

ESTUDIO DEL PRIMER PLAN DE TRANSMISIÓN
CONCURSO COES N° 06/2009

INFORME FINAL – Fase I

Resumen Ejecutivo Ampliado

Preparado para

COES

26 de Julio, 2010

MERCADOS
ENERGÉTICOS 
CONSULTORES

 **Merrill Energy LLC** **PSR**

Contenido

1	OBJETIVOS DEL ESTUDIO	3
2	EL PROCESO DE PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN	4
2.1	Diagnóstico del SEIN Años 2011-2015	4
2.2	Diagnóstico del SEIN post-Año 2015.....	4
2.3	Desafíos para la planificación	6
2.4	Metodología para la determinación del plan de transmisión	7
2.5	Nudos e Interpolaciones	10
2.6	Opciones condicionadas	11
2.7	Principales productos del estudio: Plan de Transmisión y Plan Vinculante.....	11
3	Principales RESULTADOS y CONCLUSIONES DEL ESTUDIO.....	13
3.1	Plan Robusto – Año 2020.....	14
3.2	Plan Robusto – Año 2016.....	17
3.3	Red Colectora Oriental y Conexiones con el SEIN	17
3.4	Verificación del Plan de Transmisión	19
3.5	Red de Lima	20
3.6	Integración al SEIN de la Zona Nor Oriente	21
3.7	Reforzamiento del Enlace 220 kV Moquegua – Los Héroes	21
3.8	Metodología y software.....	22
3.9	Datos	23

1 OBJETIVOS DEL ESTUDIO

El objetivo general del estudio es desarrollar el Primer Plan de Transmisión para la planificación de la expansión del SEIN, de acuerdo a las responsabilidades que la Norma “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión” le asigna al COES. Las principales metas a alcanzar son las siguientes:

- Desarrollar el Plan de Transmisión, satisfaciendo el conjunto de exigencias previstas en la Norma
- Definir el listado de proyectos para los que se propone se realicen los correspondientes anteproyectos
- Dotar al COES con un modulo de planificación basado en el método Trade-Off/Risk, incluyendo análisis de minimización de arrepentimiento máximo
- Capacitar al personal del COES de forma tal de lograr una efectiva transferencia tecnológica en los temas objeto de estudio

El estudio fue realizado por un consorcio de empresas especializadas en los temas de planificación de la transmisión, estudios eléctricos y estudios integrados generación/transmisión: Merrill Energy (Estados Unidos), ME Consultores (Argentina) y PSR (Brasil), bajo la dirección del Dr. Mario Veiga Pereira y la colaboración de Silvio Binato, Hyde Merrill y Daniel Llarens.

2 EL PROCESO DE PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN

La primera tarea del estudio de planificación es el *diagnostico de corto y largo plazo*. Dicho diagnostico 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.

2.1 Diagnóstico del SEIN Años 2011-2015

Los estudios de diagnóstico del SEIN fueron ejecutados a través de simulaciones operativas (modelo PERSEO) y estudios eléctricos complementarios (modelo DIGSILENT). Las principales conclusiones son:

- 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 evacuar la expansión del central Machupicchu, el cual se justifica bajo 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 reactiva 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.

2.2 Diagnóstico del SEIN post-Año 2015

Para los años a partir del 2016, se hicieron estudios operativos con el modelo PERSEO para diversos escenarios de crecimiento de la demanda y de composición de la expansión de la oferta futura (en particular, mayor o menor participación de la generación termoeléctrica a gas

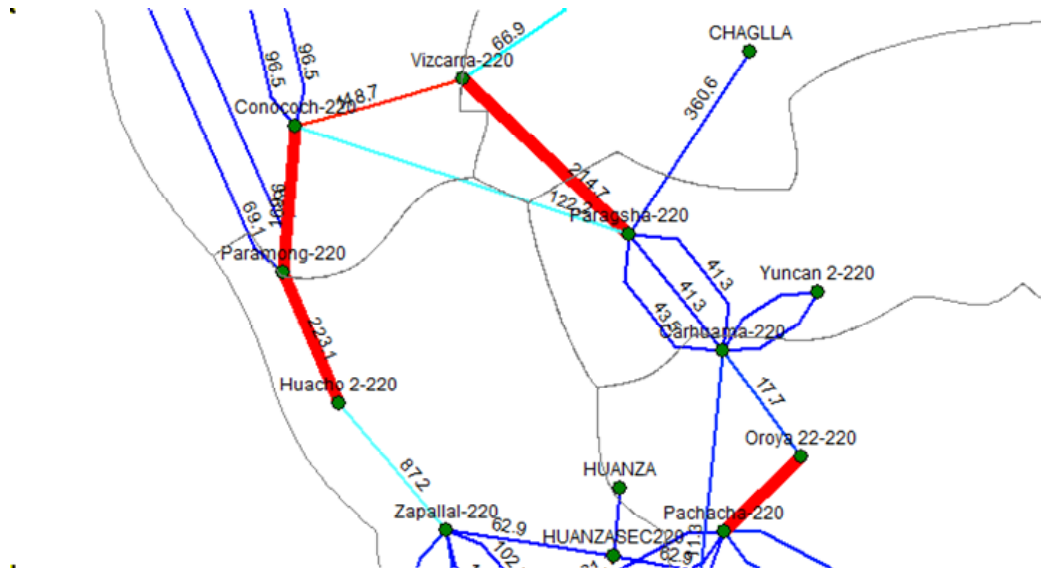


Figura 2.2. Sobrecargas Zona Centro – (Diciembre 2020, caso 1B0).

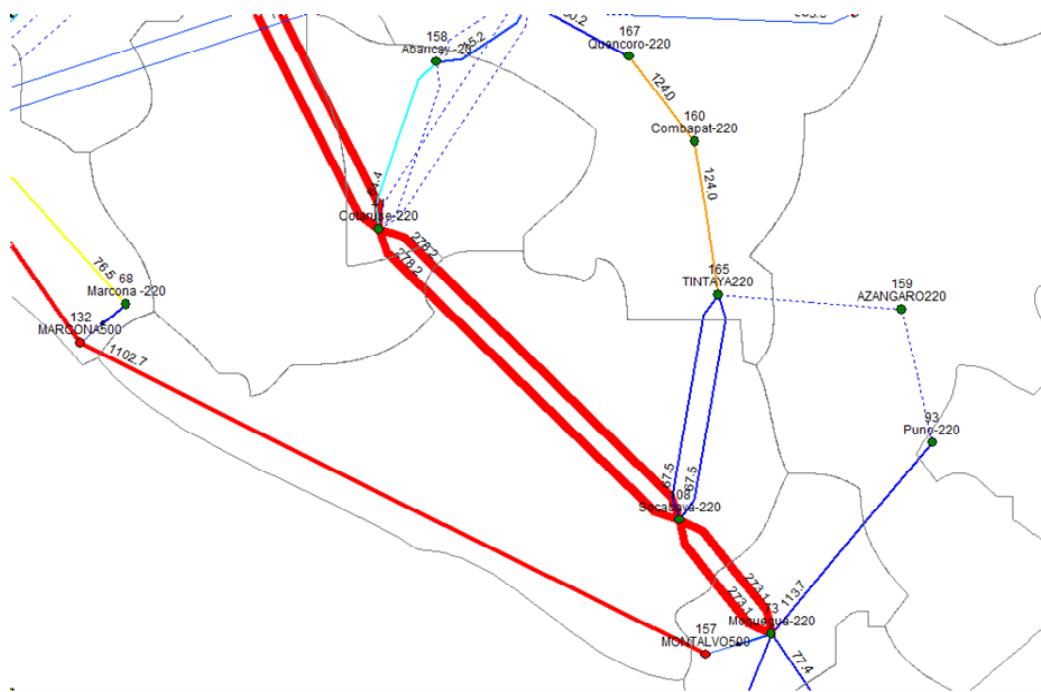


Figura 2.3. Sobrecargas Zona Sur – (Diciembre 2020, caso 1B5).

2.3 Desafíos para la planificación

El diagnóstico del sistema indica que, si no se 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 los refuerzos necesarios para la red de transmisión es la *incertidumbre* con respecto a la tasa de crecimiento de la demanda en el país. Por ejemplo, una tasa alrededor del 9% al año llevaría a un aumento de la demanda hasta casi 11,000 MW a lo largo del periodo 2010-2020. En el otro extremo, una tasa anual de crecimiento alrededor de 4% reduciría este aumento para alcanzar 6,000 MW. A esta incertidumbre con respecto a la demanda total en el año 2020 se añade la incertidumbre con respecto a las tasas de crecimiento regionales, debido por ejemplo a la entrada de los proyectos mineros. En los análisis realizados, las demandas de región Norte y Centro pueden representar de 15% hasta 25% de la demanda total, mientras la demanda de la zona Centro puede variar entre 50% y 70% de la demanda total.

El segundo desafío es la incertidumbre con respecto a la evolución de la nueva capacidad de generación. Por ejemplo, dependiendo de la evolución de los precios del gas y de los estudios económicos de los nuevos proyectos de generación, es posible una mayor o menor participación de la generación termoeléctrica a gas natural comparado con la generación hidroeléctrica. Además de la incertidumbre con respecto al “mix” de generación, es necesario tomar en cuenta diferentes escenarios de ubicación de las plantas termoeléctricas y de la secuencia de desarrollo de las plantas hidroeléctricas, que también están ubicadas en sitios que afectan de manera distinta la distribución de los flujos de potencia en la red.

Un tercer desafío es el posible desarrollo de hasta 6,300 MW de las plantas hidroeléctricas en la zona Oriental. Este desarrollo afectará la evolución de la generación en el resto del SEIN y debido a su tamaño y ubicación, requerirá el diseño de un sistema de transmisión (Red colectora) para las centrales nuevas y un sistema para conectar esta red con el resto del SEIN. Además, dependiendo de la evolución del Acuerdo Perú-Brasil, se necesitará una interconexión de mayor o menor capacidad con aquel país.

2.4 Metodología para la determinación del plan de transmisión

Debido a las fuertes incertidumbres antes indicadas que caracterizan el problema de planificación en Perú, se considera que no sería adecuado aplicar el procedimiento tradicional de planificación de la transmisión, donde se hace un único *pronóstico* tanto de la evolución de la demanda como de la oferta (“mix” y ubicación de las centrales) (un futuro) y se diseña el sistema de transmisión de manera a eliminar las sobrecargas y otros problemas operativos. La dificultad es que, aunque se utilicen los mejores métodos de pronóstico de la demanda y de la oferta disponibles, el muy amplio rango de incertidumbres con respecto a la demanda y oferta no permite garantizar que el “futuro” que ocurrirá en la realidad sea el pronosticado.

Por lo tanto, para resolver este problema resulta necesario utilizar técnicas de *planificación bajo incertidumbre*, donde no se busca un plan “optimizado” para un único pronóstico (que como se dijo ocurrirá con baja probabilidad) y sí un plan *robusto*, esto es, que tiene un desempeño adecuado en términos de confiabilidad de suministro y costos operativos para un amplio rango de posibles “futuros” de demanda, oferta, condiciones hidrológicas, precios de combustible etc. Este proceso de planificación bajo incertidumbre está establecido en la Norma peruana, y resumido en la figura a continuación.



Figura 2.4. Proceso de Planificación en la Norma.

Las *Incertidumbres* mencionadas en la figura incluyen las variables sobre las cuales el planificador no tiene control (por ejemplo: la tasa de crecimiento de la demanda; el precio de los combustibles; los caudales afluentes a los embalses; costo de los refuerzos de la transmisión etc.) y los parámetros asociados a la oferta que todavía son desconocidos (por ejemplo, la proporción de plantas termoeléctricas a gas natural o la estrategia de expansión de las plantas hidroeléctricas del Oriente y de exportación a Brasil).

Estas incertidumbres se representan a través de diferentes *Futuros*, que resultan de las combinaciones de los posibles valores para cada uno de los parámetros mencionados arriba. Por ejemplo, los futuros de demanda fueron construidos a partir de la combinación de los siguientes conjuntos de incertidumbres: (i) tasa de crecimiento de la demanda global (cinco valores); (ii) tasas de crecimiento diferenciadas por región (tres valores); y (iii) sensibilidad con respecto al desarrollo de los proyectos mineros (tres valores).

A continuación, fueron construidos futuros de generación (cronograma de entrada de proyectos de generación) asociados a cada futuro de demanda, tomando en cuenta las siguientes incertidumbres: (i) proporción de generación termoeléctrica e hidroeléctrica (40% termoeléctrica y 60% hidroeléctrica); (ii) desarrollo de las plantas hidroeléctricas del Oriente (sí o no); y (iii) en caso se desarrollen las plantas del Oriente, porcentaje de la energía que sería exportada para Brasil (0% o 50%).

A su vez, las incertidumbres con respecto a los precios de combustible se representaron por tres valores (alto, promedio y bajo). Finalmente, los futuros de hidrología también se representaron por tres valores (años de sequía, promedio y húmedo, extraídos del histórico de caudales). La combinación de todos estos parámetros resulta en muchos miles de futuros complejos (demanda, oferta, precio, hidrología etc.).

Los *Planes de transmisión candidatos* se componen de un conjunto específico de proyectos, también conocidos como *Opciones*. Por ejemplo, la línea Carhuamayo–Vizcarra es una opción; el conjunto de opciones {Carhuamayo – Vizcarra} y {Paragsha – Carhuamayo} es un Plan.

La metodología de planificación se basa en el *análisis del desempeño* de cada Plan candidato con respecto a cada uno de los Futuros. Estas combinaciones {Plan candidato; Futuro} se conocen como *Escenarios*.

Por ejemplo, el Cuadro a continuación representa 5 futuros y 3 planes candidatos (Liviano, Promedio y Fuerte) y. El número de escenarios {E(i,j)} es por lo tanto $3 \times 5 = 15$.

Cuadro 2.2. Futuros, Planes y Escenarios.

Plan → Futuro ↓	Liviano	Promedio	Fuerte
1	E(1,L)	E(1,P)	E(1,F)
2	E(2,L)	E(2,P)	E(2,F)
3	E(3,L)	E(3,P)	E(3,F)
4	E(4,L)	E(4,P)	E(4,F)
5	E(5,L)	E(5,P)	E(5,F)

El análisis de desempeño de cada Escenario se hace a través de *simulaciones operativas* con el modelo computacional Perseo. Estas simulaciones producen diversos tipos de resultados, conocidos como *Atributos*. Por ejemplo, el costo total (inversión más operación); el número de horas donde hay congestiones en los circuitos; y el incremento del costo operativo (debido al despacho no económico) resultante de estas congestiones son algunos de los Atributos que se calculan en las simulaciones de un Escenario.

Una vez calculados los Atributos de cada escenario, se pasa a la selección del Plan más “robusto”, esto es, que representa la solución más adecuada para el mayor porcentaje de escenarios. Por ejemplo, el Cuadro a continuación muestra valores (ficticios) del Atributo {costo total} para los 15 Escenarios del ejemplo de arriba. Se observa que el Plan Fuerte fue el mejor (menor costo total) para los futuros 1,2 y 5, mientras el Plan Promedio fue el de menor costo para los futuros 3 y 4. Se puede concluir que: (i) el Plan Liviano es inferior a los demás, pues no es la mejor opción en ningún futuro; y (ii) aunque el Plan Fuerte sea más “robusto” que el Promedio, pues es la mejor solución en 60% (3 en 5) de los Futuros, el Plan Promedio también es una solución razonable (aparece en los demás 40%).

Cuadro 2.3. Atributo {Costo Total} asociados a cada Escenario.

Plan → Futuro ↓	Liviano	Promedio	Fuerte	Mejor Plan
1	40	24	17	F
2	58	36	21	F
3	22	12	15	P
4	10	12	15	P
5	52	36	23	F

El proceso de decisión en la realidad es más complejo, pues los planes más robustos con respecto a un atributo pueden no serlo con respecto a otro atributo. Por ejemplo, el Cuadro a

continuación muestra el desempeño (ficticio) de los planes con respecto al atributo {número de horas con congestiones}.

Cuadro 2.4. Atributo {Horas con congestión} asociado a cada Escenario.

Plan → Futuro ↓	Liviano	Promedio	Fuerte	Mejor Plan
1	5	3	1	F
2	8	6	3	F
3	3	2	0	F
4	3	1	0	F
5	7	6	4	F

Se observa en el Cuadro que el Plan Fuerte es el mejor (menor número de horas con congestión) con respecto a este atributo para todos los futuros. Este resultado no es inesperado, pues un plan con más inversiones en transmisión debería eliminar un mayor número de congestiones.

El problema es, por lo tanto, como *decidir* si el Plan Fuerte es “mejor” que el Plan Promedio cuando se toma en cuenta ambos atributos. Se observa que el Plan Promedio es mejor (más barato) que el Plan Fuerte en lo que se refiere a costo total en los futuros 3 y 4 (\$12 contra \$15, diferencia de \$3). A su vez, el Plan Fuerte es mejor (menos horas de congestión) que el Plan Promedio en 2 y 1 horas, respectivamente, para los mismos futuros. Se observa además que las unidades de los atributos son distintas, \$ y horas.

De una manera simplificada, este *Análisis de Decisión* (ver Figura 2.4 con el procedimiento de la Norma) se hace definiendo un *rango* de “factores de conversión” (\$/horas, en este caso) entre los atributos y sumando los valores resultantes. Si un Plan es mejor que el otro (mejor monto total de la suma) para todo el rango de factores de conversión, entonces se concluye que este Plan, de hecho, es mejor. En caso contrario, se concluye que los Planes son equivalentes con respecto a este futuro. En otras palabras,

El objetivo de la metodología de planificación conocida como *Trade Off/Risk*, es identificar el Plan de Transmisión que presenta la *mejor relación* entre su *costo de inversión* y los *beneficios* resultantes de su implementación (esto es, los valores de los atributos) para *el conjunto de escenarios más amplio posible*.

2.5 Nudos e Interpolaciones

Como se puede observar, la combinación de todos los futuros definidos arriba con los Planes candidatos resultaría en decenas de miles de escenarios que deberían ser simulados con el modelo Perseo para el cálculo de los atributos. La metodología Trade Off/Risk permite reducir sustancialmente el número de simulaciones a través del concepto de **Nudos**. Los Nudos representan un subconjunto de estos futuros, correspondientes a los valores extremos de sus pará-

metros, por ejemplo la demanda más alta y la más baja. Lo que se hace en la metodología es simular la operación y calcular los atributos solamente para los Nudos, y obtener los atributos para los demás futuros a través de una técnica de interpolación conocida como *high order interpolation*. La figura a continuación muestra los escenarios simulados por el Perseo (los “nudos”, para los cuales los atributos fueron calculados directamente) y los escenarios “interpolados”, esto es, cuyos atributos se calculan a partir de los resultados de los “nudos”.

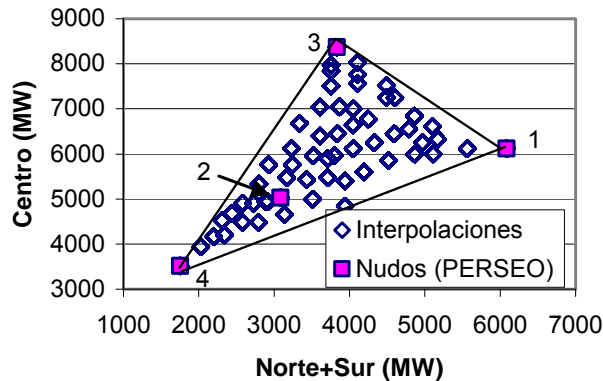


Figura 2.5. Cálculo de los atributos a partir de interpolaciones de los Nudos.

2.6 Opciones condicionadas

Aún cuando la metodología Trade Off/Risk permita definir un Plan que sea robusto para la mayor parte de los futuros, la Norma reconoce que hay limitaciones prácticas. Por ejemplo, no es posible diseñar un Plan único que sea “robusto” con respecto al desarrollo del conjunto de las centrales hidroeléctricas del Oriente. La razón es que no tiene sentido construir un sistema colector si en el futuro estas centrales no se desarrollan y viceversa, este sistema colector es fundamental si estas centrales se construyen.

Debido a esto, se ha ampliado el concepto del Plan para incluir los llamados *refuerzos condicionados*, esto es, que sólo se construyen si ocurren determinados hechos en el futuro tales como la decisión de desarrollar las centrales del Oriente.

2.7 Principales productos del estudio: Plan de Transmisión y Plan Vinculante

Los conceptos de las secciones anteriores nos permiten entender los “productos” principales del presente estudio de transmisión. El primer producto es el Plan de Transmisión, que se determina considerando un horizonte de planificación de 10 años (2020, en el caso del presente estudio) a través de la metodología Trade Off/Risk.

Una vez determinado el Plan, se hace una *sensibilidad* del mismo para un horizonte de 15 años (2025), con el objetivo de determinar si los refuerzos propuestos en el Plan de Transmisión son de hecho estructurales, es decir no contradicen lo requerido en el año 2025.

Es importante observar que, a diferencia de la planificación tradicional, donde el resultado es un *cronograma de entrada* en operación de los refuerzos identificados, el Plan de Transmisión determina el conjunto de refuerzos que tendría el mejor desempeño con respecto a costo de inversión, costo operativo y confiabilidad bajo el conjunto de futuros posibles para el año del 2020, pero *no* establece dicho cronograma.

La razón es que, debido a las incertidumbres en la oferta, demanda, precios de combustible etc. en los próximos diez años, el conjunto de futuros es muy amplio. Por lo tanto, la mejor estrategia es definir el cronograma en la medida que estas incertidumbres se definen mejor. En otras palabras, si el crecimiento de la demanda de hecho es más fuerte, algunos de los circuitos del Plan serán construidos más temprano. Por otro lado, si el crecimiento de la demanda es menos fuerte, la decisión sobre la construcción se deja para adelante. En otras palabras, se hace un *monitoreo* permanente de las condiciones del sistema para definir cuando se cumplen los requerimientos de demanda, oferta, precio etc. que requieren la construcción de cada uno de los refuerzos incluidos en el Plan de Transmisión.

El instrumento para la implementación de estas decisiones de construcción es el segundo producto principal del estudio, que es el *Plan Vinculante*. El Plan Vinculante define el cronograma de entrada de los refuerzos para los próximos 5 años (2015), para los cuales se debe hacer estudios de anteproyecto más detallados para su licitación. El Plan Vinculante es, por lo tanto, más parecido a la planificación tradicional de la transmisión.

Finalmente, el “puente” entre los estudios “tácticos” de planificación del Plan Vinculante (horizonte 2015) y la visión “estratégica” del Plan de Transmisión (horizonte 2020) es el Plan de Transmisión para el año 2016. Este Plan representa el subconjunto de los refuerzos del Plan de 2020 que presentan la mejor relación beneficio costo con respecto a los distintos atributos y al rango de futuros posibles para aquel año.

Se presentan a continuación las principales tareas del estudio de planificación; los resultados; y las conclusiones. (Para mayores detalles, consulte el Informe Final Detallado.)

3 PRINCIPALES RESULTADOS Y CONCLUSIONES DEL ESTUDIO

La figura a continuación muestra las principales tareas del estudio de planificación

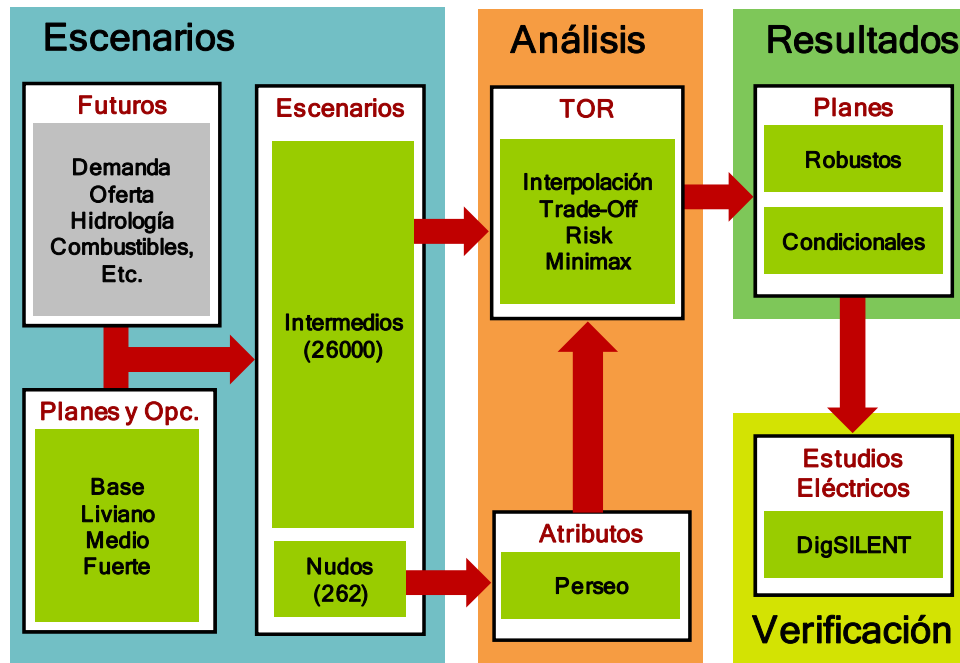


Figura 3.1. Principales tareas del estudio de planificación.

- *Plan Robusto para el año 2020* (año horizonte): corresponde al conjunto de obras que deben estar en operación en el año 2020;
- *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 las obras identificadas mediante un análisis de corto plazo, 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 dependerá 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 veri-

ficar que los planes de expansión propuestos para el SEIN cumplen con los criterios técnicos operativos, también establecidos por la Norma.

3.1 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 (y también para el año 2016, como se puede ver a continuación) ante futuros definidos por las incertidumbres siguientes:

- 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 3.1. 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 la Norma, dependerá de la materialización de las incertidumbres en ciertos valores, especialmente crecimiento de demanda y la localización de nuevas centrales.¹

¹ 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, 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

Tabla 3.2. 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 – Caravelli – Montalvo” en 500 kV, cumple con una función de respaldo (confiabilidad “N-1”) similar al segundo enlace en 500 kV “Independencia-Marcona-Socabaya”. En el primer 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.

La figura a continuación muestra la ubicación geográfica de los refuerzos propuestos en el Plan de Transmisión.

topología eléctrica del SEIN: es difícil y costoso eliminar la congestión en esa región particular mediante redespacho de generación.

3.2 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 e inyecciones netas del Oriente entre 0 MW y 650 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 3.3. 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 3.4. Opciones condicionales, año 2016.

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

3.3 Red Colectora Oriental y Conexiones con el SEIN

La conexión de nuevas centrales hidroeléctricas, ubicadas en la región oriental del Perú², es un aspecto que también se consideró en el presente estudio. 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.

² 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, Paquitzapango, Mainique, Tambo40 y Tambo60) que están en estudio para interconexión con el sistema de Brasil.

En este estudio 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 Paquitzapango con exportación a Brasil;
- Desarrollo de las centrales Inambari, Paquitzapango y Mainique sin exportación a Brasil;
- Desarrollo de las cinco centrales hidroeléctricas (Inambari, Paquitzapango, 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 sólo la central de Inambari) y al sistema de conexión completo que provee el sistema necesario para la conexión de todas las cinco centrales hidroeléctricas del oriente al SEIN.

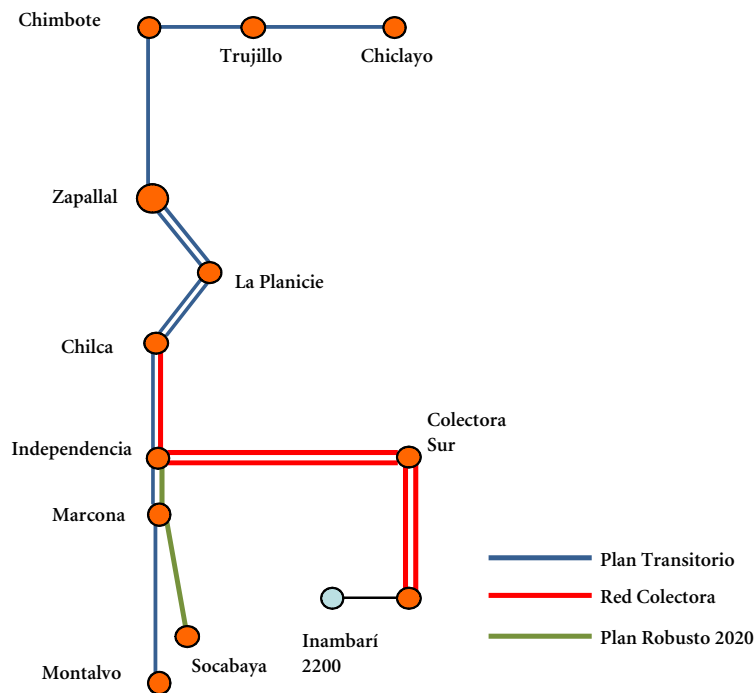


Figura 3.3. Sistema de conexión mínimo para las hidroeléctricas del Oriente.

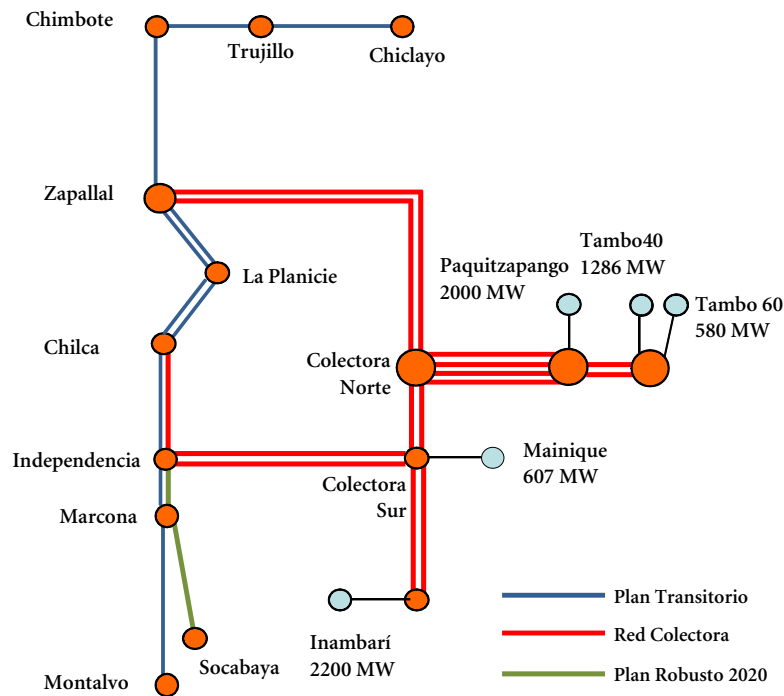


Figura 3.4. Sistema de conexión completo para las hidroeléctricas del oriente.

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

Considerando que la decisión y desarrollo de la red coleccionadora podría tomar varios años, se recomienda se realicen previamente estudios e investigaciones en este sistema abarcando, al menos, los siguientes temas:

- *Altitud:* Estudios técnicos de investigación y diseño de líneas en EAT a gran altitud (>4000 msnm). 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 coleccionadora estará operando en zonas de gran altitud (> 4000 msnm).

3.4 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 2015, 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.

3.5 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 realizados, 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. El fundamento para esta propuesta consiste en aislar la red de distribución de la demanda de Lima de los flujos del sistema de transmisión troncal nacional.

Una parte de la solución propuesta para solución del problema de sobrecarga en 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.

3.6 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 al 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.

3.7 Reforzamiento del Enlace 220 kV Moquegua – Los Héroes

Como parte de los estudios del Plan de Transmisión para el año 2020, se realizaron análisis respecto al reforzamiento del enlace existente, en 220 kV, entre las subestaciones de Moquegua y Los Héroes. Los 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 señalado, 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 contingencia 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 en vez de solucionar el problema con refuerzos de transmisión.

3.8 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, mediante permutaciones de materializaciones posibles de 9 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 de 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 para cada zona se presentó por unidad de demanda abastecida (USD/MWh), por presentar resultados más interesantes 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.

3.9 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 y 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.