

## 9 CONCLUSIONES

Este informe presenta una descripción de los estudios para la determinación del **PRIMER PLAN DE TRANSMISIÓN** del sistema eléctrico de Perú conforme lo establece el **CONCURSO COES No. 06/2009**. Los estudios para determinación del plan de transmisión se llevaron a cabo por el grupo consultor formado por las empresas Mercados Energéticos Consultores S.A. (ME) de Argentina; PSR Soluções e Consultoria em Energia LTDA (PSR) de Brasil y Merrill Energy, LLC (HM) de los Estados Unidos.

Como resultado, se ha logrado un Plan de expansión para el sistema de transmisión del SEIN, considerando el horizonte de 2011 hasta 2020. Los estudios cumplieron con las exigencias de la normativa técnica establecidas su formulación. Los resultados de los estudios de este trabajo se expresaron en:

- Diagnostico de corto y largo plazo: consiste de un análisis de las condiciones operativas futuras del SEIN con base en supuestos de crecimiento de la demanda, de expansión de la oferta de generación y otras incertidumbres;
- El Plan Robusto para el año 2020 (año horizonte): corresponde al conjunto de obras que para el año 2020 deben ya estar en operación;
- El Plan Robusto para el año 2016: de la misma forma, es el conjunto de obras que deben estar disponibles para operar en el año 2016;
- Plan Vinculante: consiste de un análisis de corto plazo para identificar las obras cuyo inicio de ejecución se realiza en los primeros dos años de vigencia del Plan de Transmisión;
- Opciones condicionales a los años 2016 y 2020: obras cuya puesta en operación dependerán de la evolución de la expansión de la generación y de la demanda para los años indicados
- Análisis de los Planes de Expansión (Robusto y Condicional) para condiciones de largo plazo: se hizo una verificación de las condiciones de suministro del SEIN considerando un horizonte de más largo plazo (Año 2025), incluso identificando un conjunto de obras condicionales, cuya decisión final dependerá de la realización de las incertidumbres.
- Verificación de los resultados de los planes de expansión: se realizaron estudios eléctricos convencionales (de análisis de flujo de potencia, de corto circuito y estabilidad) para verificar que los planes de expansión propuestos para el SEIN cumplen con los criterios técnicos operativos, también establecidos por la Norma.

A continuación se presentan las conclusiones más importantes de los estudios realizados.

## 9.1 Diagnóstico del SEIN – Años 2010-2015

- El SEIN actual, con los refuerzos del Plan Transitorio de Transmisión, (el sistema Base) permite una operación del sistema de potencia que cumple con los criterios de desempeño establecidos por la Norma hasta el año 2013. Este sistema presenta una base sólida para el desarrollo posterior de la red.
- Para el año 2015 sería necesario un refuerzo para cumplir con el criterio beneficio/costo de confiabilidad N-1:
  - LT en 220 kV Onocora – Quencoro – Machupicchu (simple terna).
- Los estudios eléctricos realizados para las condiciones más probables de operación correspondientes al año 2015, con la CH Machupicchu II Etapa en servicio comercial, muestran que el sistema de transmisión opera correctamente con la ampliación propuesta cumpliendo con las condiciones de desempeño mínimo indicadas en la Norma, permite además reducir pérdidas en el sistema de transmisión e incrementar las posibilidades de abastecer demanda de la zona con una adecuada calidad de servicio.
- Los estudios eléctricos muestran además que:
  - No se requiere de compensación adicional para control de tensión en el SEIN.
  - La red de transmisión en la Zona Norte tiene una capacidad de transmisión suficiente para abastecer la demanda prevista y en particular permite un incremento significativo de la demanda en la zona de Cajamarca lo cual permitirá el abastecimiento de demanda minera en dicha zona.

## 9.2 Diagnóstico del SEIN – Post Año 2015

- Alrededor del año 2016 (el año exacto dependerá básicamente del crecimiento de la demanda) la operación del sistema de transmisión muestra que se incrementan progresivamente las situaciones con congestión de transmisión en varias regiones del SEIN. Con el posterior crecimiento de la demanda estas llegan a ser importantes. Si no hacen refuerzos en el SEIN, la congestión en el sistema de transmisión llevará inicialmente a despachos sub-económicos de las centrales, que resultará en aumento de los costos operativos. En las condiciones más extremas habría interrupciones de suministro por insuficiente capacidad de transmisión.
- El primer desafío para la planificación de la expansión en la red de transmisión es el alto crecimiento de la demanda en el Perú con una fuerte incertidumbre en las tasas de crecimiento y en la distribución de la demanda en las diferentes regiones del SEIN. El segundo desafío es la incertidumbre en la ubicación de las centrales nuevas para alimentar esta demanda.
- Un tema especial en lo que se refiere a las nuevas centrales es el posible desarrollo de las centrales hidroeléctricas en la Zona Oriental. Este desarrollo requiere una red colectora para vincular las centrales nuevas, y un sistema para conectar esta red con el

resto del SEIN. Dependiendo de la evolución del Acuerdo Perú-Brasil, será necesario una interconexión de mayor o menor capacidad entre ambos países.

- Otro desafío se refiere a la parte tecnológica de la red colectora. El estudio propone que las líneas de esta red sean previstas para operación inicial en 500 kV pero con aislamiento para 600 kV DC, de manera de poder tener la posibilidad de incrementar sustancialmente la capacidad de estas líneas en el largo plazo, cuando se requiera y se desarrolle más la tecnología DC, con la correspondiente reducción de costos, como es la tendencia actual.
- Regiones vinculadas al SEIN por conexiones con características radiales carecerán de servicio con nivel de confiabilidad (redundancia) al nivel clásico “n-1”
- Con la evolución de la demanda y la oferta será necesario actualizar las redes de distribución, incluyendo líneas 220 kV en la zona de Lima. Estas ampliaciones no son parte del estudio actual, que tiene que ver con el sistema garantizado de transmisión.

### 9.3 Metodología y software

Debido a los desafíos y las incertidumbres antes indicadas, este estudio se basa en evaluar un panorama probable de operación del SEIN que abarca un gran número de posibilidades, lo que lo convierte en un estudio mucho más extenso a los que son realizados típicamente para un plan de transmisión a nivel mundial. En particular,

1. Es tradicional que un plan de transmisión se realice con un único pronóstico del futuro (pronóstico de demanda, generación, etc.). El planificador busca diseñar el plan de expansión óptimo para ese futuro. Para este estudio en cambio, se han considerado 6,642 futuros distintos, permutaciones de materializaciones posibles de nueve incertidumbres importantes.
2. Se aplicaron herramientas avanzadas para el análisis de riesgos, entre las que cabe mencionar la minimización de arrepentimiento máximo (MINIMAX) y otras herramientas del método de toma decisiones Trade Off/Risk.
3. Se consideró el juego completo de atributos y criterios presentados en la Norma, con un pequeño ajuste. El atributo VPPD por cada zona se presentó por unidad de demanda abastecida (USD/MWh), por presentar resultados más interesante que los que surgen de considerar el atributo como un costo total (USD). El problema de decisión tiene múltiples objetivos contrapuestos. Esto se reconoció y el análisis realizado permitió resolver el problema.
4. Aunque el análisis principal es para el año horizonte, el décimo año del estudio (2020), se realizaron también análisis para los años 3, 6, y 15. Es común ver planes basados en análisis de sólo un año, tal vez con extrapolaciones, pero sin análisis, para otros años.

5. Además de considerar planes generales (conjunto de opciones), también se consideraron opciones en forma independiente. Se presentaron herramientas para monitorear y ajustar los planes, año por año.

Los métodos Trade Off/Risk y MINIMAX, aplicados mediante el software TO/R con MINIMAX funcionaron sin dificultades. Permitieron efectuar análisis que sin ellos habrían sido imposibles. El software PERSEO funcionó bien. Requiere cierta labor usarlo en la manera requerida para un plan de transmisión.

Se observó que las incertidumbres de costo de capital de los proyectos, hidrología y costos de combustible afectan los valores de los atributos, pero generalmente no las decisiones. En otras palabras, las opciones analizadas son robustas ante estas incertidumbres. Esto significa que en los próximos planes de transmisión tal vez se pueda ignorar estas incertidumbres.

#### 9.4 Datos

Una de las dificultades principales de este estudio fue el desarrollar una base de datos correcta y coherente para el modelado del sistema eléctrico y del sistema energético. El Consultor llevó a cabo este trabajo con la colaboración del COES.

Como resultado de este esfuerzo, se desarrolló una base de datos muy extensa valiosa, que incluye los análisis Trade Off/Risk – Minimax. Se recomienda que el COES mantenga actualizada la mencionada base de datos, para que sirva en la elaboración del Segundo Plan de Transmisión.

#### 9.5 Plan Robusto – Año 2020

El plan de la tabla que sigue es robusto, según el análisis Trade Off/Risk y Minimización de Arrepentimiento Máximo (MINIMAX) para el año 2020 ante futuros definidos por las incertidumbres siguientes:

- Crecimiento de demanda (6,360 MW – 10,909 MW).
- Inyección neta de energía de la zona Oriente del país (0 MW – 3,800 MW). La inyección neta de la zona Oriente depende de dos incertidumbres fundamentales, el desarrollo de centrales en el Oriente y las exportaciones netas a Brasil.
- Variaciones en el desarrollo del parque de generación. Estas variaciones dependen a su vez del desarrollo de gasoductos, disponibilidad y precio de gas, políticas en cuanto a desarrollo hidroeléctrico y termoeléctrico, etc.
- Hidrología (seca, mediana, húmeda).
- Costos de inversión (capitales) para la construcción de proyectos de transmisión (75%, 100%, y 150% de estimaciones nominales).
- Costos de combustibles (50%, 100%, y 200% respecto a los pronósticos del Ministerio de Energía y Minas).

**Tabla 9.1. Plan robusto, año 2020.**

- ▶ Repotenciación de líneas 220 kV en las zonas:
  - Carhuaquero – Cajamarca
  - Zapallal – Paramonga
  - Pachachaca – Oroya – Carhuamayo
  - Trujillo – Santa Rita
  - Tingo María – Paragsha – Conococha – Paramonga
  - Ica – Marcona
  - Onocora – Tintaya
- ▶ Líneas Nuevas por Confiabilidad:
  - Machupicchu – Quencoro – Onocora / Subestación Quencoro 220/138 kV
  - Independencia – Marcona – Socabaya 500 kV

Las opciones de la tabla que sigue son condicionales para el año 2020. Su justificación, de acuerdo con los requisitos de la Norma, dependerá de la materialización de las incertidumbres en ciertos valores, especialmente crecimiento de demanda y la localización de nuevas centrales.<sup>34</sup>

---

<sup>34</sup> El posible seccionamiento en Oroya y Pachachaca de la línea Pomacocha-Carhuamayo del plan Transitorio no fue estudiado por el Consultor. Dependiendo del crecimiento de la demanda en esa región minera, la opción planteada podría ser razonable para igualar las cargas de las líneas Pomacocha-Carhuamayo y Pachachaca-Oroya-Carhuamayo y así reducir la congestión. Se recomienda que esta opción se considere en el Segundo Plan de Transmisión, o en un estudio especial si se observan indicios de congestión en la región. Es un tema que puede llegar a ser crítico por la topología eléctrica del SEIN: es difícil y costoso eliminar la congestión en esa región particular mediante redespacho de generación.

**Tabla 9.2. Opciones condicionales, año 2020.**

- ▶ 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

Obs.: Es importante destacar que la línea del Plan Transitorio “Mantaro – Caraveli – Montalvo” en 500 kV, cumple con función de respaldo (confiabilidad “N-1”) similar al segundo enlace en 500 kV “Independencia-Marcona-Socabaya”. En ese caso se requeriría además implementar el enlace 500 kV “Montalvo – Socabaya”, que también se encuentra en el Plan de Transmisión del año 2020 como proyecto condicional.

## 9.6 Plan Robusto – Año 2016

Se consideraron materializaciones razonables para el año 2016 de las incertidumbres mencionadas anteriormente, entre ellas demanda entre 5,269 MW y 7,640 MW. Los análisis realizados siguiendo la misma metodología permitieron identificar el plan Robusto para el año 2016 el cual se muestra en la tabla siguiente. Este plan cumplirá las necesidades del año 2016 mientras apunta al Plan Robusto propuesto para el año 2020. Por ejemplo, cuando una línea requiere repotenciación menor para el año 2016 y mayor para el año 2020, se podría efectuar la mayor directamente para el año 2016.

**Tabla 9.3. Plan robusto, año 2016.**

- ▶ Por Congestión -Repotenciación de líneas 220 kV zonas:
  - Carhuaquero – Cajamarca
  - Zapallal – Paramonga
  - Tingo María – Paragsha – Conococha – Paramonga
  - Onocora – Tintaya
- ▶ Líneas Nuevas por Confiabilidad:
  - Machupicchu – Quencoro – Onocora / Subestación Quencoro 220/138 kV

La tabla que sigue indica opciones condicionales que podrían ser requeridas en el año 2016, dependiendo en la materialización de las incertidumbres.

**Tabla 9.4. Opciones condicionales, año 2016.**

- ▶ **Por Congestión**
  - Seccionar Pomacocha – Carhuamayo en Oroya
  - Seccionar Pomacocha – Carhuamayo en Pachachaca
- ▶ **Por Confiabilidad**
  - Independencia – Marcona – Socabaya 500 kV

### 9.7 Plan Condicional – Año 2025

La Norma requiere que se realice una planificación para el año horizonte (el décimo año, 2020 para este estudio). En forma complementaria también requiere que se realice una evaluación menos rigurosa para el decimoquinto año (2025) para que el plan del año horizonte no esté en conflicto con lo que se podrá requerir cinco años después.

En este espíritu, se efectuaron análisis Trade Off/Risk y MINIMAX para futuros definidos por las incertidumbres mencionadas anteriormente que se pueden considerar como valores razonables para el año 2025. Estos futuros incluyeron demanda entre 7,270 MW y 12,205 MW e inyecciones netas del Oriente entre 0 MW y 4,807 MW.

La visión que se dispone en el año 2010 de las posibles materializaciones de incertidumbres para el año 2025 representan futuros tan diferentes que no es razonable desarrollar un plan Robusto para dicho año. En otras palabras, habrá pocas opciones para el año 2025 que en el año 2010 pueden considerarse robustas ante las incertidumbres consideradas. Por lo tanto, las opciones de la tabla siguiente se consideran todas como condicionales.

En cuanto al objetivo del análisis del decimoquinto año, se concluye que el plan para el año horizonte contempla en forma razonable el desarrollo futuro del sistema. El plan para el año 2020 presenta una base razonable para las opciones identificadas para el año 2025. Para algunas repotenciones menores en el año 2020, si la misma línea llega a requerir una repotenciación mayor en el año 2025, esta última podría hacerse en el año 2020. Esto es tema para estudios futuros de planificación.

**Tabla 9.5. Opciones condicionales, año 2025.****Líneas nuevas por Congestión**

Trujillo-Cajamarca  
 Chiclayo-Carhuaquero  
 Pachachaca-Oroya  
 Conococha - Paramonga  
 Montalvo-Socabaya 500  
 Cotaruse-Machupiccu (2 líneas)

**Repotenciar/reconfigurar aproximadamente 20 líneas****Líneas nuevas por confiabilidad (criterio N-1)**

Chiclayo-Piura 220 (#3)  
 Moquegua-Los Heroes 220  
 Independencia-Marcona-Socabaya 500 (#2)

**9.8 Red Colectora Oriental y Conexiones con el SEIN**

La conexión de nuevas centrales hidroeléctricas, ubicadas en la región oriental del Perú<sup>35</sup>, es un aspecto que también se consideró en el presente trabajo. El resultado del sistema de conexión que se recomienda está condicionado a la realización de al menos tres incertidumbres: (i) que centrales estarán en operación en el año 2020, que, a su vez, depende, del (ii) futuro de crecimiento de la demanda; y, (iii) del futuro de exportación para el sistema de Brasil.

En este trabajo se estudiaron diferentes materializaciones para las incertidumbres mencionadas anteriormente y cada realización requiere modificaciones en el sistema de conexión de las centrales del oriente al SEIN. Los futuros considerados fueron:

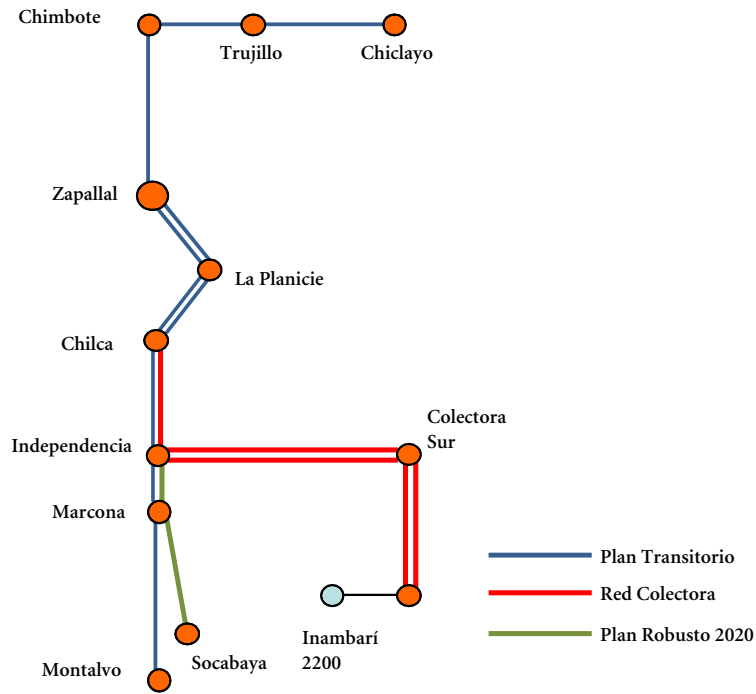
- Desarrollo de la central Inambari sin exportación a Brasil;
- Desarrollo de las centrales Inambari y Paquizapango con exportación a Brasil;
- Desarrollo de las centrales Inambari, Paquizapango y Mainique sin exportación a Brasil;
- Desarrollo de las cinco centrales hidroeléctricas (Inambari, Paquizapango, Mainique, Tambo 40 y Tambo 60) y considerando exportación a Brasil.

Las propuestas de sistemas de transmisión para vincular las centrales del oriente al SEIN que se presentan a continuación son solamente un resumen de las propuestas estudiadas. Corresponden al sistema de conexión mínimo (para vincular al SEIN solo la central de Inambari) y

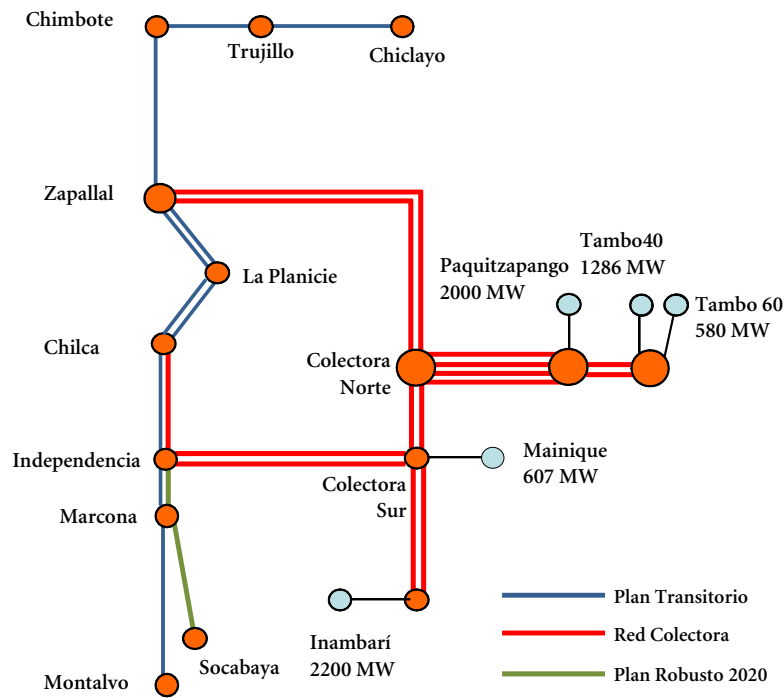
---

<sup>35</sup> En 2008 el Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Electricidad identificó un conjunto de centrales hidroeléctricas con potencial para exportación de energía, que incluye las centrales en la zona oriente (Inambari, Paquizapango, Mainique, Tambo40 y Tambo60) que están en estudio para interconexión con el sistema de Brasil.

al sistema de conexión completo que provee el sistema necesario para la conexión de todas las cinco centrales hidroeléctricas del oriente al SEIN.



**Figura 9.1. Sistema de conexión mínimo para las hidroeléctricas del oriente.**



**Figura 9.2. Sistema de conexión completo para las hidroeléctricas del oriente.**

Ambas las alternativas se plantean con dobles circuitos en 500 kV y nuevas estaciones transformadoras cuyo objetivo es proveer los nodos de conexión para colectar la potencia producida por las centrales hidroeléctricas.

Considerando que la decisión y desarrollo de la red colectora podría tomar todavía unos años, se recomienda 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 grande altitud.

## 9.9 Verificación del Plan de Transmisión

La Norma establece que una vez identificadas las obras que forman parte del Plan de Transmisión, se realicen estudios eléctricos incluyendo las obras propuestas de forma tal de verificar

que se cumplan en la operación del SEIN las condiciones de desempeño mínimo establecidas en la Norma.

A tal efecto se realizaron estudios eléctricos para condiciones típicas de operación del SEIN en los años 2020 y 2025. Los estudios eléctricos fueron flujos de carga en condiciones normales de operación, estudios de cortocircuito y estudios de estabilidad. Los escenarios evaluados contemplan los siguientes estados operativos:

- Carga mínima y máxima
- Condiciones hidrológicas típicas de los periodos de estiaje y avenida,
- Crecimiento de la demanda medio y optimista de acuerdo con los pronósticos realizados por el COES
- Diferentes desarrollos de la generación del oriente y demanda de exportación a Brasil.
- Diferentes desarrollos de la red colectora.

De los resultados obtenidos se destacan los siguientes aspectos:

- Se requiere compensación reactiva adicional en los nodos Guadalupe (-150 MVAR (Cap.) /+100 MVAR (Ind.)) y Piura (-150 MVAR (Cap.) /+50 MVAR (Ind.)).
- La inclusión de reactores de compensación serie (40%) en la línea de 500 kV Zapallal – Chiclayo mejora la distribución de flujos entre la red de 500 kV y las redes de 220 kV.
- Se requiere una fuente de generación reactiva del orden de 30 MVAR en la zona de Tacna. Dado lo oneroso de esta fuente para uso en muy pocas horas al año (contingencia o salida programada de la línea 220 kV Moquegua – Los Héroes) se sugiere investigar la posibilidad de contar con reserva fría de generación en la barra 66 kV de Los Héroes mediante unidades generadoras térmicas.
- Se requiere limitar las corrientes de cortocircuito en la zona de Lima, principalmente en la ET Chilca.

## 9.10 Red de Lima

La red de Lima presenta sobrecargas las que deberán ser resueltas oportunamente por las empresas distribuidoras de la zona. Como parte de los estudios, se analizó una propuesta de solución para los problemas de sobrecarga que consiste básicamente de una reconfiguración del sistema de distribución de la ciudad de Lima, de forma a que la demanda sea abastecida de forma radial. Los fundamentos para esta propuesta es aislar la red de distribución de la demanda de Lima de los flujos del sistema de transmisión troncal nacional (se verifican exportaciones de la Zona Oriente para la Zona Norte).

Una parte de la solución propuesta para solución del problema de sobrecarga em Lima es la conversión para 500 kV de los circuitos que están planteados (Plan Transitorio) para el Anillo

de Lima (Zapallal – La Planicie – Chilca). Por lo tanto, se concluye que la conversión es una decisión condicionada a la forma en que se materialicen los futuros (demanda, oferta, etc.)

Sin embargo, se observa que la planificación de las redes de subtransmisión de la zona de Lima debe ser abordada 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.

### **9.11 Integración al SEIN de la Zona Nor Oriente**

Un importante resultado del estudio que se debe destacar es el análisis efectuado para la zona Nor Oriente (Bellavista, Tarapoto, Moyobamba, Yurimaguas), sistema actualmente aislado, que se integrará próximamente a la SEIN, mediante un enlace en 138 kV entre Tocache y Bellavista, que tendrá una longitud aproximada de 150 km.

La longitud desde el punto robusto de conexión del SEIN (Tingo María 138 kV) hasta el centro de carga de ese sistema (Tarapoto) es de varios cientos de kilómetros. Esto hace que se mantenga como un enlace débil, y que la Norma no sea totalmente aplicable.

La Norma contempla el reforzamiento de enlaces existentes pero no la interconexión de sistemas aislados, cuyos criterios técnicos y económicos exceden los alcances del estudio realizado.

Por lo anterior, se recomienda que el reforzamiento del sistema de 138 kV de conexión al SEIN sea tratado fuera de la expansión de la transmisión existente del SEIN.

### **9.12 Reforzamiento del Enlace 220 kV Moquegua – Los Héroes**

Como parte de los estudios del Plan de Transmisión para 2020, se realizaron análisis respecto al reforzamiento del enlace existente, en 220 kV, entre las subestaciones de Moquegua y Los Héroes. Os resultados obtenidos, tanto bajo el punto de vista de confiabilidad “N-1” como también por congestión, muestran que el refuerzo no se justifica para el año horizonte (2020).

Sin embargo, se constata que este parte del sistema no cuenta con generación local (dado que la central Calana, 20 MW, se trasladó a otra parte del SEIN) salvo la futura Central Solar de Tacna (también con potencia instalada de 20 MW), tecnología que presenta limitaciones en el aporte de potencia reactiva.

Con base en lo verificado, se hicieron estudios eléctricos con el objetivo de dimensionar las necesidades de soporte de potencia reactiva en el área, para que el sistema soporte la continuidad de la mencionada línea, Moquegua – Los Héroes, en 220 kV. Los resultados son de que:

- Se requiere una fuente de generación reactiva del orden de 30 MVar en la zona;

- Dado lo oneroso de esta fuente para uso en muy pocas horas al año (contingencia o salida programada de la línea 220 kV Moquegua – Los Héroes) se sugiere investigar la posibilidad de contar con reserva fría de generación en la barra 66 kV de Los Héroes mediante unidades generadoras térmicas.