

Título: Respuestas a los Comentarios y Observaciones a la Prepublicación del Primer Plan de Transmisión	Estudio del Primer Plan de Transmisión Fecha : 16 de Setiembre de 2010
--	---

## **Respuestas a las Observaciones y Comentarios a la Prepublicación del Primer Plan de Transmisión**

**Referencia:** Carta SOUTHERN COOPER, recibida el 06/09/2010.

### **Consulta u Observación N°1:**

Compartimos con Ustedes, que el determinar los requerimientos del plan de transmisión que el SEIN requiere a futuro para atender la demanda del suministro de la energía es bastante dificultoso. Sin embargo consideramos que es una responsabilidad del COES que con cualquiera de las metodologías o de los modelos que emplee se determine los requerimientos de las Líneas de transmisión y subestaciones para las demandas de los próximos 4 a 5 años. Por lo tanto, para los proyectos indicados en el estudio hasta el 2016, se debe recomendar que se consigne la fecha de inicio de su proceso e implementación y evitar incertidumbres posteriores en la puesta en servicio del proyecto como viene ocurriendo con la línea Mantaro Caravelí Montalvo de 500kV que no tiene fecha de inicio de operación hasta el momento.

### **Respuesta N°1:**

*La definición de fechas de ingreso de las nuevas instalaciones de transmisión en especial todas las referidas al Plan Transitorio de Transmisión y aquellas definidas en los contratos de concesión de las empresas de transmisión , han sido tomadas hasta la fecha de cierre del estudio (31.12.2009), de información oficial recibida para el estudio.*

*La metodología del estudio ha permitido determinar las instalaciones del Plan Vinculante que deben estar disponibles al año 2015 y los planes robustos para los años 2015 y 2020, con cargo a que las actualizaciones del Plan de Transmisión seguirán monitoreando las fechas de ingreso de las nuevas instalaciones.*

### **Consulta u Observación N°2:**

Si bien es cierto que el estudio del primer plan de transmisión presenta un horizonte de 10 años, consideramos que el estudio debe recomendar un nivel de revisión periódica anual, siempre que el caso lo amerite, para incluir los impactos de las nuevas cargas, altas y bajas de generación, inversiones de los clientes libres o de casos especiales que serían implementadas en el corto plazo.

### **Respuesta N°2:**

*El desarrollo de las actualizaciones respectivas del Plan de Transmisión esta normado por los Artículos 16 y 17 del Reglamento de Transmisión.*

Título: Respuestas a los Comentarios y Observaciones	Estudio del Primer Plan de Transmisión
a la Prepublicación del Primer Plan de Transmisión	Fecha : 16 de Setiembre de 2010

*Cabe precisar que en la fecha, ya se han iniciado las actividades de la elaboración del Informe de Diagnóstico , que es parte de la actualización del Plan de Transmisión para el período 2013 -2022.*

**Consulta u Observación N°3:**

En la parte técnica se recomienda que en este plan de transmisión indique la capacidad de potencia de cortocircuito mínima de diseño que deben adoptar las nuevas subestaciones de 220 kV, y 138 kV que los clientes libres deben diseñar en su punto de conexión.

**Respuesta N°3:**

*En la Tabla 5.30 (página 177) se muestran los valores máximos calculados de las corrientes de cortocircuito en kA para un conjunto de barras de 220 kV y 500 kV del SEIN para los escenarios del estudio en el año 2020. En la versión final del informe, serán añadidos los valores obtenidos para las barras de 138 kV y se incluirá una columna con los valores de diseño recomendados en el estudio.*

**Consulta u Observación N°4:**

Estimamos que el desarrollo de este plan cuenta con un financiamiento respaldado en la venta de la energía. En el estudio se debe indicar el impacto en la facturación del peaje por KW de potencia a los Clientes Libres por cada uno de los proyectos. Esta información nos permitirá analizar el impacto de este costo en los proyectos de inversión internos que tenemos en SOUTHERN PERU.

**Respuesta N°4:**

*De acuerdo con el Reglamento de Transmisión en su Título V – Artículo 22 “Compensación Tarifaria del Sistema Garantizado (SGT)”, es el OSINERGMIN la entidad que establecerá la base tarifaria inicial antes del inicio de operación comercial de las instalaciones del SGT.*

DOCUMENTO ORIGINAL RECIBIDO



Lima 6 de Setiembre del 2010

**Sr. Ing.**  
**Jaime Guerra Montes de Oca**  
**Director Ejecutivo COES**  
**Manuel Roaud y Paz Soldán 364**  
**Lima – San Isidro**

**Asunto : Comentarios al Primer Plan de Transmisión**

**Referencia : Pre publicación del primer plan de transmisión, versión preliminar, COES/D-484-2010 del 09 de Agosto 2010.**

De nuestra consideración:

En atención al oficio de la referencia y a nuestra carta en que le solicitamos una ampliación de plazos de 5 días útiles para nuestros comentarios, procedemos a hacerles llegar los siguientes comentarios:

- 1.- Compartimos con Ustedes, que el determinar los requerimientos del plan de transmisión que el SEIN requiere a futuro para atender la demanda del suministro de la energía es bastante dificultoso. Sin embargo consideramos que es una responsabilidad del COES que con cualquiera de las metodologías o de los modelos que emplee se determine los requerimientos de las líneas de transmisión y subestaciones para las demandas de los próximos 4 a 5 años. Por lo tanto, para los proyectos indicados en el estudio hasta el 2016, se debe recomendar que se consigne la fecha de inicio de su proceso e implementación y evitar incertidumbres posteriores en la puesta en servicio del proyecto como viene ocurriendo con la línea Mantaro Caravelí Montalvo de 500kV que no tiene fecha de inicio de operación hasta el momento.
- 2.- Si bien es cierto que el estudio del primer plan de transmisión presenta un horizonte de 10 años, consideramos que el estudio debe recomendar un nivel de revisión periódica anual, siempre que el caso lo amerite, para incluir los impactos de las nuevas cargas, altas y bajas de generación, inversiones de los clientes libres o de casos especiales que serian implementadas en el corto plazo.

- 3.- En la parte técnica se recomienda que en este plan de transmisión indique la capacidad de potencia de cortocircuito mínima de diseño que deben adoptar las nuevas subestaciones de 220 kV, y 138kV que los clientes libres deben diseñar en su punto de conexión.
- 4.- Estimamos que el desarrollo de este plan cuenta con un financiamiento respaldado en la venta de la energía. En el estudio se debe indicar el impacto en la facturación del peaje por KW de potencia a los Clientes Libres por cada uno de los proyectos. Esta información nos permitirá analizar el impacto de este costo en los proyectos de inversión internos que tenemos en **SOUTHERN PERU**.

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

Atentamente,



Bernardo De Olazábal y Oviedo.  
Superintendente de Coordinación Técnica y Licencias

Cc: Comité de Energía SPCC  
File