilegio de controles posteriores, en virtud a la verificación oportuna del cumplimiento técnico normativo vigente.

6. BIBLIOGRAFÍA

Guzmán Napurí, C. (2009). Los principios generales del derecho administrativo. *IUS ET VERITAS*, 19(38), 228-249. Recuperado a partir de <https://revistas.pucp.edu.pe/index.php/iusetveritas/article/view/12203>

Lucchetti Rodríguez, A. B. (2009). Algunos alcances en la aplicación del principio de razonabilidad de las decisiones administrativas. *Revista De Derecho Administrativo*, (7), 484-489. Recuperado a partir de <https://revistas.pucp.edu.pe/index.php/derechoadministrativo/article/view/14044>

Sentencia recaída en el Expediente N. ° 579-2008-PA/TC (2008, 5 de julio). Tribunal Constitucional (Mesía Ramírez, C.). <https://www.tc.gob.pe/jurisprudencia/2009/00579-2008-AA.html>

Sentencia recaída en el Expediente N.° 01692-2018-PA/TC (2023, 25 de julio). Tribunal Constitucional (Domínguez Haro, H.). <https://tc.gob.pe/jurisprudencia/2023/01692-2018-AA.pdf>

Sentencia recaída en el Expediente N ° 00949-2022-PA/TC (2023, 25 de julio). Tribunal Constitucional (Morales Saravia, F.). <https://tc.gob.pe/jurisprudencia/2023/00949-2022-AA.pdf>





La **REVISTA PERUANA DE ENERGÍA** es la primera publicación académica peruana especializada en el sector energético, cuyo objetivo es aportar al debate y reflexión sobre los temas y acontecimientos más relevantes de la materia, desde una perspectiva multidisciplinaria.

Los invitamos a revisar las anteriores ediciones en el siguiente sitio web:
<https://www.rpe.com.pe>

Revista Peruana de Energía ^{Nº} 11

E D I C I Ó N 2 0 2 4

 +51 (1) 202 8000

 estudio@santivanez.com.pe

Av. República de Panamá 3461 Piso 9. San Isidro - 15036