

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: Correo electrónico de REP, Alberto Muñante, recibido el 27/08/2010

Consulta u Observación N° 1:

Se solicita que en el informe se presente el detalle de cómo se obtiene el resultado de las ampliaciones recomendadas (¿se tiene un proceso de selección óptima entre varias alternativas?, cómo influyen en la definición de los proyectos los valores de los atributos?). La metodología y resultados no presentan de forma clara cuál es la secuencia en el tiempo de los proyectos y como éstos afectan el resultado al 2020.

Respuesta N° 1:

El estudio del año horizonte (2020), de los años anteriores (2013, 2016) y posterior (2025) se llevó a cabo mediante los siguientes pasos:

- 1. Se hizo un diagnóstico del sistema “base” para un conjunto de posibles futuros extremos para el año 2020. El sistema base es el sistema actual más los proyectos comprometidos. Este diagnóstico se hizo con PERSEO y consideró sobrecargas, sin redespacho de generación para aliviarlas, en el estado normal (sin contingencias).*
- 2. Se notó que las sobrecargas podían agruparse en más o menos seis áreas. Se analizó cada área para determinar si la topología y/o la operación del SEIN causaban las sobrecargas.*
- 3. En un proceso iterativo se identificaron posibles soluciones. Se hizo una selección entre varias opciones para solucionar cada problema. En base a los problemas encontrados se evaluaron posibles soluciones a partir de las cuales se desarrollaron opciones formales considerando costos, flexibilidad, etc.*
- 4. Se identificaron cuatro planes, compuestos de combinaciones de las opciones, y los nudos de futuros evaluados y se organizó para simular cada plan ante todos los nudos de futuros para calcular los atributos HDN, MFI, N-1, VPCT, y VPPD por nudos de escenarios.*
- 5. Hechas las simulaciones, se usó el software TO/R para interpolar entre los nudos para crear de 292 simulaciones de PERSEO una base de datos de unos 26,000 escenarios.*
- 6. Entonces se usó TO/R otra vez para efectuar análisis de trade-off, riesgos, y MINIMAX para el año 2020. Además se hicieron estudios eléctricos para verificar el comportamiento del sistema en el año 2020 y para determinar detalles importantes de compensación, transformación, etc.*

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
--	---

7. *Para marcar ciertos pasos en la evolución del SEIN entre 2010 y 2020, y para asegurar que el sistema del año horizonte proveía una base fuerte para el desarrollo más allá del 2020, se hicieron estudios similares pero menos extensos para los años 2013, 2016, y 2025.*

Otras tres actividades se llevaron a cabo en paralelo a lo que se acaba de describir:

1. *Se prepararon y afinaron bases de datos para análisis eléctricos y de PERSEO y se hizo un estudio para definir las zonas del SEIN.*
2. *Se hizo un análisis eléctrico del sistema del año 2015 para identificar proyectos vinculantes. Esto lógicamente debería seguir a los estudios del paso 7 (arriba).*
3. *Se diseñó posibles redes colectoras para la zona Oriente, junto con dos conexiones Centro-Oriente. Los detalles de la colectora y de las conexiones y la planificación del resto del SEIN son bastante independientes y permitieron desacoplar los problemas.*

En cuanto a la secuencia de proyectos, año por año, se ruega ver la observación 42 a continuación.

Consulta u Observación N°2:

Con relación a los Futuros de Demanda, se sugiere que en el informe se presente el detalle de la proyección de la Demanda realizada por el COES; así mismo, se solicita que se presente un mayor detalle de la forma como se definen los futuros de demanda, debido a que en el informe no se puede apreciar con claridad cuál es el criterio para incrementar las tasas de crecimiento. Consideramos que los futuros de demanda son de vital importancia para la definición del Plan Vinculante.

Un criterio para definir los futuros de demanda podría ser el considerar el atraso o adelanto de los grandes proyectos en función a la información disponible y las incertidumbres que se tenga. Dentro de las cuales también debería considerarse el desarrollo del gas en las zonas norte y sur.

Respuesta N°2:

En el informe del PPT incluirá lo solicitado.

La definición de los futuros de demanda deberá conseguir planes robustos ante cualquier materialización, siendo que los pronósticos determinísticos para años futuros pueden diferir mucho debido a las incertidumbres y por consiguiente afectar los planes seleccionados, se ha considerado futuros extremos, aunque poco probables. El objetivo no es llegar a saber cuál será el futuro – esto es imposible – sino procurar desarrollar planes robustos ante cualquier futuro.

Se observó además en el estudio actual que dos factores determinantes en el Perú son muy inciertos – la demanda por zona/barra, y la ubicación y naturaleza de

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
--	---

centrales nuevas, especialmente por incertidumbres relacionadas con el desarrollo en el oriente y con la disponibilidad futura del gas natural. Debido a esto, llegó a ser claro que para el Perú lo importante no es un plan basado en un calendario sino un plan basado en la materialización de ciertos niveles de incertidumbres, no importa cuando ocurra.

Teniendo en cuenta lo antes indicado se consideró una banda más amplia de la pronosticada basada en la experiencia del consultor.

El desarrollo de los pronósticos por zona se documenta en el archivo “Futuros de Demanda (Resumen).” Se empezó con valores pesimistas, medianos, y optimistas de cinco familias de pronósticos, también documentadas en el mismo archivo, Se analizaron muchos futuros en los rangos así determinados. Se consideró un espectro amplio para cada año – por ejemplo, se consideró que 7,500 MW de demanda punta (a nivel del SEIN) podría ocurrir en 2016, 2020, o 2025.

Los resultados se presentaron por año, pero más importante, por la materialización de las incertidumbres. Ver, por ejemplo, la sección 5.7.3 del Informe

Consulta u Observación N°3:

Para el caso de los Futuros de Oferta (Importación y Exportación), se sugiere que también se incluya el año de ingreso de las centrales de generación, debido a que esto resulta importante para los análisis a realizar en un año en particular que podría coincidir con un año intermedio necesario de estudio, según lo mencionado en la Norma.

Respuesta N°3:

La metodología de planificación bajo incertidumbre no se basa en secuencias cronológicas de expansión de la oferta, y sí en un conjunto de “estados” del sistema (oferta, demanda etc.) para el año 2020, el año 2016 etc. Solamente en un horizonte de más corto plazo es que se define un plan tradicional, esto es, una secuencia cronológica de entrada en operación de los generadores.

La oferta de generación es tratada como una incertidumbre. En ese sentido, en general las fechas de entrada en servicio de los proyectos de generación no son fijas, como sí podrían serlo dentro de un enfoque determinístico.

En los primeros años del periodo del estudio se tiene mayor certeza de la entrada en servicio, pues se consideran los proyectos que están en ejecución o licitación, sin embargo en la medida que vamos avanzando en el tiempo, se va considerando los proyectos que tienen menor certidumbre, como los proyectos con concesión definitiva, luego los que tienen concesión temporal y los que no tienen concesión. Inclusive en el largo plazo se han considerado proyectos de CC.TT. a gas natural en el Norte y Sur

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
--	---

del País, para abarcar los casos en los que se desarrollen gasoductos hacia dichas zonas.

Adicionalmente, para la formulación de los futuros de generación se han considerado dos variables, que son la proporción térmica/hidráulica de la oferta y el desarrollo de las CC.HH. en convenio con Brasil (zona Oriente). La proporción térmica/hidráulica puede tomar dos valores objetivo: 40/60 y 60/40. Se indica que son valores objetivo, pues para algunos futuros de demanda alta no se cumplen totalmente debido a la escasa oferta térmica. Respecto al desarrollo de las CC.HH. en convenio con Brasil, se han considerado tres hipótesis: 0%, 50% y 100% de desarrollo de las cinco CC.HH. que actualmente son materia de negociación con Brasil (Inambari, Mainique, Paquizapango, Tambo 40 y Tambo 60).

Como se puede deducir de la explicación anterior, los futuros de oferta de generación han abarcado una gran cantidad de situaciones de desarrollo de la oferta de generación, que cubran los futuros de demanda, considerando los márgenes de reserva.

Consulta u Observación N° 4:

En el numeral 3.4.2 Procedimiento, para la definición de los nudos de generación y exportación, se menciona:

...“el consultor identificó nudos bastante diferentes de futuros de generación. Se cree que estos nudos abarquen lo que con el tiempo efectivamente se materializará.

El consultor desarrolló dos “familias” de nudos de oferta, basadas en las siguientes metas:

- *Generación 60% térmica, 40% hidro, con reserva mínima 20% y,*
- *Generación 40% térmica, 60% hidro, con reserva mínima 30%.”...*

Al respecto, se solicita que se presente el detalle de por qué se considera dicho criterio, que podría resultar subjetivo. Se sugiere que se aplique un criterio basado en el retraso o adelanto del año de ingreso de una o más centrales de generación, lo cual sería en función al manejo de incertidumbres.

Respuesta N° 4:

El desarrollo futuro de la generación estará ligado con el crecimiento de la demanda. Por ejemplo, si la demanda no crece, habrá poco incentivo para construir nuevas centrales. Entonces el primer determinante de los futuros de generación son los futuros de demanda.

Para un futuro de demanda, puede haber futuros distintos de generación, dependiendo del desarrollo o no de centrales grandes en el Oriente y la proporción de su producción que será dedicada al mercado peruano. Esto determinará las inyecciones de las conectoras Oriente-Centro. También afectará el mercado, y

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
--	---

entonces el desarrollo de la generación en el resto del SEIN. Las inyecciones del Oriente y el desarrollo de la generación en el resto del SEIN afectarán los flujos en la red y la necesidad para refuerzos.

El desarrollo de la generación (ubicación y tamaño para un año dado) en el resto del SEIN dependerá de varias incertidumbres, incluyendo la disponibilidad y el precio del gas natural, la seriedad de atacar el problema invernal, incentivos que podrá haber para proyectos RER, etc.

Las permutaciones y combinaciones de posibles futuros de generación son astronómicas. En concepto, se podría haber hecho un análisis Monte Carlo – pero esto requeriría asignar probabilidades a las materializaciones de las varias incertidumbres fundamentales. No se conocen las probabilidades, y aún si se conocieran, por razones teóricas, un análisis probabilístico no es válido por este problema. Además, estudios Monte Carlo para seleccionar futuros de demanda requerirían una cantidad impráctica de simulaciones PERSEO y DigSilent.

Por todas estas razones se determinó seleccionar, en forma subjetiva, futuros de generación que parecían razonables en el contexto peruano, especialmente en el contexto de posibles proyectos ya identificados y con ciertos grados de supuesta factibilidad. Para que los futuros seleccionados no tuvieran tendencias de prejuicios o inclinaciones indebidas, y para procurar representar materializaciones bien diferentes de la evolución de la generación, se aplicaron las reglas descritas en el Informe Final para desarrollar futuros de generación.

Hay una evidencia fuerte que indica que esto es válido: por cada futuro de demanda, los flujos y los atributos son bastante diferentes por distintos futuros de generación.

Complementariamente, ver la Respuesta N°3.

Consulta u Observación N°5:

Se parte de la premisa que el ingreso de las centrales del Oriente, se efectuarán siguiendo una secuencia de ingreso, primero la C.H. Inambarí, lo cual no podría resultar óptimo si no existiera exportación de energía a Brasil.

En este sentido, encontramos que se ha hecho bastante énfasis a las conexiones de las centrales del Oriente, según una secuencia definida de ingreso; sin embargo, hacemos notar que podría haber otras alternativas de implementación de las centrales del Oriente y un sistema de transmisión óptimamente diferente para atender estas conexiones. Así mismo, que podría haber un desarrollo de generación para atender el mercado peruano diferente al planteado, como por ejemplo el desarrollo de centrales ligadas al gas natural en la zona sur del SEIN.

Los análisis se basan enteramente en la posibilidad de desarrollo de las centrales hidráulicas en el Oriente peruano descuidando otros futuros como el desarrollo de la

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
--	---

generación del área Norte y Sur en base al gas de Camisea o plantas hidráulicas en dichas zonas. Así como, analizar el desarrollo minero en el área Norte y Sur.

Respuesta N°5:

De acuerdo al estado de maduración de los proyectos, la secuencia de desarrollo de las CC.HH se iniciaría con la C.H. de Inambari y posteriormente las demás CC.HH: Paquizapango, Tambo 40, Tambo 60 y Mainique.

Respecto al sistema de transmisión, se destaca que la red colectora recomendada es condicional a cuales centrales hidroeléctricas del oriente serán desarrolladas. Aún así, las redes colectoras para los casos de desarrollo parcial de las CC.HH. del Oriente, han sido planteadas de manera tal que sean parte de la red “completa” correspondiente al desarrollo total de las cinco centrales actualmente en estudio en conjunto con Brasil (Inambarí, Paquizapango, Mainique, Tambo 40 y Tambo 60).

Respecto a la posibilidad de desarrollo de generación a gas natural en la zona Sur, esta sí está considerada en algunos futuros, en los que se contempla la implementación de los gasoductos regionales hacia el Norte y al Sur, en cuyos extremos se consideran CC.TT. a gas.

Se debe tener en cuenta que el presente estudio es de planificación de transmisión y no de generación, esta última variable es tratada como una incertidumbre, y como tal se considera que el planificador no tiene control sobre ella. Esta incertidumbre puede tomar valores desconocidos pero acotados, es decir, moverse dentro de un rango máximo y mínimo.

Complementariamente, ver la Respuesta N°3.

Consulta u Observación N°6:

Consideramos que el estudio debería presentar un análisis similar al efectuado a la interconexión del Perú con Brasil, a la interconexión con Ecuador, Bolivia y Chile.

Respuesta N°6:

Todas las interconexiones internacionales tienen que ser respaldadas por acuerdos binacionales, que definen su alcances. Actualmente se tiene un acuerdo a nivel del CAN con Ecuador, pero no está operativo por falta de acuerdo regulatorio.

Además se encuentra en implementación el acuerdo binacional Perú-Brasil que podrá permitir la construcción de grandes centrales en la amazonía peruana para el mercado interno del Perú, exportando excedentes a Brasil.

Por lo anterior, en presente plan solo se ha analizado la infraestructura básica para una posible futura interconexión con Brasil.

Consulta u Observación N°7:

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
--	---

En el numeral 3.7 Opciones de Transmisión, se menciona:

“el consultor identificó seis problemas importantes que pueden ocurrir para el año de horizonte, dependiendo del futuro.”;

Al respecto, consideramos que no se abarcan todos los problemas que podrían presentarse en el SEIN.

Se sugiere que los análisis se complementen con el análisis de la red de Lima que es el mayor centro de carga del SEIN, que no necesariamente son responsabilidad de las empresas distribuidoras. Igualmente en el área Este se prevé problemas de congestión en las zonas de Pomacocha-Pachachaca-Oroya Nueva-Carhuamayo, Pargsha-Huánuco y Aguaytía-Pucallpa y en el área Norte, el tramo Trujillo-Guadalupe-Trujillo, que deben ser analizados.

También, en el SEIN, se debe analizar los requerimientos de equipos de:

- a) Compensación reactiva,
- b) Ampliación de capacidad de los transformadores de potencia,
- c) Equipos para el control del incremento del nivel de cortocircuito de las instalaciones existentes,
- d) Refuerzos en la transmisión en el período previo al ingreso de los proyectos recomendados para el 2015 (Plan Vinculante).

Lo cuales deben estar sustentados debidamente mediante análisis técnico-económicos.

Respuesta N°7:

Respecto a la observación de analizar la zona de Lima, se sugiere revisar la Respuesta N°18.

Respecto a los problemas de congestión en la zona de Pomacocha – Pachachaca - Oroya Nueva - Carhuamayo, se propuso el seccionamiento de la nueva línea Pomacocha-Carhuamayo en la Oroya y Pachachaca, como un proyecto condicional para el año 2020, es decir que su necesidad deberá ser revisada nuevamente en la actualización del Plan de Transmisión para el periodo 2013-2022.

Respecto a las LL.TT. Paragsha-Huánuco y Aguaytía-Pucallpa, en los análisis no se ha detectado problemas de congestión.

El área de Trujillo-Guadalupe-Chiclayo si fue analizada. Esto se puede comprobar en el informe del estudio, en el cual hay varias referencias a la carga en la línea Trujillo-Guadalupe y a la opción de repotenciarla.

Respecto a requerimientos de compensación reactiva, se sugiere revisar el numeral 1.13 del informe.

Respecto al control del incremento del nivel de cortocircuito, en el estudio se menciona la necesidad de limitar las corrientes de cortocircuito en la zona de Lima, y se presenta a título indicativo una posible solución mediante la reconfiguración de las

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
--	---

redes de transmisión. Sin embargo esta solución requiere una evaluación detallada de factibilidad técnica que está fuera del alcance del presente estudio.

Respecto a la necesidad de refuerzos en la transmisión hasta el año 2015, estos precisamente son los que abarca el Plan Vinculante, habiéndose encontrado que solo se requiere una refuerzo por confiabilidad: LT en 220 kV Onocora – Quencoro – Machupicchu (simple terna).

Todos los proyectos incluidos en el Plan de Transmisión han sido sustentados de acuerdo a lo indicado en la Norma.

Consulta u Observación N° 8:

En el numeral 3.7.1 Sistema de transmisión base; se sugiere que se presente un cuadro resumen con los proyectos considerados y su año de ingreso. En el informe no se aprecia que proyectos están siendo considerados.

Por ejemplo, bajo licitación pública internacional un concesionario ganó la construcción de la línea 500 kV Mantaro-Caravelí-Montalvo y la línea 220 kV Machupicchu-Cotaruse así como su operación durante 30 años; sin embargo, no se tiene la certeza de los avances del proyecto y no se aprecia en los diagramas los flujos de carga que estarían tomando estas líneas, por lo que solicitamos se confirme el año en que ha sido considerado este proyecto dada su implicancia en la definición del Plan Vinculante del Sur.

De igual manera en la zona norte, no se tiene certeza del avance del tramo de línea Cerro Corona-Carhuaquero, siendo que en este caso si se tienen flujos de carga en la línea. La consulta es, para cuándo se está considerando que esté concluido este proyecto, ya que tiene mucha importancia en la definición del Plan Vinculante del Norte.

También, no queda claro en el Plan Vinculante del Sur cómo se evacúa la nueva generación de San Gabán y cómo queda la operación frente a contingencias y requerimientos de nuevas redes en el corredor entre Socabaya y Montalvo.

Respuesta N° 8:

Se ha considerado los proyectos del Plan Transitorio de Transmisión, de acuerdo a la información alcanzada por el Ministerio de Energía y Minas.

El proyecto de L.T. Mantaro – Caravelí – Montalvo 500 kV indicado ha sido considerado en el Estudio, y el análisis de planificación confirma que se requieren dos enlaces entre el Centro y Sur del SEIN, en 500 kV, por lo que da validez a los enlaces en 500 kV: Chilca – Marcona – Montalvo y Mantaro – Caravelí – Montalvo, considerados en el Plan Transitorio. En cuanto a la LT. 220 kV Machupicchu Cotaruse también ha sido considerada en el estudio.

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
--	---

Respecto a la L.T. 220 kV Cerro Corona – Carhuaquero, esta no tiene una fecha definida de puesta en servicio, sin embargo el MINEM están evaluando cambiarla por el enlace Cajamarca – Carhuaquero, que topológicamente es equivalente. En cualquiera de los dos casos, el resultado del estudio, es decir el Plan de Transmisión, no variará.

Consulta u Observación N°9:

En el numeral 3.7.6 opciones y planes de transmisión, se menciona que;

“se identificaron las siguientes cuatro opciones generales para resolver los problemas:

- *Repotenciar menor (30%),*
- *Repotenciar mayor (60%),*
- *Redirigir flujos con transformadores cambiadores de fases (“phase-shifting transformers,” PST), u otros aparatos FACTS.*
- *Circuitos nuevos.”*

Al respecto, consideramos que cada caso debe ser analizado en función a su factibilidad física y comparación de su beneficio costo.

Respuesta N°9:

Las repotenciones de LL.TT. existentes son casos individuales que tendrían que se analizados uno por uno. Estos exceden a los alcances a un estudio de planificación.

Las repotenciones serán analizadas con más detalle, pero a nivel de anteproyecto, cuando formen parte del Plan Vinculante, en las futuras revisiones del Plan de Transmisión.

Consulta u Observación N°10:

En los proyectos de nuevas líneas de transmisión en 500 kV, se recomienda evaluar la necesidad de incluir subestaciones intermedias y requerimientos de compensación serie y shunt requerida.

Así mismo, evaluar las implicancias que tendría en caso se considere implementar estos circuitos en forma paralela a los ductos de gas. Se sugiere que se evalúen alternativas independientes de la servidumbre de los ductos de gas, que podrían resultar más convenientes para la seguridad energética; recordemos que nuestro país vivió en el pasado de atentados a las instalaciones.

Respuesta N°10:

Respecto a las subestaciones intermedias y compensación reactiva se sugiere revisar los numerales 1.13, 4.4, 5.9.4 y 9.9 del estudio.

Las rutas de las LL.TT. planteadas son referenciales, y no llegan al detalle de la servidumbre, que es una etapa posterior del desarrollo de cada proyecto.

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
--	---

Consulta u Observación N° 11:

Para la definición del Plan Vinculante, se debe tomar en cuenta los análisis de contingencia de la generación y transmisión del SEIN para el estado estacionario y dinámico.

Respuesta N° 11:

Situaciones de contingencias de la generación como criterios de planificación de transmisión no están consideradas en la Norma.

El análisis de contingencia en estado estacionario, bajo esta metodología, esta considerado en el análisis Trade-Off/Risk. El análisis dinámico está considerado en la verificación de los Criterios Técnicos de Desempeño (análisis eléctrico).

Se sugiere leer el anexo A del estudio.

Consulta u Observación N° 12:

Considerando que la implementación de las obras recomendadas en el Plan Vinculante pueden tomar más de dos años, se recomienda que para el corto plazo el Plan considere una alternativa de expansión de la transmisión.

Respuesta N° 12:

En el Reglamento de Transmisión se indica que el Plan Vinculante corresponde a los proyectos nuevos y Refuerzos incluidos en el Plan de Transmisión, cuyas actividades para su ejecución deben iniciarse dentro del Período de Vigencia del Plan de Transmisión, siendo este periodo del 1/05/2011 al 31/12/2012. En el mismo Reglamento, considerando la modificación introducida por el D.S. 010-2009-EM, se indica que las instalaciones de transmisión cuya construcción se requiera iniciar antes del 1 de mayo de 2011, serán incluidas en la actualización del Plan Transitorio de Transmisión, elaborado y aprobado por el Ministerio.

Como se puede ver, las necesidades de necesidades de transmisión en el corto plazo deben estar incluidas en el Plan Transitorio de Transmisión y en el Plan de Transmisión, específicamente en el Plan Vinculante.

Consulta u Observación N° 13:

En el numeral 3.7.7, también se menciona:

“2. Incluir en el sistema relés de corte de carga de forma tal de que ante la salida de un circuito se corte carga en forma controlada hasta restablecer el equilibrio post-falla a valores razonables hasta que se realice el redespacho de generación. Con este criterio se podría maximizar el uso de la capacidad de transporte entre zonas, minimizando el costo operativo del sistema.

3. No tomar acciones correctivas dejando que llegado el caso sean las sobrecargas y/o niveles bajos de tensión las que desconecten circuitos y/o demandas, y el sistema

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
--	---

vuelva al equilibrio, permitiendo inclusive la desvinculación de zonas y la actuación de relés de sub-frecuencia que retiren carga.”

Al respecto, se solicita presentar las experiencias de la aplicación de estos esquemas en el planeamiento de la transmisión y su efectividad en su aplicación física, toda vez que se está poniendo en riesgo la continuidad del servicio.

Respuesta N°13:

Se incluirá experiencias de aplicación de estos esquemas en la planificación de la transmisión.

Consulta u Observación N°14:

Consideramos que los proyectos que defina este primer plan de transmisión para el año 2015 en adelante son referenciales y dada la cantidad de incertidumbres asociadas no definen un plan bien fundamentado. Consideramos que lo importante de este Plan está en la definición de proyectos de corto y mediano plazo, que determinan las inversiones que efectivamente se van a desarrollar para solucionar los problemas operativos reales de la red, y verificar que siguen siendo válidos en el largo plazo para diferentes escenarios. Aunque metodológicamente esto se indica en la Norma, encontramos que este Plan no refleja ese tipo de verificaciones.

Respuesta N°14:

La Norma indica analizar primero el año horizonte (año 2020) para luego analizar los años intermedios, contrariamente a lo indicado en la observación. Adicionalmente se indica que se debe comprobar que los proyectos del año horizonte se mantienen como soluciones consistentes en el tiempo, para lo cual se evalúan en el quinto año adicional al horizonte del estudio (año 2025). El estudio se ha hecho de acuerdo a lo indicado en la Norma.

Complementariamente, se sugiere revisar la Respuesta N°1.

Consulta u Observación N°15:

En el estudio se plantea un futuro de exportación del 50% de la capacidad de las centrales del oriente; sin embargo, el acuerdo bilateral de desarrollo energético entre Perú y Brasil no establece valores de importación ni exportación y sí define que prioritariamente se abastecerá la demanda interna del Perú. En este sentido, se recomienda que se evalúen la red necesaria para atender los diferentes escenarios posibles para la atención de la demanda del SEIN, según lo referido en dicho acuerdo.

Respuesta N°15:

Efectivamente en el estudio se han analizado futuros de exportación del 50% de la capacidad de las centrales del oriente, así como futuros en los que toda la producción de las centrales indicadas sirve a la demanda del SEIN.

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
--	---

Por otro lado, los futuros de oferta considerados en los estudios de planificación de la transmisión se construyeron con el objetivo de lograr una reserva de potencia, que es la diferencia entre la demanda pronosticada y la oferta de potencia. Considerando que la exportación al sistema de Brasil se representa como una demanda y que toda demanda se modela como interrumpible, se concluye que, bajo el punto de vista energético, está garantizado lo que se sugiere, es decir, que el suministro de la demanda del sistema Peruano tenga un tratamiento prioritario.

Respecto al sistema de transmisión, se destaca que la red colectora recomendada es condicional a cuales centrales hidroeléctricas del oriente serán desarrolladas. Aún así, las redes colectoras para los casos de desarrollo parcial de las CC.HH. del Oriente, han sido planteadas de manera tal que sean parte de la red “completa” correspondiente al desarrollo total de las cinco centrales actualmente en estudio en conjunto con Brasil (Inambarí, Paquitzapango, Mainique, Tambo 40 y Tambo 60).

Consulta u Observación N°16:

Se recomienda que también se presenten los cálculos de los atributos por lo menos para los años 2013 y 2016 de los planes: liviano, medio y fuerte con la finalidad de verificar que con los proyectos recomendados al 2020 se resuelven los problemas de congestión para todo el horizonte del estudio.

También, se solicita explicar la aplicación del criterio N-1 de la norma en el caso de los refuerzos en redes enmalladas.

Respuesta N°16:

Los cálculos solicitados se encuentran en el capítulo 6 del estudio.

El criterio N-1 de la Norma no se aplica a redes malladas. Para una mayor explicación, se recomienda revisar el numeral 5.2.2 del estudio.

Consulta u Observación N°17:

Se recomienda analizar la posibilidad de la conexión directa de las centrales hidráulicas del Oriente hacia el sistema Sur mediante línea(s) de 500 ó 200 kV, debido a que en la propuesta de expansión se observa que la generación de estas centrales es llevada hacia la zona Centro mediante líneas de 500 kV y luego esta energía es retornada hacia el Sur mediante una línea adicional paralela a la existente en 500 kV.

Respuesta N°17:

La propuesta de vincular la central Inambari al SEIN a través de la zona Sur fue analizada al inicio del estudio, sin embargo primó la idea de conectarla directamente a la zona Centro, debido a que ahí se encuentra el centro de carga del SEIN (ceca a Lima). Otro punto a favor de la decisión adoptada, fue el hecho de que las redes planteadas también debían permitir la vinculación al SEIN de las otras centrales

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
--	---

hidroeléctricas ubicadas en la zona oriental (Paquizapango, Mainique, Tambo 40 y Tambo 60).

Asimismo hay que tomar en cuenta también, que geográficamente el centro de carga de la zona Sur (entre Moquegua y Socabaya) se encuentra al sur de Inambari (hay que tener en cuenta que esta central está en una latitud cercana a la correspondiente a Pisco), por lo que la longitud, así como la impedancia de línea, pasando por la zona Sur hasta el centro de carga de la zona Centro, sería mayor que en la configuración adoptada.

Se incluirá en el informe una justificación, de forma conceptual, de las razones para la traza propuesta para el sistema de conexión para las centrales del oriente.

Consulta u Observación N°18:

Se recomienda que la sugerencia de la Consultora de atender Lima en forma radial sea debidamente sustentada de forma técnica y económica. Consideramos que las recomendaciones que se derivan de los análisis del anexo E, deben ser efectuadas luego de efectuar un análisis más completo del sistema.

Por otra parte, consideramos que el estudio debe contemplar el análisis del desarrollo de la red de Lima; no estamos de acuerdo con transferir la responsabilidad del planeamiento de esta parte tan importante de la red a los agentes en esta zona y siendo que se debe buscar soluciones integrales y que el área operativa de Lima representa el 60% de la demanda del Perú.

Se sugiere que los análisis se complementen con análisis de contingencias; en la zona de Lima en particular la contingencia de la LT 500 kV Chilca – Carabayllo y la LT 220 kV Chilca-La Planicie-Carabayllo. También, se sugiere que se realicen análisis de contingencias N-1 de los transformadores 500/220 kV en las subestaciones de Montalvo, Chilca, Carabayllo, Trujillo y Chiclayo.

Respuesta N°18:

La planificación de expansión de las redes de Lima no es parte del Plan de Transmisión. Es un tema que debe ser desarrollado principalmente por las empresas distribuidoras del área. Lo que se presentó en el Informe Final es sólo a título indicativo como una posible solución que requiere una evaluación detallada de factibilidad técnica.

El desarrollo de las redes de subtransmisión en el área de Lima depende en gran medida de los planes de expansión de las dos empresas concesionarias de distribución existentes. Sin embargo, en el planteamiento de estos planes de expansión de las redes de subtransmisión, las empresas concesionarias de distribución tienen en cuenta la reconfiguración de sus redes y la redistribución de sus cargas entre sus subestaciones de MAT/AT, constituyendo esta una variable gravitante que está fuera del control del Plan 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

Por las razones indicadas, la planificación de las redes de subtransmisión de la zona de Lima debe ser abordado de manera conjunta entre las empresas concesionarias de distribución y transmisión involucradas, y dentro del proceso de planificación que corresponde al Plan de Expansión del Sistema Complementario de Transmisión, plan que se formula en otras instancias, bajo otros criterios, otra metodología y otros horizontes, diferentes al del Estudio del Plan de Transmisión.

El criterio N-1 de la Norma fue diseñado para ser aplicado a opciones y planes compuestos principalmente por líneas de transmisión. Esto se puede verificar en los estudios previos llevados a cabo por OSINERGMIN que concluyeron con la emisión de la Norma. En ese sentido, el criterio mencionado no sería aplicable a transformadores.

Consulta u Observación N° 19:

Se solicita que en el informe se presenten el cálculo de los atributos de las obras recomendadas para el área de Lima.

La propuesta de operar en barras separadas Chavarría y Balnearios; así como, el operar abiertas las LT 220 kV Chavarría – Santa Rosa y San Juan – Industriales – Santa Rosa (que no está planeada) disminuyen la confiabilidad de las subestaciones frente a una falla; por lo que, se recomienda analizar otras alternativas que no degraden la confiabilidad del SEIN.

También, se recomienda que las propuestas de expansión tomen en cuenta los planes de inversiones de Luz del Sur, Edelnor y el Plan de Inversiones en Transmisión publicadas por el Osinerming para el 2009-2013.

Respuesta N° 19:

Respecto a la recomendación de tomar en cuenta el Plan de Inversiones en Transmisión, indicamos que en el estudio ha sido considerada toda la información que las empresas integrantes del SEIN enviaron oportunamente al COES a solicitud de este. En ese sentido, la información relevante del Plan de Inversiones en Transmisión, aprobado por OSINERGMIN, así como los proyectos de REP que se encontraban aprobados fueron considerados hasta la fecha en que fueron informados, teniendo en cuenta que la fecha de cierre de información básica del estudio fue el 31 de diciembre de 2009. Adicionalmente, se consideró la información de proyectos que fueron aprobados durante el desarrollo del estudio, en la medida en que fue posible incorporarla.

Respecto a los otros puntos de la observación, ver la respuesta N° 18.

Consulta u Observación N° 20:

En las propuestas de expansión de la transmisión del área de Lima, en el informe se consideran nuevas líneas de 220 kV Industriales – Balnearios, Zapallal – Chavarría,

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
--	---

Santa Rosa – Industriales – San Juan. Al respecto, se solicita que se estudie la viabilidad de la ejecución de dichos proyectos tomando en cuenta las dificultades actuales de faja de servidumbre y de áreas requeridas para su conexión a las subestaciones existentes y para una nueva subestación.

Respuesta N°20:

Ver respuestas N°18 y N°19.

Consulta u Observación N°21:

El estudio recomienda una tercera terna de 220 kV Zapallal – Huacho – Paramonga Nueva. Al respecto, se recomienda verificar si con este refuerzo se cubren contingencias de la LT 500 kV Carabayllo – Chimbote; así mismo, se recomienda analizar alternativamente que el refuerzo sea en 500 kV.

Respuesta N°21:

De los estudios eléctricos, para el escenario analizado, surge la necesidad de un tercer circuito en 220 kV entre las estaciones transformadoras Zapallal y Paramonga Nueva. La capacidad de transporte resultante no permite cubrir una contingencia en el circuito de 500 kV Zapallal – Chimbote – Trujillo – Chiclayo, por lo que una falla en dicho circuito producirá cortes de demanda en la zona norte.

Es necesario aclarar que esta opción, de una tercera terna de 220 kV Zapallal - Huacho – Paramonga Nueva, surge del análisis eléctrico, para un escenario particular, por lo que su necesidad está condicionada a la evolución de las incertidumbres, entre ellas el crecimiento de la demanda y la oferta de generación. En ese sentido, el proyecto en mención no puede ser considerado como parte del Plan Robusto, sino que será planteado de acuerdo a la evolución de la oferta y la demanda cercana a su puesta en servicio, y por tanto mayormente será definida en el Plan Vinculante en su oportunidad.

Consulta u Observación N°22:

Se observa que las líneas de 220 kV Conococha – Huallanca – Cajamarca tienen bajo flujo de carga en comparación con las líneas de 220 kV de la costa; de nuestros análisis encontramos que ante contingencias de las líneas de la costa igualmente permanecen con baja carga. Al respecto, se recomienda analizar la posibilidad de implementar alguna acción para cargarlas más, como por ejemplo la implementación de una compensación serie.

Respuesta N°22:

La propuesta de incluir compensación serie en las líneas de 220 kV Conococha - Huallanca – Cajamarca podría ser una alternativa válida para distribuir flujos sólo en el caso de que los circuitos de la costa presenten sobrecargas significativas, sin embargo de los estudios realizados no surgió esta necesidad.

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
--	---

En general la compensación serie se utiliza en tramos largos en donde con una única compensación se logra el efecto pretendido. Este no es el caso del circuito antes indicado donde existen varias subestaciones transformadoras y cargas en cada una de ellas lo que encarece, dificulta la operación y hace menos efectiva la compensación serie del corredor de transmisión.

Consulta u Observación N°23:

Se recomienda que se evalúe técnica y económicamente la factibilidad de una red colectora en 750 kV u otro nivel de tensión para la transferencia de energía desde las centrales hidráulicas del Oriente peruano al SEIN, e inclusive en un escenario de Brasil exportador de energía al Perú considerando el Plan de Expansión de Brasil. También, se recomienda que se presente la justificación de la necesidad de la estación back to back en la interconexión con Brasil y la barra en que se instalaría dicho equipo.

Respuesta N°23:

Considerando que la decisión y desarrollo de la red colectora podría tomar todavía unos años, se ha recomendado que se realicen previamente los estudios e investigaciones en este sistema en, al menos, dos temas:

- *Altitud: Estudios técnicos de investigación y diseño de líneas en EAT a gran altitud. Este tema es importante pues no se cuenta con experiencia conocida en esta área en el mundo para circuitos que operen en tensión de 500 kV o superior;*
- *Conversión futura para operación en CC: Estudios técnicos para investigar la factibilidad de utilización de sistemas de transmisión a corriente continua, en la red de transmisión de Oriente, en el largo plazo, a fin de que amerite que inicialmente se instale el aislamiento dimensionado para al menos 600 kV DC. Esta investigación deberá también tomar en cuenta que parte de la ruta de los circuitos de la red colectora estará operando en locales de gran altitud.*

Se considera que se ha hecho un análisis suficiente del tema de la red colectora, teniendo en cuenta que el acuerdo con Brasil aún está es negociación. En ese sentido, no se considera necesario aún analizar alternativas en otros niveles de tensión.

Consulta u Observación N°24:

En el informe se menciona:

“Para cada uno de los casos se determinan corrientes de cortocircuito para condiciones de demanda máxima en Avenida y Estiaje. Para mayor claridad los resultados se presentan en cuatro figuras: red 500 kV; Zona Norte, Zona Centro; Zona Sur. Los valores de corriente de cortocircuito permitirán oportunamente verificar si

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
--	---

resulta necesario realizar modificaciones en las estaciones transformadoras para adaptarlas a las nuevas condiciones operativas resultantes del efectivo desarrollo a futuro del SEIN”.

Al respecto, se recomienda complementar este análisis con la verificación de la capacidad de cortocircuito de las subestaciones previo a concluir si es necesario realizar modificaciones.

Respuesta N°24:

Como parte del Plan de Transmisión se calcularon los niveles de cortocircuito a los efectos de permitir su comparación con los niveles de cortocircuito de diseño de las instalaciones.

En la versión final del estudio se incluirá la información de las capacidades de cortocircuito de diseño recomendadas para las nuevas instalaciones.

Consulta u Observación N°25:

En los análisis de contingencias (N-1) se recomienda que se presente los flujos de carga de las líneas de la zona de influencia de la contingencia, con la finalidad de verificar que éstas operen dentro de sus capacidades nominales.

Respuesta N°25:

No se ha hecho análisis de contingencias en el sentido tradicional del criterio N-1. El criterio N-1, indicado en la Norma, está enfocado en las conexiones de áreas radiales con el SEIN, no en los flujos internos a las áreas radiales o áreas malladas.

Consulta u Observación N°26:

Para la expansión del sistema de transmisión del área Norte se debe considerar el ingreso reciente de la S.E La Niña y la carga de Miskimayo.

Respuesta N°26:

La carga de Miskimayo, que se suministra a través de una derivación de la línea de transmisión de Piura a Talara, está representada de forma agregada en la barra Piura. Esta representación simplificada es adecuada para los estudios de expansión de la transmisión, pues el sistema que abastece a la demanda de Miskimayo (S.E. La Niña) es un sistema radial, y por lo tanto, los resultados obtenidos en los modelos de simulación se consideran adecuados.

Consulta u Observación N°27:

Se recomienda que en el informe se mencione como se considera la generación de energías renovables (eólicas, solar, cogeneración, pequeñas hidráulicas) en el Plan de Expansión de la Transmisión.

Respuesta N°27:

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
--	---

La generación de las plantas renovables (RER), listadas a continuación, se representó en el modelo de despacho energética (PERSEO) como una planta equivalente con una determinada potencia instalada, que corresponde a la potencia nominal de la RER, y un factor de planta asociado. Los factores de planta fueron informados por los inversionistas en cada proyecto. La relación de proyectos renovables considerados es:

Nombre	Tipo	Pot. (MW)	Fator Planta (p.u.)
STA ROSA	Hidro	1.8	0.71
PETRAMAS	Hidro	4.4	0.73
STACRUZ II	Hidro	8	0.71
EOL_TALARA	Eólica	30	0.46
EOL_CUPIS	Eólica	80	0.43
SOL_PANAM	Solar	20	0.29
SOL_MAJES	Solar	20	0.22
SOL_REP	Solar	20	0.21
SOL_TACNA	Solar	20	0.27
STACRUZ I	Hidro	7.8	0.7
SHIMA	Hidro	5	0.75
EOL_MARC	Eólica	32	0.53
YANAPAMP	Hidro	4.13	0.77
SINERSA	Hidro	19.2	0.85
ANGEL I	Hidro	20	0.75
ANGEL II	Hidro	20	0.75
ANGEL III	Hidro	20	0.75
Paramonga I	Hidro	23	0.57

También se representaron pequeños proyectos centrales hidroeléctricos, por ejemplo la C.H. N. Imperial (4 MW) está representada en el modelo de simulación como una central hidroeléctrica. La justificativa para tal fue la disponibilidad de datos que permitió una representación más detallada de esta central.

Consulta u Observación N°28:

En el estudio se presenta que en el 2020 las líneas de 220 kV Chilca – La Planicie – Carabayllo ya están convertidas y operando en 500 kV como una línea de simple circuito; así mismo la línea de 500 kV Chilca - Carabayllo tiene una entrada y salida en la subestación La Planicie 500 kV. Al respecto, se solicita que se precise si esto es una recomendación, debido a que el proyecto original no ingresa a la S.E La Planicie. También, se recomienda que en el estudio se precise la necesidad y año en la que se requiere que la LT de 220 kV Chilca – La Planicie – Carabayllo se convierta a 500 kV, según lo previsto por el MEM.

Respuesta N°28:

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

La fecha de conversión a 500 KV de la LT de 220 kV Chilca – La Planicie – Carabayllo depende de la configuración que adquiera la red de Lima conforme crezca la demanda. Para complementar ver la respuesta N° 18.

Se incluirá en el estudio una justificación, en forma conceptual, para la recomendación de conversión de tensión del doble circuito 220 kV Chilca – La Planicie – Carabayllo a 500 kV. También se justificará la recomendación de conexión en La Planicie para la línea en 500 kV de Chilca a Carabayllo.

Consulta u Observación N°29:

Se observa que la propuesta de 2da LT 500 kV Chilca-Independencia-Marcona-Socabaya-Montalvo ingresa a Independencia y Marcona. Al respecto, se solicita que se presente la justificación de la necesidad de ambas subestaciones intermedias.

La línea de 500 kV Chilca–Marcona-Ocoña-Montalvo de Abengoa tiene una entrada y salida en la subestación Independencia 500 kV. Al respecto, se solicita que se precise si esto es una recomendación, debido a que el proyecto original no ingresa a la S.E Independencia.

No queda claro, si en las simulaciones se ha considerado compensaciones serie en las líneas recomendadas; se hace notar, que la línea de Abengoa según la respectiva convocatoria debería estar compensada al menos con el 50% de la reactancia total.

Respuesta N°29:

La línea Chilca – Montalvo está prevista en el Plan Transitorio con una subestación de transformación en Marcona. El planteamiento de la subestación Independencia está asociado al sistema de conexión de las centrales del Oriente, en el que se plantea la conexión de Inambari a través de una línea en 500 kV, doble circuito, por la ruta del gasoducto (Camisea – Lima). En una zona próxima a la subestación Independencia existente, se plantea que la conexión de Inambari seccione la línea del Plan Transitorio (Chilca – Marcona – Montalvo) a través de una nueva subestación en 500 kV, a la cual también hemos denominado S.E. Independencia.

Las simulaciones consideraron la compensación serie de 50% de la reactancia total, tanto en el circuito del Plan Transitorio, como también en las ampliaciones propuestas.

Consulta u Observación N°30:

Se sugiere que también se realice el análisis de la conexión radial de la carga de Machala (Ecuador) al sistema peruano, como una sensibilidad.

Respuesta N°30:

Ver Respuesta N°6.

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
--	---

Consulta u Observación N° 31:

La determinación de los nodos es muy importante, puesto que del conjunto escogido se expande los futuros de demanda para el estudio.

En este sentido, se solicita:

- a) Especificar el criterio de selección del número de nodos y que indicador de calidad fue elaborado o utilizado en la determinación de cada nodo.
- b) Informar el sustento de los valores límites utilizados en el proceso de relajación de los nodos extremos (futuros de demanda) de manera que no se introduzca inexactitudes en los resultados.
- c) Presentar el detalle de cómo se determina los nodos utilizados en la interpolación o expansión de datos y precisar cómo se realiza la expansión de los mismos.

Respuesta N° 31:

Los nudos son escenarios elegidos para ser simulados en detalle con el programa Perseo, y a partir de ellos y de los resultados de sus simulaciones, proceder a interpolar los resultados para los escenarios intermedios.

Primeramente se debe tener claro los rangos de las incertidumbres y de la combinación de estas, es decir, el espacio de los escenarios para los cuales se quiere elaborar un Plan de Transmisión que sea robusto, entendiéndose como “robusto” la propiedad de que sea válido en todos escenarios.

Luego se pueden elegir los nudos. La cantidad de estos debe ser tal que sea práctico simularlos en Perseo, y la elección de los mismos debe ser tal que estos “encierren” el espacio de los escenarios intermedios que se quieren analizar, y permitan interpolar estos últimos con una aceptable precisión. Si se eligen pocos nudos sería muy fácil simularlos en Perseo, pero quizás no abarquen todo el posible espacio de escenarios que se quieren analizar, o en caso lo hagan podrían estar tan “separados” unos de otros que se pierda precisión en la interpolación. Por otro lado, si se eligen muchos nudos, tendríamos mayor precisión en la interpolación, sin embargo sería poco práctico simular todos ellos con Perseo.

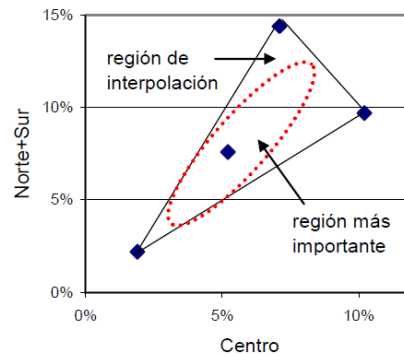
En otras palabras, se busca un balance entre la mayor cantidad de nodos posibles con el cual se encierre el espacio de los escenarios intermedios a estudiar y la menor cantidad de escenarios a simular, considerando la característica combinatoria de la adición de incertidumbres.

Para mayor información, se puede revisar el informe “The Trade-off/Risk Method: A Strategic Approach to Power Planning”, Enrique Crousillat and Hyde Merrill, 1992, The World Bank Industry and Energy Department, OSP. Disponible en: http://www-wds.worldbank.org/external/default/WDSContentServer/WDSP/IB/1999/08/15/000009265_3961003130119/Rendered/PDF/multi_page.pdf

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
--	---

Consulta u Observación N° 32:

En la Figura 3.16 se especifica la región importante y la región de interpolación. Se solicita explicar la diferencia (características) de los futuros que se encuentran en estas regiones



Respuesta N° 32:

La región de interpolación se refiere a todo el espacio dentro del cual se puede interpolar cualquier escenario, sobre la base de los escenarios simulados. La región "mas importante" se refiere al área en que los futuros tienen mayor posibilidad relativa de materializarse. Esta última área se ha dibujado solo a efectos de ilustrar el concepto de que existe un área "central" que contiene los escenarios con mayor posibilidad de materializarse, a partir de la cual, conforme nos vamos alejando, estas posibilidades van disminuyendo. Solo se habla de "posibilidades" más no de "probabilidades" pues estas últimas no son conocidas ni en valor ni en distribución.

Consulta u Observación N° 33:

Se solicita justificar porque no se consideró el proyecto la línea de interconexión Tocache-Bellavista 138kV, el cual se encuentra en construcción.

Respuesta N° 33:

Si se analizó el caso de la conexión de la región San Martín mediante el enlace Tocache – Bellavista 138KV, concluyendo que se trata de un enlace débil, y en consecuencia la región indicada se mantendría prácticamente aislada. Para mayor detalle, revisar el numeral 5.2.2 del estudio.

Consulta u Observación N° 34:

Consideramos se debe tener en cuenta que los trabajos de repotenciación deben ejecutarse con anticipación para evitar corte del servicio de energía a grandes áreas por periodos largos. Así por ejemplo, la repotenciación de la línea en 500 kV al Norte podrá implicar problemas para la atención de la demanda en el Norte, ya que entra en operación con una carga importante y su salida para los trabajos de repotenciación podría ser inviable.

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
--	---

Respuesta N° 34:

Las magnitudes de repotenciación y las fechas en que se necesitan resultan del mayor requerimiento de capacidad de los enlaces en las simulaciones energéticas y eléctricas.

Se debe tener en cuenta que los resultados obtenidos corresponden a un conjunto grande de escenarios, entre los que se encuentran escenarios extremos (máximos y mínimos) de crecimiento de demanda, por lo que, si bien se obtiene un Plan Robusto para el largo plazo, este debe ser revisado cada dos años, y junto con esta revisión se obtiene un Plan Vinculante que corresponde a las obras cuyas actividades para su ejecución deben iniciarse durante el periodo de vigencia del Plan de Transmisión. En ese sentido, se espera que las fechas de las repotenciones se vayan afinando en las siguientes revisiones del Plan, de manera que las obras necesarias sean advertidas con la suficiente anticipación.

Para los casos en que se indica una repotenciación en circuitos que cuya ejecución se está iniciando, se recomienda que se amplíe los alcances de los contratos de concesión para que la línea, cuando entre en operación, ya considere los límites térmicos repotenciados incluyendo bahías de salida y llegada. Equipos complementarios, como por ej. compensación serie, será decidida en oportunidad de ser requeridos.

Consulta u Observación N° 35:

En el Informe se recomienda que las subestaciones colectoras se construyan con aislamiento para el paso a 600 kV DC. Al respecto, se solicita presentar alguna experiencia de este tipo instalaciones en la altura y comentar acerca del impacto en la estabilidad del sistema eléctrico.

Respuesta N° 35:

Como experiencia internacional, se puede mencionar el caso de la L.T. en 500 kV Meade/Marketplace – Westwing (USA), que se construyó con aislamiento en 600 kV DC, aunque a una altitud inferior a la que enfrenta el sistema peruano.

Desde el punto de vista de la estabilidad del sistema eléctrico la transmisión DC es un elemento estabilizante adicional del sistema, dado que:

- El generador remoto, en este caso la C.H. Inambarí, presenta para el SEIN un ángulo de transmisión del terminal de llegada de la transmisión DC, y por lo tanto mucho menor al ángulo que tendría dicho generador si la transmisión fuera en AC.*
- Es posible, por medio de la lógica de disparo de los tiristores de las estaciones de conversión AC/DC, que forman parte de la transmisión DC, cambiar rápidamente el flujo de potencia activa en la transmisión DC. Esto permite amortiguar oscilaciones y con esto estabilizar el sistema.*

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
--	---

Consulta u Observación N° 36:

En el Informe Final se presenta un plan robusto (Plan Medio) a pesar que se uso el método MINIMAX; de acuerdo a las definiciones, un plan robusto domina todos los futuros. Al respecto se solicita la aclaración de esta interpretación.

Respuesta N° 36:

Se dice que un Plan es Robusto cuando este no es dominado por ningún otro Plan, de acuerdo a los atributos utilizados. Se mostró en el Informe que no existe Plan Robusto, para todos los futuros/atributos, de acuerdo a la definición estricta de la palabra Robustez, en el “Análisis de Decisión”.

Lo anterior ocurre porque el Plan Medio fue mejor que los otros para unos futuros/atributos, el Liviano fue el mejor de acuerdo a otros futuros/atributos, y el Fuerte también resultó ser el mejor de acuerdo a otros futuros/atributos. El único Plan que fue dominado por los otros fue el Base (Plan Transitorio). El resultado indicado para la expansión, el Plan Medio, fue denominado Robusto porque, de acuerdo al análisis Trade Off/Risk y Minimax, fue el Plan que tuvo el mejor desempeño considerando todos los futuros.

Consulta u Observación N° 37:

El Plan de Expansión considera como determinada la línea Trujillo-Chiclayo 500 kV, dado que se incluyó en el Plan Transitorio; al respecto, consideramos que el estudio del Plan de Expansión de la Transmisión del COES debería analizar la alternativa de implementar más bien la línea Trujillo-Piura en 500 kV.

Considerando que se justifica la implementación de línea en 500 kV Trujillo-Chiclayo, se solicita analizar la operación del SEIN para casos de contingencias, en especial la contingencia de la misma línea en 500 kV; así mismo, se debe tener en cuenta que esta línea estaría disponible, en el mejor de los casos, para el estiaje del 2013.

De nuestros análisis encontramos que se tendría mucho riesgo de atención de la demanda del área norte en el 2012; por lo que se recomienda la repotenciación de las líneas Trujillo-Guadalupe-Chiclayo Oeste de 220 kV de 152 a 180 MVA y la instalación de la segunda terna paralela en 220 kV, cuyas torres ya están preparadas. Cabe agregar que estas obras también permitirán atender contingencias de la línea en 500 kV. Esta situación se agravaría si se produjera retraso en la puesta en servicio de la línea 220 kV Cerro Corona-Carhuaquero, que según tenemos conocimiento presenta problemas para su construcción.

Respuesta N° 37:

La mayor parte de la carga en la zona Norte se encuentra concentrada en eje Cajamarca-Trujillo, por lo que extensión de una línea de Trujillo a Piura llevaría a que los flujos por las líneas de 220 kV se inviertan de Norte a Sur para poder abastecer la

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
--	---

zona de Trujillo-Cajamarca, e inclusive podría requerir refuerzos, lo que haría ineficiente al sistema. Por esa razón no se consideró esta opción.

Consulta u Observación N° 38:

En el plan robusto al 2020 se recomienda la repotenciación de la línea Zapallal-Paramonga 220 kV; sin embargo, precisamos que esta línea fue repotenciada de 152 MVA a 180 MVA en el 2008; por lo que se recomienda precisar cuál es la nueva potencia recomendada, para qué año se requiere esta repotenciación y qué alternativas técnica-económicas ha evaluado el consultor, así mismo, se presente los análisis eléctricos realizados, incluyendo los análisis de confiabilidad del SEIN.

De la misma manera, se recomienda revisar y determinar la potencia objetivo que se requiere para las siguientes líneas:

- Carhuaquero-Cajamarca
- Pachachaca-Oroya-Carhuamayo
- Trujillo-Santa Rita
- Tingo María-Paragsha-Conococha-Paramonga
- Ica-Marcona
- Onocora-Tintaya

Respuesta N° 38:

En el estudio se precisará lo solicitado, dentro de los alcances indicadas en la Norma.

Se entiende que por “Tingo Maria-Paragsha” se quiere decir “Tingo María-Vizcarra.”

Consulta u Observación N° 39:

Se solicita al Consultor explicar cómo definió los valores para la repotenciación de las líneas y las fechas de operación de las mismas.

Consideramos se debe tener en cuenta que los trabajos de repotenciación deben ejecutarse con anticipación para evitar corte del servicio de energía a grandes áreas por periodos largos. Así por ejemplo, la repotenciación de la línea en 500 kV al Norte podrá implicar problemas para la atención de la demanda en el Norte, ya que entra en operación con una carga importante y su salida para los trabajos de repotenciación podría ser inviable.

Así mismo, evaluar la necesidad de repotenciar otras líneas del SEIN, como las líneas de Lima, las de 138 kV en las zonas este y sur del SEIN, etc.

Respuesta N° 39:

Los límites recomendados para las repotenciones de las líneas, indicadas en los Capítulos 5, 6, y 7 del estudio para los años 2013, 2016, 2020 y 2025, se calcularon con base en resultados de flujo de carga considerando diversos escenarios (combinación de futuros de demanda, de generación, de exportación, etc.).

Complementariamente ver Respuestas N° 34 y 18.

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
--	---

Consulta u Observación N° 40:

Sugerimos especificar para qué año se requieren los proyectos recomendados por congestión y por confiabilidad que se muestran a continuación; así mismo, se presente mayores detalles sobre los seccionamientos recomendados en la LT 220kV Pomacocha - Carhuamayo. También, se solicita que se presenten: las alternativas técnica-económicas que ha evaluado el consultor, y los análisis eléctricos realizados, incluyendo los análisis de confiabilidad del SEIN.

► Por Congestión

Línea nueva Pachachaca – Oroya

Línea nueva Conococha – Paramonga

Seccionar Pomacocha – Carhuamayo en Oroya

Seccionar Pomacocha – Carhuamayo en Pachachaca

► Por confiabilidad (N-1)

Línea nueva Chiclayo – Piura 220 (#3)

Línea nueva Moquegua – Los Heroes 220

Línea nueva Independencia – Socabaya 500 (#2)

Línea nueva Montalvo – Socabaya 500 kV.

Respuesta N° 40:

Los años para cuando se necesitan los proyectos se presentan en los Capítulos 5, 6, y 7 del estudio. Hay que notar que se necesitan cuando el desarrollo del sistema lo indica, y los años pueden ser inciertos. Por lo tanto, algunos de estos proyectos se consideran “robustos” en ciertos años, y “condicionales” para años anteriores. Ver también la respuesta a la observación No. 42.

Consulta u Observación N° 41:

Se sugiere que en el estudio se precise la potencia recomendada para las líneas de transmisión del 2016, debido a que en el estudio se propone repotenciaciones en líneas que todavía no se construyen; por ejemplo la línea 220 kV Tintaya - Onocora que permitirá la conexión de la CH Pucará. Se recomienda que el estudio recomiende la capacidad con la que debe ser diseñadas las nuevas líneas de transmisión evitando su repotenciación, trabajos que podrían afectar la operación del SEIN.

Respuesta N° 41:

Cuando el límite de una línea nueva tiene que ser incrementado poco después de entrar en servicio, es conveniente que desde el inicio se dimensione para su límite máximo.

En particular para la Línea Onocora – Quencoro – Machupicchu que forma parte del Plan Vinculante se contempla en el anteproyecto una capacidad de transmisión (térmica) de 474 MVA para evitar que se produzca el problema mencionado.

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
--	---

Se hace notar que para un mejor aprovechamiento del sistema se debería adoptar un valor similar de capacidad de transmisión para la línea Tintaya – Onocora que forma parte del Plan Transitorio y que está supeditada a la concreción del proyecto C. H. Pucará.

Consulta u Observación N° 42:

Se solicita incluir en el estudio, el año de entrada de los proyectos del plan denominado robusto y del único proyecto del plan vinculante.

Respuesta N° 42:

El estudio analizó posibles necesidades vinculantes para el año 2015. El estudio también analizó los años 2013, 2016, 2020, y 2025.

Es importante destacar que el año exacto recomendado para la entrada en servicio de estos nuevos proyectos depende de cómo evolucionan las incertidumbres, y particularmente la demanda y la oferta. La sección 5.7.3 indica como se puede monitorear esta evolución en tiempo real, de forma que sea posible, con la debida antecedencia, determinar el año exacto que se requiere la entrada en operación de los proyectos indicados.

Consulta u Observación N° 43:

Se solicita explicar cómo se definieron las inversiones asociadas a la compensación de reactivos capacitivos e inductivos en el SEIN, así mismo, las inversiones de repotenciación de equipos en las subestaciones por niveles importantes de corriente de cortocircuito o por confiabilidad (cambio de simple barra para doble).

Con relación a las recomendaciones de implementar SVC en Guadalupe y Piura se recomienda que se presente la justificación técnico-económico del dimensionamiento de dichos SVC; así como de su ubicación óptima (mostrar las simulaciones de estabilidad de tensión curvas V-Q).

Respuesta N° 43:

Los requerimientos de potencia reactiva surgen de los estudios eléctricos. La metodología de planificación utilizada no incluye una evaluación de costo / beneficio de las obras de compensación y/o de su ubicación óptima, pues estos resultados no afectaría las recomendaciones que surgen en el Plan de Transmisión propuesto. Por último la necesidad de reactivo depende fuertemente del crecimiento de la demanda siendo por lo tanto obras que serán decididas como Planes Vinculantes en su debida oportunidad en función de la materialización de los futuros.

Consulta u Observación N° 44:

En las simulaciones de cortocircuito para el año 2020 presentadas en el estudio, se observa valores de cortocircuito superiores a la máxima capacidad de cortocircuito de

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
--	---

la subestación SE Chilca_REP 220kV (40 kA), llegando incluso a valores por encima de los 53 kA; de manera similar para la barra Kallpa 220 kV. Al respecto, se sugiere que se verifiquen los resultados obtenidos con la máxima capacidad de diseño de las subestaciones y se recomienden las acciones necesarias para superar esta situación; por ejemplo controlar el incremento del cortocircuito mediante reactores de núcleo de aire, FACTS, superconductores, elementos pirotécnicos, etc. y adecuación de la subestación.

Respuesta N°44:

Para las situaciones operativas típicas esperadas para el año 2020 se observa efectivamente que hay valores de potencia de cortocircuito mayores a 40 kA en algunas subestaciones del área Lima. En tales situaciones será oportunamente necesario limitar los valores de corriente de cortocircuito a valores compatibles con el diseño de las instalaciones. A tal efecto se podrán implementar un conjunto de soluciones que permitan una operación segura tales como: repotenciación de instalaciones existentes (tierra, interruptores, pórticos, barras), operar con barras separadas, organizar la conexión de nuevos generadores, incluir elementos limitantes.

Consulta u Observación N°45:

El las simulaciones de flujo de carga para el año 2015, se observan sobrecargas en las líneas de transmisión; por ejemplo en algunos casos se presentan:

- a) Línea de 220 kV Chilca REP – San Juan (L-2093) con flujos superiores a 385 MW, siendo su máxima capacidad de 360 MVA. Incluso en algunos casos se presenta un flujo de 433 MW.
- b) Línea de 220 kV Santa Rosa – Chavarría (L-2003 o L-2204) con flujos superiores a 227 MW, siendo su máxima capacidad de 152 MVA (aún operando en forma radial).
- c) Líneas de 220 kV Mantaro – Cotaruse (L-2051 y L-2052) con flujos total superiores a 512 MW, siendo su máxima capacidad de 505 MVA.

De manera similar para las simulaciones de flujo de carga para el año 2020, se observan sobrecargas en las líneas de transmisión; por ejemplo en algunos casos se presentan:

- d) Línea de 500 kV Zapallal – Chimbote y Chimbote – Trujillo con flujos superiores a 600 MW que es su máxima capacidad de transmisión en condiciones de operación normal e incluso en algunos casos con flujos de carga superiores a su capacidad de emergencia que es de 700 MVA (se observa un flujo por encima de los 1000 MW).
- e) Líneas de 220 kV Zapallal – Ventanilla y Ventanilla – Chavarría con flujos superiores a su máxima capacidad de transmisión (aún operando en forma radial).

Al respecto, se solicita que se revisen y modifiquen los flujos de carga obtenidos para todas las instalaciones del SEIN y se eviten las sobrecargas.

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
--	---

Se recomienda considerar los límites de capacidad en estado normal y de emergencia establecidos en cada contrato de concesión incluyendo los de las nuevas líneas de 500 kV. En ese sentido, se solicita la revisión y modificación de lo mencionado en el numeral 3.7.7 que dice:

“...limitando la transferencia por las líneas de 500 kV a límites típicos para corredores de 500 kV de gran extensión. El valor propuesto de límite es de 1,400 MVA por circuito de 500 kV valor que coincide con el adoptado en el Plan Transitorio de Transmisión para el circuito Chilca- Zapallal.”

Respuesta N°45:

Los circuitos comprendidos dentro del alcance del Plan de Transmisión, que muestran sobrecargas en las simulaciones realizadas con Dig-Silent son circuitos que deben ser repotenciados conforme propone el Plan de Transmisión. Estas repotenciaciones no modifican los resultados de los estudios eléctricos realizados.


Consulta u Observación N°46:

Cabe resaltar que para los casos en que se recomienda repotenciación de líneas se debe analizar cómo operar el SEIN durante el período en que se encuentre fuera de servicio la línea a repotenciar, así como la viabilidad de efectuar la repotenciación a la capacidad recomendada.

Respuesta N°46:

Ver Respuesta N°34.

DOCUMENTO ORIGINAL RECIBIDO

	<p style="text-align: center;">GERENCIA DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DEPARTAMENTO DE ANÁLISIS OPERATIVO</p>	<p style="text-align: center;">Coordinación de Estudios Eléctricos</p>
ESTUDIO DEL PRIMER PLAN DE TRANSMISIÓN DEL COES		

COMENTARIOS Y RECOMENDACIONES AL ESTUDIO DEL PRIMER PLAN DE TRANSMISIÓN DEL COES

1. Se solicita que en el informe se presente el detalle de cómo se obtiene el resultado de las ampliaciones recomendadas (¿se tiene un proceso de selección óptima entre varias alternativas?, cómo influyen en la definición de los proyectos los valores de los atributos?). La metodología y resultados no presentan de forma clara cuál es la secuencia en el tiempo de los proyectos y como éstos afectan el resultado al 2020.
2. Con relación a los Futuros de Demanda, se sugiere que en el informe se presente el detalle de la proyección de la Demanda realizada por el COES; así mismo, se solicita que se presente un mayor detalle de la forma como se definen los futuros de demanda, debido a que en el informe no se puede apreciar con claridad cuál es el criterio para incrementar las tasas de crecimiento. Consideramos que los futuros de demanda son de vital importancia para la definición del Plan Vinculante.

Un criterio para definir los futuros de demanda podría ser el considerar el atraso o adelanto de los grandes proyectos en función a la información disponible y las incertidumbres que se tenga. Dentro de las cuales también debería considerarse el desarrollo del gas en las zonas norte y sur.

3. Para el caso de los Futuros de Oferta (Importación y Exportación), se sugiere que también se incluya el año de ingreso de las centrales de generación, debido a que esto resulta importante para los análisis a realizar en un año en particular que podría coincidir con un año intermedio necesario de estudio, según lo mencionado en la Norma.
4. En el numeral 3.4.2 Procedimiento, para la definición de los nudos de generación y exportación, se menciona:

...“el consultor identificó nudos bastante diferentes de futuros de generación. Se cree que estos nudos abarquen lo que con el tiempo efectivamente se materializará.

El consultor desarrolló dos “familias” de nudos de oferta, basadas en las siguientes metas:


- *Generación 60% térmica, 40% hidro, con reserva mínima 20% y,*
- *Generación 40% térmica, 60% hidro, con reserva mínima 30%.”...*

Al respecto, se solicita que se presente el detalle de por qué se considera dicho criterio, que podría resultar subjetivo. Se sugiere que se aplique un criterio basado en el retraso o adelanto del año de ingreso de una o más centrales de generación, lo cual sería en función al manejo de incertidumbres.

5. Se parte de la premisa que el ingreso de las centrales del Oriente, se efectuarán siguiendo una secuencia de ingreso, primero la C.H. Inambarí, lo cual no podría resultar óptimo si no existiera exportación de energía a Brasil.

En este sentido, encontramos que se ha hecho bastante énfasis a las conexiones de las centrales del Oriente, según una secuencia definida de ingreso; sin embargo, hacemos notar que podría haber otras alternativas de implementación de las

Revisión : 1	PRIMER PLAN DE TRANSMISIÓN DEL COES	Pág. 1
Fecha: Ago. 2010		

	GERENCIA DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DEPARTAMENTO DE ANÁLISIS OPERATIVO	Coordinación de Estudios Eléctricos
ESTUDIO DEL PRIMER PLAN DE TRANSMISIÓN DEL COES		

centrales del Oriente y un sistema de transmisión óptimamente diferente para atender estas conexiones. Así mismo, que podría haber un desarrollo de generación para atender el mercado peruano diferente al planteado, como por ejemplo el desarrollo de centrales ligadas al gas natural en la zona sur del SEIN.

Los análisis se basan enteramente en la posibilidad de desarrollo de las centrales hidráulicas en el Oriente peruano descuidando otros futuros como el desarrollo de la generación del área Norte y Sur en base al gas de Camisea o plantas hidráulicas en dichas zonas. Así como, analizar el desarrollo minero en el área Norte y Sur.

6. Consideramos que el estudio debería presentar un análisis similar al efectuado a la interconexión del Perú con Brasil, a la interconexión con Ecuador, Bolivia y Chile.
7. En el numeral 3.7 Opciones de Transmisión, se menciona:

“el consultor identificó seis problemas importantes que pueden ocurrir para el año de horizonte, dependiendo del futuro.”;

Al respecto, consideramos que no se abarcan todos los problemas que podrían presentarse en el SEIN.

Se sugiere que los análisis se complementen con el análisis de la red de Lima que es el mayor centro de carga del SEIN, que no necesariamente son responsabilidad de las empresas distribuidoras. Igualmente en el área Este se prevé problemas de congestión en las zonas de Pomacocha-Pachachaca-Oroya Nueva-Carhuamayo, Pargsha-Huánuco y Aguaytía-Pucallpa y en el área Norte, el tramo Trujillo-Guadalupe-Trujillo, que deben ser analizados.

También, en el SEIN, se debe analizar los requerimientos de equipos de:

- a. Compensación reactiva,
- b. Ampliación de capacidad de los transformadores de potencia,
- c. Equipos para el control del incremento del nivel de cortocircuito de las instalaciones existentes,
- d. Refuerzos en la transmisión en el período previo al ingreso de los proyectos recomendados para el 2015 (Plan Vinculante).


Lo cuales deben estar sustentados debidamente mediante análisis técnico-económicos.

8. En el numeral 3.7.1 Sistema de transmisión base; se sugiere que se presente un cuadro resumen con los proyectos considerados y su año de ingreso. En el informe no se aprecia que proyectos están siendo considerados.

Por ejemplo, bajo licitación pública internacional un concesionario ganó la construcción de la línea 500 kV Mantaro-Caravelí-Montalvo y la línea 220 kV Machupicchu-Cotaruse así como su operación durante 30 años; sin embargo, no se tiene la certeza de los avances del proyecto y no se aprecia en los diagramas los flujos de carga que estarían tomando estas líneas, por lo que solicitamos se confirme el año en que ha sido considerado este proyecto dada su implicancia en la definición del Plan Vinculante del Sur.

De igual manera en la zona norte, no se tiene certeza del avance del tramo de línea Cerro Corona-Carhuaquero, siendo que en este caso si se tienen flujos de carga en la línea. La consulta es, para cuándo se está considerando que esté concluido este proyecto, ya que tiene mucha importancia en la definición del Plan Vinculante del Norte.

Revisión : 1	PRIMER PLAN DE TRANSMISIÓN DEL COES	Pág. 2
Fecha: Ago. 2010		

	GERENCIA DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DEPARTAMENTO DE ANÁLISIS OPERATIVO	Coordinación de Estudios Eléctricos
ESTUDIO DEL PRIMER PLAN DE TRANSMISIÓN DEL COES		

También, no queda claro en el Plan Vinculante del Sur cómo se evacúa la nueva generación de San Gabán y cómo queda la operación frente a contingencias y requerimientos de nuevas redes en el corredor entre Socabaya y Montalvo.

9. En el numeral 3.7.6 opciones y planes de transmisión, se menciona que;
“se identificaron las siguientes cuatro opciones generales para resolver los problemas:
- *Repotenciar menor (30%),*
 - *Repotenciar mayor (60%),*
 - *Redirigir flujos con transformadores cambiadores de fases (“phase-shifting transformers,” PST), u otros aparatos FACTS.*
 - *Circuitos nuevos.”*

Al respecto, consideramos que cada caso debe ser analizado en función a su factibilidad física y comparación de su beneficio costo.

10. En los proyectos de nuevas líneas de transmisión en 500 kV, se recomienda evaluar la necesidad de incluir subestaciones intermedias y requerimientos de compensación serie y shunt requerida.

Así mismo, evaluar las implicancias que tendría en caso se considere implementar estos circuitos en forma paralela a los ductos de gas. Se sugiere que se evalúen alternativas independientes de la servidumbre de los ductos de gas, que podrían resultar más convenientes para la seguridad energética; recordemos que nuestro país vivió en el pasado de atentados a las instalaciones.


11. Para la definición del Plan Vinculante, se debe tomar en cuenta los análisis de contingencia de la generación y transmisión del SEIN para el estado estacionario y dinámico.
12. Considerando que la implementación de las obras recomendadas en el Plan Vinculante pueden tomar más de dos años, se recomienda que para el corto plazo el Plan considere una alternativa de expansión de la transmisión.
13. En el numeral 3.7.7, también se menciona:

“2. Incluir en el sistema relés de corte de carga de forma tal de que ante la salida de un circuito se corte carga en forma controlada hasta restablecer el equilibrio post-falla a valores razonables hasta que se realice el redespacho de generación. Con este criterio se podría maximizar el uso de la capacidad de transporte entre zonas, minimizando el costo operativo del sistema.

3. No tomar acciones correctivas dejando que llegado el caso sean las sobrecargas y/o niveles bajos de tensión las que desconecten circuitos y/o demandas, y el sistema vuelva al equilibrio, permitiendo inclusive la desvinculación de zonas y la actuación de relés de sub-frecuencia que retiren carga.”

Al respecto, se solicita presentar las experiencias de la aplicación de estos esquemas en el planeamiento de la transmisión y su efectividad en su aplicación física, toda vez que se está poniendo en riesgo la continuidad del servicio.

14. Consideramos que los proyectos que defina este primer plan de transmisión para el año 2015 en adelante son referenciales y dada la cantidad de incertidumbres asociadas no definen un plan bien fundamentado. Consideramos que lo importante

	GERENCIA DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DEPARTAMENTO DE ANÁLISIS OPERATIVO	Coordinación de Estudios Eléctricos
ESTUDIO DEL PRIMER PLAN DE TRANSMISIÓN DEL COES		

de este Plan está en la definición de proyectos de corto y mediano plazo, que determinan las inversiones que efectivamente se van a desarrollar para solucionar los problemas operativos reales de la red, y verificar que siguen siendo válidos en el largo plazo para diferentes escenarios. Aunque metodológicamente esto se indica en la Norma, encontramos que este Plan no refleja ese tipo de verificaciones.

15. En el estudio se plantea un futuro de exportación del 50% de la capacidad de las centrales del oriente; sin embargo, el acuerdo bilateral de desarrollo energético entre Perú y Brasil no establece valores de importación ni exportación y sí define que prioritariamente se abastecerá la demanda interna del Perú. En este sentido, se recomienda que se evalúen la red necesaria para atender los diferentes escenarios posibles para la atención de la demanda del SEIN, según lo referido en dicho acuerdo.

16. Se recomienda que también se presenten los cálculos de los atributos por lo menos para los años 2013 y 2016 de los planes: liviano, medio y fuerte con la finalidad de verificar que con los proyectos recomendados al 2020 se resuelven los problemas de congestión para todo el horizonte del estudio.

También, se solicita explicar la aplicación del criterio N-1 de la norma en el caso de los refuerzos en redes enmalladas.

17. Se recomienda analizar la posibilidad de la conexión directa de las centrales hidráulicas del Oriente hacia el sistema Sur mediante línea(s) de 500 ó 200 kV, debido a que en la propuesta de expansión se observa que la generación de estas centrales es llevada hacia la zona Centro mediante líneas de 500 kV y luego esta energía es retornada hacia el Sur mediante una línea adicional paralela a la existente en 500 kV.


18. Se recomienda que la sugerencia de la Consultora de atender Lima en forma radial sea debidamente sustentada de forma técnica y económica. Consideramos que las recomendaciones que se derivan de los análisis del anexo E, deben ser efectuadas luego de efectuar un análisis más completo del sistema.

Por otra parte, consideramos que el estudio debe contemplar el análisis del desarrollo de la red de Lima; no estamos de acuerdo con transferir la responsabilidad del planeamiento de esta parte tan importante de la red a los agentes en esta zona y siendo que se debe buscar soluciones integrales y que el área operativa de Lima representa el 60% de la demanda del Perú.

Se sugiere que los análisis se complementen con análisis de contingencias; en la zona de Lima en particular la contingencia de la LT 500 kV Chilca – Carabayllo y la LT 220 kV Chilca-La Planicie-Carabayllo. También, se sugiere que se realicen análisis de contingencias N-1 de los transformadores 500/220 kV en las subestaciones de Montalvo, Chilca, Carabayllo, Trujillo y Chiclayo.

19. Se solicita que en el informe se presenten el cálculo de los atributos de las obras recomendadas para el área de Lima.

La propuesta de operar en barras separadas Chavarría y Balnearios; así como, el operar abiertas las LT 220 kV Chavarría – Santa Rosa y San Juan – Industriales – Santa Rosa (que no está planeada) disminuyen la confiabilidad de las subestaciones frente a una falla; por lo que, se recomienda analizar otras alternativas que no degraden la confiabilidad del SEIN.

	<p style="text-align: center;">GERENCIA DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DEPARTAMENTO DE ANÁLISIS OPERATIVO</p>	<p style="text-align: center;">Coordinación de Estudios Eléctricos</p>
ESTUDIO DEL PRIMER PLAN DE TRANSMISIÓN DEL COES		


También, se recomienda que las propuestas de expansión tomen en cuenta los planes de inversiones de Luz del Sur, Edelnor y el Plan de Inversiones en Transmisión publicadas por el Osinerming para el 2009-2013.

20. En las propuestas de expansión de la transmisión del área de Lima, en el informe se consideran nuevas líneas de 220 kV Industriales – Balnearios, Zapallal – Chavarría, Santa Rosa – Industriales – San Juan. Al respecto, se solicita que se estudie la viabilidad de la ejecución de dichos proyectos tomando en cuenta las dificultades actuales de faja de servidumbre y de áreas requeridas para su conexión a las subestaciones existentes y para una nueva subestación.
21. El estudio recomienda una tercera terna de 220 kV Zapallal – Huacho – Paramonga Nueva. Al respecto, se recomienda verificar si con este refuerzo se cubren contingencias de la LT 500 kV Carabaylo – Chimbote; así mismo, se recomienda analizar alternativamente que el refuerzo sea en 500 kV.
22. Se observa que las líneas de 220 kV Conococha – Huallanca – Cajamarca tienen bajo flujo de carga en comparación con las líneas de 220 kV de la costa; de nuestros análisis encontramos que ante contingencias de las líneas de la costa igualmente permanecen con baja carga. Al respecto, se recomienda analizar la posibilidad de implementar alguna acción para cargarlas más, como por ejemplo la implementación de una compensación serie.
23. Se recomienda que se evalúe técnica y económicamente la factibilidad de una red colectora en 750 kV u otro nivel de tensión para la transferencia de energía desde las centrales hidráulicas del Oriente peruano al SEIN, e inclusive en un escenario de Brasil exportador de energía al Perú considerando el Plan de Expansión de Brasil. También, se recomienda que se presente la justificación de la necesidad de la estación back to back en la interconexión con Brasil y la barra en que se instalaría dicho equipo.
24. En el informe se menciona:

“Para cada uno de los casos se determinan corrientes de cortocircuito para condiciones de demanda máxima en Avenida y Estiaje. Para mayor claridad los resultados se presentan en cuatro figuras: red 500 kV; Zona Norte, Zona Centro; Zona Sur. Los valores de corriente de cortocircuito permitirán oportunamente verificar si resulta necesario realizar modificaciones en las estaciones transformadoras para adaptarlas a las nuevas condiciones operativas resultantes del efectivo desarrollo a futuro del SEIN”.

Al respecto, se recomienda complementar este análisis con la verificación de la capacidad de cortocircuito de las subestaciones previo a concluir si es necesario realizar modificaciones.
25. En los análisis de contingencias (N-1) se recomienda que se presente los flujos de carga de las líneas de la zona de influencia de la contingencia, con la finalidad de verificar que éstas operen dentro de sus capacidades nominales.
26. Para la expansión del sistema de transmisión del área Norte se debe considerar el ingreso reciente de la S.E La Niña y la carga de Miskimayo.
27. Se recomienda que en el informe se mencione como se considera la generación de energías renovables (eólicas, solar, cogeneración, pequeñas hidráulicas) en el Plan de Expansión de la Transmisión.

Revisión : 1	PRIMER PLAN DE TRANSMISIÓN DEL COES	Pág. 5
Fecha: Ago. 2010		

	GERENCIA DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DEPARTAMENTO DE ANÁLISIS OPERATIVO	Coordinación de Estudios Eléctricos
ESTUDIO DEL PRIMER PLAN DE TRANSMISIÓN DEL COES		

28. En el estudio se presenta que en el 2020 las líneas de 220 kV Chilca – La Planicie – Carabayllo ya están convertidas y operando en 500 kV como una línea de simple circuito; así mismo la línea de 500 kV Chilca - Carabayllo tiene una entrada y salida en la subestación La Planicie 500 kV. Al respecto, se solicita que se precise si esto es una recomendación, debido a que el proyecto original no ingresa a la S.E La Planicie.

También, se recomienda que en el estudio se precise la necesidad y año en la que se requiere que la LT de 220 kV Chilca – La Planicie – Carabayllo se convierta a 500 kV, según lo previsto por el MEM.

29. Se observa que la propuesta de 2da LT 500 kV Chilca-Independencia-Marcona-Socabaya-Montalvo ingresa a Independencia y Marcona. Al respecto, se solicita que se presente la justificación de la necesidad de ambas subestaciones intermedias.

La línea de 500 kV Chilca–Marcona-Ocoña-Montalvo de Abengoa tiene una entrada y salida en la subestación Independencia 500 kV. Al respecto, se solicita que se precise si esto es una recomendación, debido a que el proyecto original no ingresa a la S.E Independencia.

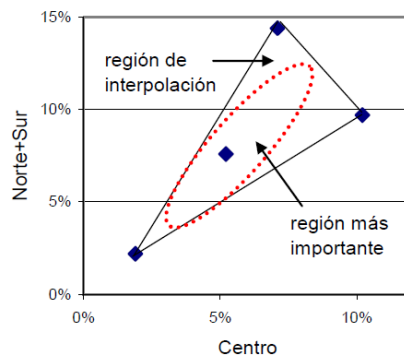
No queda claro, si en las simulaciones se ha considerado compensaciones serie en las líneas recomendadas; se hace notar, que la línea de Abengoa según la respectiva convocatoria debería estar compensada al menos con el 50% de la reactancia total.

30. Se sugiere que también se realice el análisis de la conexión radial de la carga de Machala (Ecuador) al sistema peruano, como una sensibilidad.
31. La determinación de los nodos es muy importante, puesto que del conjunto escogido se expande los futuros de demanda para el estudio.

En este sentido, se solicita:

- a. Especificar el criterio de selección del número de nodos y que indicador de calidad fue elaborado o utilizado en la determinación de cada nodo.
 - b. Informar el sustento de los valores límites utilizados en el proceso de relajación de los nodos extremos (futuros de demanda) de manera que no se introduzca inexactitudes en los resultados.
 - c. Presentar el detalle de cómo se determina los nodos utilizados en la interpolación o expansión de datos y precisar cómo se realiza la expansión de los mismos.
32. En la Figura 3.16 se especifica la región importante y la región de interpolación. Se solicita explicar la diferencia (características) de los futuros que se encuentran en estas regiones.

ESTUDIO DEL PRIMER PLAN DE TRANSMISIÓN DEL COES




33. Se solicita justificar porque no se consideró el proyecto la línea de interconexión Tocache-Bellavista 138kV, el cual se encuentra en construcción.
34. Consideramos se debe tener en cuenta que los trabajos de repotenciación deben ejecutarse con anticipación para evitar corte del servicio de energía a grandes áreas por periodos largos. Así por ejemplo, la repotenciación de la línea en 500 kV al Norte podrá implicar problemas para la atención de la demanda en el Norte, ya que entra en operación con una carga importante y su salida para los trabajos de repotenciación podría ser inviable.
35. En el Informe se recomienda que las subestaciones colectoras se construyan con aislamiento para el paso a 600 kV DC. Al respecto, se solicita presentar alguna experiencia de este tipo instalaciones en la altura y comentar acerca del impacto en la estabilidad del sistema eléctrico.
36. En el Informe Final se presenta un plan robusto (Plan Medio) a pesar que se uso el método MINIMAX; de acuerdo a las definiciones, un plan robusto domina todos los futuros. Al respecto se solicita la aclaración de esta interpretación.
37. El Plan de Expansión considera como determinada la línea Trujillo-Chiclayo 500 kV, dado que se incluyó en el Plan Transitorio; al respecto, consideramos que el estudio del Plan de Expansión de la Transmisión del COES debería analizar la alternativa de implementar más bien la línea Trujillo-Piura en 500 kV.

Considerando que se justifica la implementación de línea en 500 kV Trujillo-Chiclayo, se solicita analizar la operación del SEIN para casos de contingencias, en especial la contingencia de la misma línea en 500 kV; así mismo, se debe tener en cuenta que esta línea estaría disponible, en el mejor de los casos, para el estiaje del 2013.

De nuestros análisis encontramos que se tendría mucho riesgo de atención de la demanda del área norte en el 2012; por lo que se recomienda la repotenciación de las líneas Trujillo-Guadalupe-Chiclayo Oeste de 220 kV de 152 a 180 MVA y la instalación de la segunda terna paralela en 220 kV, cuyas torres ya están preparadas. Cabe agregar que estas obras también permitirán atender contingencias de la línea en 500 kV. Esta situación se agravaría si se produjera retraso en la puesta en servicio de la línea 220 kV Cerro Corona-Carhuaquero, que según tenemos conocimiento presenta problemas para su construcción.

38. En el plan robusto al 2020 se recomienda la repotenciación de la línea Zapallal-Paramonga 220 kV; sin embargo, precisamos que esta línea fue repotenciada de 152 MVA a 180 MVA en el 2008; por lo que se recomienda precisar cuál es la nueva potencia recomendada, para qué año se requiere esta repotenciación y qué

	GERENCIA DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DEPARTAMENTO DE ANÁLISIS OPERATIVO	Coordinación de Estudios Eléctricos
ESTUDIO DEL PRIMER PLAN DE TRANSMISIÓN DEL COES		

alternativas técnica-económicas ha evaluado el consultor, así mismo, se presente los análisis eléctricos realizados, incluyendo los análisis de confiabilidad del SEIN.

De la misma manera, se recomienda revisar y determinar la potencia objetivo que se requiere para las siguientes líneas:

- Carhuaquero-Cajamarca
- Pachachaca-Oroya-Carhuamayo
- Trujillo-Santa Rita
- Tingo María-Paragsha-Conococha-Paramonga
- Ica-Marcona
- Onocora-Tintaya

39. Se solicita al Consultor explicar cómo definió los valores para la repotenciación de las líneas y las fechas de operación de las mismas.

Consideramos se debe tener en cuenta que los trabajos de repotenciación deben ejecutarse con anticipación para evitar corte del servicio de energía a grandes áreas por periodos largos. Así por ejemplo, la repotenciación de la línea en 500 kV al Norte podrá implicar problemas para la atención de la demanda en el Norte, ya que entra en operación con una carga importante y su salida para los trabajos de repotenciación podría ser inviable.

Así mismo, evaluar la necesidad de repotenciar otras líneas del SEIN, como las líneas de Lima, las de 138 kV en las zonas este y sur del SEIN, etc.

40. Sugerimos especificar para qué año se requieren los proyectos recomendados por congestión y por confiabilidad que se muestran a continuación; así mismo, se presente mayores detalles sobre los seccionamientos recomendados en la LT 220kV Pomacocha - Carhuamayo. También, se solicita que se presenten: las alternativas técnica-económicas que ha evaluado el consultor, y los análisis eléctricos realizados, incluyendo los análisis de confiabilidad del SEIN.


► Por Congestión

- Línea nueva Pachachaca – Oroya
- Línea nueva Conococha – Paramonga
- Seccionar Pomacocha – Carhuamayo en Oroya
- Seccionar Pomacocha – Carhuamayo en Pachachaca

► Por confiabilidad (N-1)

- Línea nueva Chiclayo – Piura 220 (#3)
- Línea nueva Moquegua – Los Heroes 220
- Línea nueva Independencia – Socabaya 500 (#2)
- Línea nueva Montalvo – Socabaya 500 kV

41. Se sugiere que en el estudio se precise la potencia recomendada para las líneas de transmisión del 2016, debido a que en el estudio se propone repotenciaciones en líneas que todavía no se construyen; por ejemplo la línea 220 kV Tintaya - Onocora que permitirá la conexión de la CH Pucará. Se recomienda que el estudio recomiende la capacidad con la que debe ser diseñadas las nuevas líneas de transmisión evitando su repotenciación, trabajos que podrían afectar la operación del SEIN.

	GERENCIA DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DEPARTAMENTO DE ANÁLISIS OPERATIVO	Coordinación de Estudios Eléctricos
ESTUDIO DEL PRIMER PLAN DE TRANSMISIÓN DEL COES		

42. Se solicita incluir en el estudio, el año de entrada de los proyectos del plan denominado robusto y del único proyecto del plan vinculante.
43. Se solicita explicar cómo se definieron las inversiones asociadas a la compensación de reactivos capacitivos e inductivos en el SEIN, así mismo, las inversiones de repotenciación de equipos en las subestaciones por niveles importantes de corriente de cortocircuito o por confiabilidad (cambio de simple barra para doble).

Con relación a las recomendaciones de implementar SVC en Guadalupe y Piura se recomienda que se presente la justificación técnico-económico del dimensionamiento de dichos SVC; así como de su ubicación óptima (mostrar las simulaciones de estabilidad de tensión curvas V-Q).

44. En las simulaciones de cortocircuito para el año 2020 presentadas en el estudio, se observa valores de cortocircuito superiores a la máxima capacidad de cortocircuito de la subestación SE Chilca_REP 220kV (40 kA), llegando incluso a valores por encima de los 53 kA; de manera similar para la barra Kallpa 220 kV. Al respecto, se sugiere que se verifiquen los resultados obtenidos con la máxima capacidad de diseño de las subestaciones y se recomienden las acciones necesarias para superar esta situación; por ejemplo controlar el incremento del cortocircuito mediante reactores de núcleo de aire, FACTS, superconductores, elementos pirotécnicos, etc. y adecuación de la subestación.
45. En las simulaciones de flujo de carga para el año 2015, se observan sobrecargas en las líneas de transmisión; por ejemplo en algunos casos se presentan:
- a. Línea de 220 kV Chilca REP – San Juan (L-2093) con flujos superiores a 385 MW, siendo su máxima capacidad de 360 MVA. Incluso en algunos casos se presenta un flujo de 433 MW.
 - b. Línea de 220 kV Santa Rosa – Chavarría (L-2003 o L-2204) con flujos superiores a 227 MW, siendo su máxima capacidad de 152 MVA (aún operando en forma radial).
 - c. Líneas de 220 kV Mantaro – Cotaruse (L-2051 y L-2052) con flujos total superiores a 512 MW, siendo su máxima capacidad de 505 MVA.


De manera similar para las simulaciones de flujo de carga para el año 2020, se observan sobrecargas en las líneas de transmisión; por ejemplo en algunos casos se presentan:

- d. Línea de 500 kV Zapallal – Chimbote y Chimbote – Trujillo con flujos superiores a 600 MW que es su máxima capacidad de transmisión en condiciones de operación normal e incluso en algunos casos con flujos de carga superiores a su capacidad de emergencia que es de 700 MVA (se observa un flujo por encima de los 1000 MW).
- e. Líneas de 220 kV Zapallal – Ventanilla y Ventanilla – Chavarría con flujos superiores a su máxima capacidad de transmisión (aún operando en forma radial).

Al respecto, se solicita que se revisen y modifiquen los flujos de carga obtenidos para todas las instalaciones del SEIN y se eviten las sobrecargas.

Se recomienda considerar los límites de capacidad en estado normal y de emergencia establecidos en cada contrato de concesión incluyendo los de las

Revisión : 1	PRIMER PLAN DE TRANSMISIÓN DEL COES	Pág. 9
Fecha: Ago. 2010		

	<p align="center">GERENCIA DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DEPARTAMENTO DE ANÁLISIS OPERATIVO</p>	<p align="center">Coordinación de Estudios Eléctricos</p>
<p align="center">ESTUDIO DEL PRIMER PLAN DE TRANSMISIÓN DEL COES</p>		

nuevas líneas de 500 kV. En ese sentido, se solicita la revisión y modificación de lo mencionado en el numeral 3.7.7 que dice:

“...limitando la transferencia por las líneas de 500 kV a límites típicos para corredores de 500 kV de gran extensión. El valor propuesto de límite es de 1,400 MVA por circuito de 500 kV valor que coincide con el adoptado en el Plan Transitorio de Transmisión para el circuito Chilca- Zapallal.”

46. Cabe resaltar que para los casos en que se recomienda repotenciación de líneas se debe analizar cómo operar el SEIN durante el período en que se encuentre fuera de servicio la línea a repotenciar, así como la viabilidad de efectuar la repotenciación a la capacidad recomendada.

Carpeta actual: **ENTRADA**[Desconectarse](#)[Componer](#) [Direcciones](#) [Carpetas](#) [Opciones](#) [Buscar](#) [Ayuda](#)[SquirrelMail](#)[Lista de mensajes](#) | [Borrar](#)Anterior | [Siguiete](#)[Reenviar](#) | [Reenviar como adjunto](#) | [Responder](#) | [Responder a todos](#)**Asunto:** RE: Prepublicación Primer Plan de Transmisión - CAPT Transmisores**De:** Alberto Nicolas Muñante Aquije <amunante@rep.com.pe>**Fecha:** Vie, 27 de Agosto de 2010, 10:20 pm**Para:** Eduardo Antúnez de Mayolo <eantunezdemayolo@coes.org.pe> ([más](#))**Cc:** "Jaime Guerra" <jguerra@coes.org.pe> ([más](#))**Prioridad:** Normal**Opciones:** [Ver encabezado completo](#) | [Vista preliminar](#) | [Bajar este mensaje como un archivo](#)

Estimado Eduardo, recibe cordiales saludos.

Remito adjunto al presente e-mail, un documento con nuestras observaciones al Primer Plan de Transmisión del COES.

Atentamente,

Alberto Muñante

De: Eduardo Antúnez de Mayolo [mailto:eantunezdemayolo@coes.org.pe]

Enviado el: Lunes, 09 de Agosto de 2010 06:07 p.m.

Para: Alberto Nicolas Muñante Aquije; Luis Velasco

CC: Jaime Guerra; Edgar Rosell; Freddy Portal

Asunto: Prepublicación Primer Plan de Transmisión - CAPT Transmisores

Ings. Alberto Muñante Aquije y Luis Velasco Bodega
- Representantes al CAPT de las Empresas Transmisoras Integrantes del COES

Estimados Ingenieros Muñante y Velasco,

Por el presente hacemos de su conocimiento que el día de ayer 08.08.10 se ha prepublicado en el portal internet del COES, en la sección "ESTUDIOS", enlace "Plan de Transmisión", la Versión Preliminar del Primer Plan de Transmisión (PPT) del SEIN (el aviso de difusión correspondiente salió asimismo publicado el día de ayer en el diario oficial "El Peruano").

La prepublicación se realiza con la finalidad de que los interesados puedan remitir sus observaciones y comentarios por correo electrónico a la dirección ppt@coes.org.pe en un plazo de 15 días hábiles, plazo establecido por el Reglamento de Transmisión, que se cumple el próximo 27 de agosto.

Atentamente,

Eduardo Antúnez de Mayolo R.
Director de Planificación de Transmisión
COES-SINAC
(511) 611-8510

_____ Información de ESET NOD32 Antivirus, versión de la base de firmas de

virus 5353 (20100809) _____

ESET NOD32 Antivirus ha comprobado este mensaje.

<http://www.eset.com>

Ficheros adjuntos:

[untitled-\[1.2\]](#)

8.3 k [text/html]

[Descargar](#) | [Ver](#)

[COES ObsREP PrePublicacion
InfPECOES 27ago10.docx](#)

337 k [application/octet-
stream]

**COES ObsREP PrePublicacion
InfPECOES 27ago10.docx**

[Descargar](#)

Borrar y Atrás | [Borrar y Adelante](#)

Mover a: ENTRADA