	<b>APORTES DEL COES PARA LA COMISIÓN MULTISECTORIAL PARA LA REFORMA DEL SUBSECTOR ELECTRICIDAD</b>	<b>23.09.2019</b>
---	--	-------------------

A continuación, se sugiere que en el plan de trabajo del corto plazo se incluyan los siguientes temas:

## **I. Aspectos Operativos y de Mercado**

### **Numeral 6.2 de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados**

#### 1. Descripción de la problemática:

En el año 2011, la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados estableció la exoneración a las RER-NC de brindar RPF. En el contexto en el que se emitió esta exoneración, la tecnología de las centrales eólicas y solares no permitían un control adecuado de la potencia activa, adicional al hecho que se esperaba que el porcentaje de penetración de estas dos tecnologías fuese muy pequeña. Actualmente, estos dos aspectos han cambiado de manera importante, por un lado, es común en el mundo que se exija la participación de las RER-NC en el control de RPF, dado que la tecnología actual lo permite. Por otro lado, la potencia firme de éstas RER-NC propiciará un incremento de su capacidad instalada y por ende una mayor participación de estas tecnologías en el despacho del SEIN.


Por lo tanto, mantener la exoneración, ocasionaría que con el crecimiento del SEIN de estas tecnologías se degrade la calidad de la frecuencia y la seguridad del SEIN.

#### Propuesta de solución:

Eliminar la exoneración de la obligación de brindar el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) a las Centrales RER No Convencionales (RER-NC) establecida en el numeral 6.2.2 de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.

### **Título Sexto (De los Servicios Complementarios) de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados**

#### 2. Descripción de la problemática:

	<b>APORTES DEL COES PARA LA COMISIÓN MULTISECTORIAL PARA LA REFORMA DEL SUBSECTOR ELECTRICIDAD</b>	<b>23.09.2019</b>
---	--	-------------------

Se ha observado que el incremento de la generación RER-NC está ocasionando a su vez un incremento en la necesidad de reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia, esto originado por la mayor incertidumbre de su producción en relación con las otras tecnologías. Para el SEIN, cerca del 30% de la magnitud de reserva para RSF es atribuible a la generación RER-NC, valor que resulta considerable si se toma en cuenta que su participación en la generación total del SEIN es de aproximadamente el 5%. En ese sentido, es de esperarse que incrementos de generación RER-NC impondrá exigencias importantes al sistema AGC del COES así como un sobre costo por la mayor cantidad de reserva requerida, mayor flexibilidad en el sistema, tanto a nivel de generación como del sistema de transmisión. Un caso particular del problema descrito es el caso de las centrales solares que, al momento de ocultarse el sol, provocan elevadas rampas de carga de disminución de generación que deben controlarse con una mayor reserva en el SEIN, encareciendo la operación y sometiendo al resto de unidades de generación a mayores ciclos de incremento/disminución de carga o, en el peor de los casos, a procesos de arranque/parada que degradan su vida útil.

Propuesta de solución:

Desarrollar un mercado de los Servicios Complementarios que posibilite la incorporación de mayor generación RER-NC en el SEIN.

## **Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE)**

### **Artículo 101° y 102°.- Transferencias de Potencia y Energía**


#### **3. Descripción de la problemática:**

El artículo 101 del RLCE establece que ningún integrante del COES podrá contratar con sus usuarios, más potencia y energía firme que las propias y, las que tenga contratada con terceros, pertenezcan o no al COES.

Asimismo, el artículo 102 señala que cada integrante del COES deberá estar en condiciones de satisfacer en cada año calendario la demanda de energía que tenga contratada con sus usuarios, con energía firme propia y, la que tuviera contratada con terceros, pertenezcan o no al COES.

Por otro lado, la definición de “Potencia Firme” establecida en la Ley de Concesiones Eléctricas señala que esta potencia debe considerar la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad.

El potencial problema surge con las centrales que no pertenecen al COES ya que no existe procedimiento o disposición normativa que permita

	<b>APORTES DEL COES PARA LA COMISIÓN MULTISECTORIAL PARA LA REFORMA DEL SUBSECTOR ELECTRICIDAD</b>	<b>23.09.2019</b>
---	--	-------------------

determinar su Potencia Firme, aspecto que se complica aun mas si se toma en cuenta que, al no estar estas centrales en el COES, tampoco se dispone de registros de mantenimientos o indisponibilidades históricas de estas unidades. En ese sentido, es riesgoso que los generadores contraten Potencia Firme de centrales que no pertenezcan al COES.

Asociado a lo anterior, se podría dar el caso que las centrales vendedoras de potencia firme sean propiedad de auto productores o generación distribuida, y la transferencia de potencia y energía firme sea por una magnitud importante. En dicho contexto al no ser despachadas por el COES podría darse el caso que estas centrales no operen, por lo que de producirse, se afectaría el precio en el MME ya que se requeriría despachar más centrales para abastecer los compromisos o retiros realizados en base a esa potencia y energía firme (sobre la cual el COES no tendrá ningún control).

Propuesta de solución:

Eliminar de los artículos 101 y 102 del RLCE la posibilidad de contratar Potencia Firme de centrales que no pertenezcan al COES.

## **II. Reglamento de Transmisión**


### **Artículo 4°.- Manifestación de Interés y Suscripción de Contrato de Concesión Definitiva de Transmisión Eléctrica para el SCT**

#### **4. Descripción de la problemática:**

En el artículo 4.1 del Reglamento de Transmisión se indica que los Agentes interesados en construir y operar algunas de las instalaciones comprendidas entre los Proyectos Vinculantes del PT, tienen un plazo no prorrogable de treinta (30) días calendario para manifestar interés acompañada con una carta fianza por un monto equivalente del 10% del presupuesto estimado del proyecto en el PT.

Por su parte, el artículo 4.3 señala que después de registrada la expresión de interés el Agente contará con un plazo de 180 días calendario para solicitar la Concesión Definitiva de Transmisión Eléctrica.

A la fecha no hay proyectos del Plan de Transmisión que hayan sido construidos por este mecanismo, lo cual muestra que posiblemente se requiere mejorar los plazos estipulados tanto en la manifestación de interés como en la posterior solicitud de Concesión Definitiva. Esta última debido al tiempo que se toman para cumplir con los requisitos necesarios, tales como el EIA, estudios de pre - operatividad, compromiso de inversionistas, etc., serían superiores a los 180 días.

	<b>APORTES DEL COES PARA LA COMISIÓN MULTISECTORIAL PARA LA REFORMA DEL SUBSECTOR ELECTRICIDAD</b>	<b>23.09.2019</b>
---	--	-------------------

Otro elemento que puede influir en el poco interés de las empresas en ejecutar por iniciativa propia los proyectos del PT, podría ser el riesgo regulatorio que implica que el regulador fije las tarifas con la que se remunerará la inversión en las instalaciones de transmisión.

Propuesta de solución:

Se propone lo siguiente:

- Ampliar el plazo para la manifestación de interés por parte de los agentes, de 30 días a por lo menos 2 meses.
- Ampliar el plazo de 180 días a un plazo mayor, debido a la demora en la obtención de requisitos para solicitar la Concesión Definitiva (EIA, Estudio de Pre-Operatividad, etc.), o en su defecto no considerar la Concesión Definitiva como requisito para adjudicar el proyecto, lo cual se podría solicitar en una etapa posterior.
- Regular expresamente la aplicación de las iniciativas privadas de la Ley de APP a las instalaciones del PT, permitiendo que el privado proponga el reconocimiento de una remuneración fijada ex ante, y eliminar así el riesgo regulatorio. Ello, aseguraría de un lado los beneficios competitivos que da el esquema de iniciativas privadas a proyectos vinculantes del PT, y de otro lado aseguraría su ejecución ya que garantizaría la participación del interesado como postor.


## **Artículo 15°.- Contenido del Plan de Transmisión**

### 5. Descripción de la problemática:

En el artículo 15.2 se indica que los Proyectos Vinculantes deben contener como mínimo, entre otros, el cronograma de actividades, Anteproyecto, presupuesto de inversión estimado, etc.

En lo que respecta a los Anteproyectos del Plan Vinculante del PT, el plazo para su elaboración es muy ajustado. Nos explicamos, la elaboración del PT comienza en setiembre del año previo a la aprobación y la lista definida de proyectos vinculantes recién se obtiene en diciembre del mismo año, en consecuencia, queda un plazo muy corto para elaborar los anteproyectos (3 meses), ya que la versión preliminar del PT se debe presentar en marzo del año de aprobación.

Debido a esta estrechez del plazo, en algunos casos, se ha tenido que presentar versiones preliminares de los anteproyectos, sobre todo en aquellos proyectos complejos.

	<p style="text-align: center;"><b>APORTES DEL COES PARA LA COMISIÓN MULTISECTORIAL PARA LA REFORMA DEL SUBSECTOR ELECTRICIDAD</b></p>	<p style="text-align: right;"><b>23.09.2019</b></p>
---	---	---

Propuesta de solución:

Se propone incluir anteproyectos preliminares en la presentación de la versión preliminar del PT y un mes antes de la aprobación del PT (noviembre), los anteproyectos definitivos.

**Artículo 16°.- Informe de Diagnóstico del SEIN**

6. Descripción de la problemática:

En el artículo 16.1 del RT se indica que antes del 28 de febrero de cada año en que entra en vigencia el Plan de Transmisión, el COES remitirá al Ministerio y a OSINERGMIN un Informe de Diagnóstico de las condiciones operativas del SEIN. Si a lo señalado se agrega que el Plan de Transmisión es aprobado por el Ministerio a más tardar el 31 de diciembre, tenemos que dos meses después de la publicación del PT el COES debe emitir el Informe de Diagnóstico, resultando un período muy corto para dicho fin.

Propuesta de solución:

Se propone ampliar la fecha de publicación del ID hasta el 30 de junio, del año en que entra en vigencia el PT.

**Artículo 17°.- Elaboración, revisión y aprobación del Plan de Transmisión**


7. Descripción de la problemática:

En el artículo 17.1 se describe que antes del 30 de junio de cada año que entra en vigencia el Plan de Transmisión, los Agentes e interesados presentarán al COES sus propuestas de solución a los problemas identificados por el COES en el último Informe de Diagnóstico (ID), o cualquier otro problema que el COES no haya identificado;

Dado que en el anterior acápite se está proponiendo modificar la fecha de emisión del Informe de Diagnóstico, es coherente modificar esta fecha de presentación en dos meses.

Propuesta de solución:

Proponemos ampliar la fecha de presentación de las propuestas de solución al Informe de Diagnóstico, al 30 de setiembre de cada año que entre en vigencia el PT, para guardar coherencia con la modificación de la fecha de presentación del ID, propuesta anteriormente.

	<b>APORTES DEL COES PARA LA COMISIÓN MULTISECTORIAL PARA LA REFORMA DEL SUBSECTOR ELECTRICIDAD</b>	<b>23.09.2019</b>
---	--	-------------------

## **Artículo 19° .- Participación y transparencia en la elaboración y aprobación del Plan de Transmisión**

### 8. Descripción de la problemática:

En el literal c del artículo 19.3 del Reglamento de Transmisión (RT), se señala que dentro de los cinco (05) días hábiles de realizada la audiencia pública de la propuesta del Plan de Transmisión (PT), el COES deberá de responder a las observaciones formuladas.

Al respecto, cabe indicar que la elaboración de respuestas a las observaciones formuladas en la audiencia pública conlleva, en ciertos casos, a un recalcular del PT.

Por otro lado, la adecuación de la norma de Criterios y Metodología del PT ha incluido la planificación de las ITC de 14 áreas de demanda, la misma que en caso de tener observaciones también deberían ser atendidas en el mismo plazo.

En base a las consideraciones descritas, se puede concluir que el plazo de 5 días otorgado por la norma vigente es insuficiente.

### Propuesta de solución:

Con la finalidad de atender de manera eficiente la elaboración de respuestas a las observaciones formuladas, se propone ampliar el plazo de respuesta de 5 a 10 días hábiles.

## **Artículo 7° .- Implementación de los Refuerzos**


### 9. Descripción de la problemática:

En el numeral 7.3 se establece que, luego de ser fijada la Base Tarifaria, el titular de la instalación a ser reforzada cuenta con el derecho de preferencia para ejecutar la obra, para lo cual tiene quince (15) días para ejercer dicho derecho.

De la implementación de los proyectos denominados como Refuerzos, se ha observado que el plazo indicado resulta corto para que los concesionarios puedan evaluar este derecho de preferencia, resultando muchas veces desierta, por lo que el proyecto no llega a ejecutarse.

### Propuesta de solución:

Se propone ampliar el plazo para ejercer derecho de preferencia de 15 a 60 días, asimismo se propone que la ejecución sea obligación del concesionario.

	<b>APORTES DEL COES PARA LA COMISIÓN MULTISECTORIAL PARA LA REFORMA DEL SUBSECTOR ELECTRICIDAD</b>	<b>23.09.2019</b>
---	--	-------------------

## **Propuesta de una nueva categoría de proyectos vinculantes**

### 10. Descripción de la problemática:

Muchos de los proyectos del PT calificados como refuerzos e incluidos en la base tarifaria, no han sido ejecutados, debido a que los titulares de las instalaciones no ejercieron su derecho de preferencia, dado la complejidad de su ejecución. Estos proyectos, son los de menor cuantía dentro de la calificación de refuerzos, y son necesarios en el corto y mediano plazo para atender problemas operativos del sistema.

### Propuesta de solución:

Se debe definir una nueva categoría de proyectos vinculantes del PT, con la finalidad de incluir proyectos de instalaciones menores, tales como: Esquemas de rechazo de carga, variaciones de esquemas de protección, compensación reactiva menor, cambio de interruptores por variaciones técnicas en la red, etc.

Estos proyectos menores son de relativo bajo costo de inversión, pero son requeridos frecuentemente acorde a la evolución de la red y las necesidades de implementación de medidas operativas.

Se propone que el mecanismo sea de rápida ejecución, y ágil en su gestión. También que sea de cumplimiento obligatorio para el concesionario, acorde a sus contratos de concesión. Estas instalaciones serían propuestas según el artículo 14.3 del RT por seguridad, calidad y fiabilidad.

Por los motivos expuestos, consideramos que estos temas deberían ser incluidos como temas a resolver en el corto plazo por la Comisión.