

3.3.3 Futuros de demanda para varios años

Se puede preguntar, “¿Se consideran razonables o posibles los valores extremos de la Tabla 3.30?”

La definición de la banda de valores y de los nudos es un trabajo de balance. Con una banda más amplia y un triángulo más grande, se puede analizar más futuros, pero con precisión menor en el centro de la figura, el área que más interesa.

Se reconoce que los valores extremos de demanda en MW, y los valores extremos de tasas de crecimiento, son poco probables para el año 2020. Pero a juicio del consultor, los nudos de la Tabla 3.30 son adecuados y no exagerados, especialmente en el contexto de analizar años adicionales al año 2020.

La Figura 3.16 difiere en dos maneras de figuras presentadas en versiones preliminares de este Informe. Primero, en vez de presentar los ejes en tasas de crecimiento para el año 2020, se presentan en MW. Segundo, en vez de presentar un óvalo representando el área más interesante, se representan tres, para los años 2016, 2020, y 2025. (Un óvalo para el año 2013 no se podría distinguir en la figura.) Estos óvalos no deberían ser elipses matemáticas – el Consultor usó la figura disponible en Excel. Los óvalos son indicativos y no definitivos.

3.3.4 Otras observaciones sobre definición de futuros

Se puede preguntar, “¿Por qué se supone que las demandas en las zonas Norte y Sur tienen una correlación? Por ejemplo, en el nudo 1, ambas demandas son altas, y en el nudo 3, ambas son bajas.”

Se hizo así para facilitar el análisis, pero sin llevar a limitaciones importantes. El sistema de transmisión de la zona Sur, no se ve afectado por la distribución de demanda entre las zonas Norte y Centro. Sólo importa la suma de las dos, versus la demanda de la zona Sur. De igual manera, para planificar el sistema transmisión de la zona Norte, no importa la distribución de demanda entre las zonas Centro y Sur; solo importa la totalidad de la demanda en estas dos zonas, versus la demanda de la zona Norte.

Obviamente, los futuros más extremos son menos probables que los futuros hacia el centro del triángulo. Pero el hecho de considerarlos permite tomar en consideración futuros poco probables y además permite interpolar para poder analizar los futuros en la región central del triángulo, que son los más importantes, por ser más probables. Por fin, los futuros más interesantes para los años 2013, 2016, 2020, y 2025, difieren entre sí.

Se observa que estos nudos abarcan los futuros de demanda presentados anteriormente. Estos futuros, a su vez, fueron definidos con base en los análisis de varios pronósticos de crecimiento de distintos tipos de cargas.

3.3.5 Demanda de nodo

Para realizar las simulaciones antes indicadas resulta necesario determinar la demanda correspondiente a cada nodo del SEIN para cada uno de los nudos antes indicados.

Para determinar dicha demanda se considera que la misma resulta de la suma de dos demandas:

- Demanda de grandes proyectos
- Demanda Vegetativa (agrupa las demandas definidas por la NORMA como demanda vegetativa + cargas especiales + cargas incorporadas + otras demandas)

La demanda correspondiente a grandes proyectos asumida para cada uno de los nudos (#1, #2, #3 y #4) se indica en la siguiente tabla donde además se indica el grande proyecto a los cuales corresponden dichas demandas.

La demanda vegetativa se determina como el complemento de la demanda de grandes proyectos de forma tal que para cada zona se cumpla la siguiente igualdad:

$$\text{Demanda Total [Z]} = \text{Total Demanda Vegetativa [Z]} + \text{Total Grandes Proyectos [Z]}$$

Donde Z es cada una de las zonas (C, N, S).

La demanda Vegetativa Total correspondiente a cada zona obtenida de la ecuación anterior se distribuye en cada nodo del SEIN en forma proporcional a la participación actual (2009) de la demanda de cada nodo respecto a la demanda total de la zona. Para todos los nodos del SEIN se cumplen las siguientes condiciones:

- Demanda Nudo #1 \geq Demanda Nudo #2
- Demanda Nudo #3 \geq Demanda Nudo #2
- Demanda Nudo #2 \geq Demanda Nudo #4
- Demanda Nudo #1 \geq Demanda Nudo #3 (nodos de zonas Norte y Sur)
- Demanda Nudo #3 \geq Demanda Nudo #1 (nodos de zona Centro)

Se provee al COES en archivo Excel "Futuros de Demanda" la demanda correspondiente a cada nodo determinada conforme los criterios antes indicados.

Tabla 3.31. Grandes proyectos considerados

Proyectos	Energía ⁽¹⁾ [GWh]
Yanacocha sulfides	1 000.0
El Brocal (Colquijirca)	75.4
La Granja	094.0
Cañariaco	557.0
Chapi	579.0
Ampliación Quimpac (Oquendo)	206.9
Ampliación de SiderPeru	1 193.2
Pachapaqui	328.5
Minas Conga	1 000.0
Galeno	750.0
Michiquillay	780.5
Tantahuatay	180.0
Las Bambas (Apurímac)	162.0
Los Chancas (Apurímac)	81.5
Hierro Apurímac	935.0
Ampliación Cemento Pacasmayo	166.4
Magistral	245.3
Pukagaqa (Milpo)	232.0
Ampliación Shougang Hierro Perú	1 387.9
Marcobre (Mina Justa)	409.0
Cemento Otorongo	110.0
Proyecto Tía María	860.0
Quellaveco	674.5
Bayovar	160.6
Río Blanco	550.0
Toromocho	1 576.8
Ampliación de la Fundición de Ilo y refinería de cobre	74.1
Antapacay	417.6
Constancia	670.1
Quechua	600.0
Ampliación de la concentradora Toquepala	430.0
Ampliación Antamina	910.6

Energía [GWh]			
Nudo #1	Nudo #2	Nudo #3	Nudo #4
1 000.0	-	-	-
75.4	75.4	75.4	75.4
1 451.0	-	-	-
579.0	-	-	-
206.9	206.9	206.9	206.9
1 193.2	249.2	1 193.2	249.2
100.0	100.0	328.5	100.0
2 710.5	-	-	-
1 170.5	162.0	162.0	162.0
166.4	166.4	166.4	166.4
245.3	-	-	-
-	-	232.0	-
1 796.9	1 796.9	1 796.9	1 796.9
110.0	-	-	-
1 534.5	860.0	860.0	860.0
710.6	146.0	710.6	146.0
374.0	374.0	1 576.8	374.0
74.1	74.1	74.1	74.1
1 687.7	670.1	670.1	670.1
430.0	430.0	430.0	430.0
99.9	99.9	910.6	99.9
15 724.0	5 411.0	9 393.6	5 411.0

Nota: (1) Valor máximo previsto - Ref. COES

3.4 Futuros de Oferta, Importación y Exportación

3.4.1 Incertidumbres de oferta para la preparación de los futuros de generación

Las incertidumbres o proyectos de oferta son: (i) hidroeléctricas pequeñas y medias en el corto plazo; (ii) centrales a gas natural en el corto plazo y transición a operación en ciclo combinado de centrales existentes; (iii) grandes proyectos hidroeléctricos en la región amazónica peruana en el mediano plazo; y (iv) centrales hidráulicas de menor porte en el largo plazo (después del 2020).

Esta oferta fue clasificada en los siguientes grupos:

Grupo 0: Proyectos comprometidos (con fecha de entrada en operación obligatoria).

Tabla 3.32. Listado de Proyectos comprometidos - Total: 1812 MW

NOMBRE	TIPO	P (MW)
C.H. Roncador - AGRO INDUSTRIAS MAJA	Hidro	3.8
C.H. Platanal - CELEPSA	Hidro	220.0
C.H. Pias I - AGUAS Y ENERGIA PERÚ	Hidro	12.5
Interconexión al SEIN de CC.HH. Carpapata - CEMENTO ANDINO	Térmica	11.5
Traslado de la C.T. Cañana - gas natural - EGESUR	Térmica	22.9
Traslado de las TG - C.T. Mollendo - gas natural - EGASA	Térmica	73.2
C.T. Las Flores - TG1 - EGENOR	Térmica	192.5
C.T. Kallpa - TG3 - KALLPA	Térmica	195.9
C.T. Tarapoto - Incorporación al SEIN	Térmica	12.0
C.T. Bellavista - Incorporación al SEIN	Térmica	3.2
C.T. Moyobamba - Incorporación al SEIN	Térmica	3.2
C.T. Santo Domingo de los Olleros - TG1 - TERMOCHILCA	Térmica	196.0
C.H. Machupicchu II - Etapa - EGEMSA	Hidro	101.8
C.T. EL FARO - TG - SHOUGESA (Diesel)	Térmica	169.0
C.H. Cheves - SN POWER	Hidro	168.0
C.H. SANTA TERESA	Hidro	90.7
C.H. Purmacana - ELÉCTRICA SANTA ROSA	Peq Hid	1.8
Central Biomasa Huaycoloro - PETRAMAS	Biomasa	4.4
C.H. Huancahuasi II - HIDROELÉCTRICA SANTA CRUZ	Peq Hid	8.0
C.H. Nueva Imperial - HIDROCAÑETE	Peq Hid	4.0
Central Eólica Talara - ENERGÍA EÓLICA	Eólica	30.0
Central Eólica Cupisnique - ENERGÍA EÓLICA	Eólica	80.0
Central Solar Panamericana - CONSORCIO PANAMERICANA SOLAR 20TS	Solar	20.0
Central Solar Majes - GRUPO T SOLAR GLOBAL	Solar	20.0
Central Solar Repartición - GRUPO T SOLAR GLOBAL	Solar	20.0
Central Solar Tacna - CONSORCIO TACNA SOLAR 20TS	Solar	20.0
C.H. Huancahuasi I - HIDROELÉCTRICA SANTA CRUZ	Peq Hid	7.8
C.H. Shima	Peq Hid	5.0
Central Eólica Marcona - CONSORCIO COBRA PERÚ/PERÚ ENERGÍA RENOVABLE	Eólica	32.0
C.H. Yanapampa - ELÉCTRICA YANAPAMPA	Peq Hid	4.1
C.H. Chancay - SINERSA	Peq Hid	19.2
C.H. Angel I - GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	Peq Hid	20.0
C.H. Angel II - GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	Peq Hid	20.0
C.H. Angel III - GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	Peq Hid	20.0

Grupo 1: Proyectos térmicos con autorización.

Tabla 3.33. Térmicos con autorización - Total: 1524 MW.

NOMBRE	TIPO	P (MW)
C.T. Kallpa - TV - Ciclo Combinado - KALLPA	Térmica	280.0
C.T. FENIX - TG1 Y TG2 - FENIX POWER PERÚ	Térmica	326.0
C.T. FENIX - CICLO COMBINADO	Térmica	194.0
C.T. SANTO DOMINGO DE LOS OLLEROS - TV CICLO COMBINADO - TERMOCHILCA	Térmica	99.0
C.T. CHILCA - TV CICLO COMBINADO - ENERSUR	Térmica	230.0
C.T. TURBO GAS DUAL D2 - NORTE	Térmica	197.5
C.T. TURBO GAS DUAL D2 - SUR	Térmica	197.5

Grupo 2: Proyectos hidroeléctricos con concesión definitiva.

Tabla 3.34. Centrales hidroeléctricas con concesión definitiva - total: 1046 MW.

NOMBRE	TIPO	P (MW)
C.H. HUANZA	Hidro	90.6
C.H. PUCARÁ	Hidro	130.0
C.H. CHAGLLA	Hidro	360.0
C.H. MARAÑON	Hidro	96.0
C.H. QUITARACSA I	Hidro	114.6
C.H. SANTA RITA	Hidro	255.0

Grupo 3: Centrales hidroeléctricas del Amazonas.

Tabla 3.35. Centrales hidroeléctricas del Amazonas – Total: 6673 MW.

NOMBRE	TIPO	P (MW)
C.H. INAMBARI	Hidro	2200.0
C.H. PAQUITZAPANGO	Hidro	2000.0
C.H. MAINIQUE I	Hidro	607.0
C.H. TAMBO 40	Hidro	1286.0
C.H. TAMBO 60	Hidro	580.0

Grupo 4: Hidroeléctricas con concesión temporal.

Tabla 3.36. Hidroeléctricas con concesión temporal - Total: 2990 MW.

NOMBRE	TIPO	P (MW)
C.H. CERRO DEL AGUILA	Hidro	402.0
C.H. CURIBAMBA	Hidro	163.0
C.H. BELO HORIZONTE	Hidro	180.0
C.H. VERACRUZ	Hidro	730.0
C.H. LLUTA I	Hidro	214.0
C.H. LLUTA II	Hidro	52.4
C.H. LLUCLLA	Hidro	238.4
C.H. EL CAÑO	Hidro	101.2
C.H. UCHUHUERTA	Hidro	30.0
C.H. CHURO	Hidro	35.5
C.H. CHEVES III	Hidro	121.0
C.H. RETAMAL	Hidro	188.6
C.H. SAN GABÁN III	Hidro	187.9
C.H. SAN GABÁN IV	Hidro	82.0
C.H. LA VIRGEN	Hidro	64.0
C.H. SAN GABAN I	Hidro	150.0
C.H. TARUCANI	Hidro	50.0

Grupo 5: Centrales sin concesión o autorización.

Tabla 3.37. Centrales sin concesión o autorización Total: 5380 MW.

NOMBRE	TIPO	P (MW)
C.H. AOBAMBA	Hidro	7.0
C.H. PRIMAVERA	Hidro	290.0
C.H. SORO	Hidro	160.0
C.H. LLATICA	Hidro	160.0
C.H. ARICOTA III	Hidro	19.4
C.H. TAMBO 1	Hidro	54.0
C.H. TAMBO 2	Hidro	8.9
C.H. VILAVILANI 1	Hidro	7.3
C.H. VILAVILANI 2	Hidro	6.3
C.H. VILAVILANI 3	Hidro	13.4
C.H. VILAVILANI 4	Hidro	8.9
C.H. NIMPANA	Hidro	13.6
C.H. CATIVEN I	Hidro	14.6
C.H. CATIVEN II	Hidro	14.2
C.H. OLMOS I	Hidro	120.0
C.H. OLMOS II	Hidro	120.0
C.H. ALTO PIURA I	Hidro	150.0
C.H. ALTO PIURA II	Hidro	150.0
C.H. MOLLOCO I	Hidro	200.0
C.H. MOLLOCO II	Hidro	110.0
C.H. RENTEMA	Hidro	854.0
C.H. MANSERICHE	Hidro	1644.0
C.T. EL FARO - TG - SHOUGESA (Conv. GN)	Térmica	0.0
C.T. EL FARO - TV CICLO COMBINADO - SHOUGESA	Térmica	88.0
C.T. NUEVA ESPERANZA - EMPRESA ELECTRICA NUEVA ESPERANZA	Térmica	127.7
C.T. CC Chimbote a Gas (2 TG + 1 TV) (*1)	Térmica	520.0
C.T. CC Ilo a Gas (2 TG + 1 TV) (*1)	Térmica	520.0

3.4.2 Procedimiento para la definición de los nudos de generación y exportación

El objetivo de este estudio es planificar la transmisión, no la generación. Es difícil planificar la transmisión sin saber cómo se va desarrollar el sistema de generación, pero hay que hacerlo. Es importante no basar el plan de transmisión en un único futuro supuesto o pronosticado de la generación. Por lo tanto, 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%.

Se habla de dos “familias de nudos” para reconocer que habrá adelantos o atrasos de varios generadores dependiendo en el crecimiento de la demanda nacional, para tener una reserva \geq 20% o 30%, según el caso. Ver la tabla a continuación.

Tabla 3.38. Nudos de generación mínima, netos de exportación a Brasil

Demanda		Nudo Generación A - Térmica 60%				Nudo Generación B - Térmica 40%			
nudo demanda	MW	Reserva 20%	Térmica mínima	Hidro mínimo	Oferta mínima	Reserva 30%	Térmica mínima	Hidro mínimo	Oferta mínima
4	5,269	1,054	3,794	2,529	6,323	1,581	2,740	4,110	6,850
2	8,118	1,624	5,845	3,897	9,741	2,435	4,221	6,332	10,553
1	12,205	2,441	8,787	5,858	14,646	3,661	6,346	9,520	15,866
3	12,205	2,441	8,787	5,858	14,646	3,661	6,346	9,520	15,866

Para convertir los casos de la tabla anterior en nudos reales, reconociendo posibles centrales futuras reales, se empleó el siguiente algoritmo.

- I. Se empezó con todas las centrales existentes y proyectos comprometidos;
- II. Después, si resultó necesario para lograr el margen de reserva objetivo, se añadieron proyectos de generación térmica y/o hidráulica hasta alcanzar o superar por poco las metas de definidas en la tabla anterior, en el siguiente orden de prioridad:
 - a. Proyectos térmicos con autorización;
 - b. Proyectos de generación hidráulica con licencia definitiva;
 - c. Grandes centrales de la región Amazónica;
 - d. Proyectos de generación hidráulica con concesión temporal; y
 - e. Proyectos sin concesión temporal / autorización.

En cuanto a la zona Oriente, lo que interesa para la planificación del SEIN es la inyección neta de esta zona. Esta inyección consta de la producción que pueda haber de los proyectos hidroeléctricos, más las importaciones del Brasil, menos las exportaciones al Brasil. Los nudos presentados a continuación incluyen un espectro amplio de inyecciones netas, relacionadas con un rango de futuros de crecimiento de la demanda y de desarrollo de oferta en las zonas Norte, Centro, y Sur. El consultor juzga que este espectro abarca las posibles inyecciones netas por permutaciones razonables de desarrollo en el Oriente, exportaciones, e importaciones.

Entonces, juntamente con la identificación de los nudos de generación, se consideraron además nudos de posible desarrollo de la generación de la zona oriental con incertidumbre en el porcentaje de aquella generación que se exportará a Brasil. El consultor definió nudos de 0% y 50% de exportación (netos de importaciones), lo que permitió analizar futuros intermedios.

Las Tablas a continuación presentan un resumen de los nudos de generación que consideran dos futuros de exportación: en 0% y 50% de las centrales orientales. Como se puede ver en la tabla, existen nudos cuyo resultado para la generación es igual a otro (por ejemplo, los nudos de oferta A y B para el nudo de demanda 4 son idénticos). Obviamente se harán simulaciones sólo para los nudos distintos.

Tabla 3.39. Nudos generación – 0% de centrales del Oriente exportado a Brasil.

Demanda		Nudo generación A - Térmica 60%				Nudo generación B - Térmica 40%			
Nudo demanda	MW	Térmica nudo	Hidro nudo	Oferta nudo	Reserva nudo	Térmica nudo	Hidro nudo	Oferta nudo	Oferta mínima
4	5,269	3,798	3,828	7,626	45%	3,798	3,828	7,626	45%
2	8,118	6,058	4,048	10,106	24%	4,404	7,074	11,478	41%
1/3	12,205	6,578	7,074	13,652	12%	6,578	9,681	16,259	33%

Notas: 1) Los nudos 4A y 4B (Demanda 4, generación A o B) son idénticos.
2) Los nudos 1A y 3A no serán considerados pues la oferta es inferior al criterio de reserva mínima.

Tabla 3.40. Nudos generación ~ 50% del producto de las centrales del Oriente exportado a Brasil.

Demanda		Nudo generación A - Térmica 60%				Nudo generación B - Térmica 40%			
Nudo demanda	MW	Térmica nudo	Hidro nudo	Oferta nudo	Reserva nudo	Térmica nudo	Hidro nudo	Oferta nudo	Oferta mínima
4	5,269	3,798	3,828	7,626	45%	3,798	3,828	7,626	45%
2	8,118	6,058	4,048	10,106	24%	4,404	6,974	11,378	40%
1/3	12,205	6,578	5,974	12,552	3%	6,578	9,522	16,100	32%

Notas: 1) Los nudos 4A y 4B (Demanda 4, generación A o B) son idénticos.
2) Los nudos 1A y 3A no serán considerados pues la oferta es inferior al criterio de reserva mínima.

Para representar la incertidumbre sobre el desarrollo de las centrales en zona oriental, se consideró también un futuro de generación en que no se considera la entrada en operación de las centrales del Grupo 3 (Centrales hidroeléctricas del Amazonas). La tabla a continuación presenta un resumen para el nudo de generación que no considera el desarrollo de la zona oriental.

Tabla 3.41. Sin desarrollo de centrales en la zona Oriente.

Demanda		Nudo generación C - sin Amazonia			
Nudo demanda	MW	Térmica nudo	Hidro nudo	Oferta nudo	Oferta mínima
4	5,269	3,798	3,828	7,626	45%
2	8,118	4,598	6,349	10,947	35%
1/3	12,205	6,578	8,938	15,516	27%

Como suposición práctica, en los nudos no se han considerado centrales térmicas nuevas adicionales a las identificadas como posibles por el COES o por otras fuentes. Esto significa que para varios nudos se considera que no es razonable que la oferta térmica futura alcance a 60% de la oferta total. Para estos nudos se añade más generación hidro para compensar la falta de proyectos térmicos.

Para los nudos de demanda 1 y 3, la oferta térmica ni llega al 40%. Por lo tanto, el nudo A debe ser idéntico al nudo B, con reserva 30%. El no llegar a 40% térmico no es un problema; se supone que es lo que puede suceder. Con las suposiciones de exportación neta y de no-

desarrollar los proyectos en la zona Oriente, y con los futuros diversos de la demanda, hay un juego adecuado de futuros de la oferta, aún para los nudos 1 y 3.

Los nudos de oferta térmica baja reflejan posibles limitaciones en la disponibilidad del gas o de los gasoductos u otros factores socioeconómicos-políticos que puedan reducir el crecimiento del parque de generación térmica.

La figura a continuación representa los nudos de las tablas (incluyendo en los valores para la Tabla 3.40 el 50% de los proyectos orientales destinados a la exportación). Los nudos de la Tabla 3.41 son casi iguales a los demás. Se interpolará usando TO/R para hacer estudios en el espacio del polígono sólido, el cual representa la oferta destinada a Perú, neto de exportaciones/importaciones.

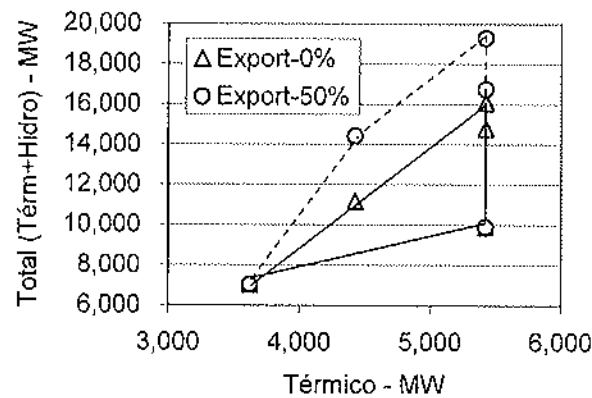


Figura 3.17. Futuros oferta, con exportación y neto de exportación.

Para los análisis de los años intermedios, según la Norma (16.5) los años 3, 6 y 15), en efecto se ajustó la fecha de entrada de los proyectos para satisfacer la demanda más la reserva para los varios nudos de demanda.

3.5 Futuros de Hidrología y Precios de Combustible

3.5.1 Registros de caudales

El Perú dispone de más de 40 años de registros hidrológicos (del 1965 al 2008) para muchas cuencas. La tabla a continuación presenta un listado de las centrales hidroeléctricas existentes (año base 2009), la ubicación de la central (de acuerdo a las zonas eléctricas) y la potencia instalada.

Tabla 3.42. Centrales existentes.

Nombre	Región	Pot Inst (MW)	Nombre	Región	Pot Inst (MW)
HUANCHOR	CENTRO	19.6	PARIAC	NORTE	5.3
MATUCANA	CENTRO	128.6	CAÑONPATO	NORTE	263.5
HUINCO	CENTRO	247.3	CARHUAQUERO	NORTE	95.3
CALLAHUANCA	CENTRO	45.6	CAÑA_BRAVA	NORTE	5.5
CALLAHUANCA4	CENTRO	34.8	CARHUAQUE_G4	NORTE	9.8
MOYOPAMPA	CENTRO	64.7	GCIEGO	NORTE	38.1
HUAMPANI	CENTRO	30.2	CURUMUY	NORTE	12.5
CAHUA	CENTRO	43.1	POECHOS_I	NORTE	15.4
CHIMAY	CENTRO	150.9	MACHUPICCHU	SUR	88.8
YANANGO	CENTRO	42.6	SANGABAN	SUR	113.1
YUNCAN	CENTRO	136.8	ARICOTAI	SUR	22.5
YAUPI	CENTRO	110.2	ARICOTAII	SUR	12.4
PACHACHACA	CENTRO	9.6	CHARCANI5	SUR	144.6
MALPASO	CENTRO	48.0	CHARCANI4	SUR	15.3
OROYA	CENTRO	9.5	CHARCANI6	SUR	8.9
MANTARO	CENTRO	670.7	CHARCANI123	SUR	6.9
RESTITUCION	CENTRO	215.4	ARCATA	SUR	5.1

La tabla a continuación presenta un listado de los proyectos hidroeléctricos que están presentes en por lo menos uno de los futuros de generación presentados anteriormente.

Tabla 3.43. Centrales hidroeléctricas consideradas en al menos un futuro de generación.

NOMBRE	P (MW)
C.H. Roncador - AGRO INDUSTRIAS MAJA	3.8
C.H. Platanal - CELEPSA	220.0
C.H. Pías I - AGUAS Y ENERGIA PERÚ	12.5
C.H. Machupicchu II-Etapa - EGEMSA	101.8
C.H. Cheves - SN POWER	168.0
C.H. SANTA TERESA	90.7
C.H. Purmacana - ELÉCTRICA SANTA ROSA	1.8
C.H. Huancahuasi II - HIDROELÉCTRICA SANTA CRUZ	8.0
C.H. Nueva Imperial - HIDROCAÑETE	4.0
C.H. Huancahuasi I - HIDROELÉCTRICA SANTA CRUZ	7.8
C.H. Shima	5.0
C. H. Yanapampa - ELÉCTRICA YANAPAMPA	4.1
C. H. Chancay - SINERSA	19.2
C. H. Angel I - GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	20.0
C. H. Angel II - GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	20.0
C. H. Angel III - GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	20.0
C.H. HUANZA	90.6
C.H. PUCARÁ	130.0
C.H. CHAGLLA	360.0
C.H. MARAÑON	96.0
C.H. QUITARACSA I	114.6
C.H. SANTA RITA	255.0
C.H. INAMBARI	2200.0
C.H. PAQUITZAPANGO	2000.0
C.H. MAINIQUE I	607.0
C.H. TAMBO 40	1286.0
C.H. TAMBO 60	580.0
C.H. CERRO DEL AGUILA	402.0
C.H. CURIBAMBA	163.0
C.H. BELO HORIZONTE	180.0
C.H. VERACRUZ	730.0
C.H. LLUTA I	214.0
C.H. LLUTA II	52.4
C.H. LLUCLLA	238.4
C.H. EL CAÑO	101.2
C.H. CHEVES III	121.0
C.H. RETAMAL	188.6
C.H. SAN GABÁN III	187.9
C.H. SAN GABÁN IV	82.0
C.H. LA VIRGEN	64.0
C.H. SAN GABAN I	150.0
C.H. TARUCANI	50.0
C.H. PRIMAVERA	290.0
C.H. MANSERICHE	1644.0

3.5.2 Nudos hidrológicos

Se consideraron tres nudos hidrológicos, a saber:

1. Optimista – usando la serie histórica más húmeda.
2. Medio – usando la serie mediana (no valores promedios).
3. Pesimista – usando la serie más seca.

Para las cuencas sin datos, se emplearon estimaciones equivalentes. Los tres nudos coinciden con lo que exige la Norma. Pero permiten analizar otros futuros con valores intermedios de hidrología, lo que la Norma no prohíbe.

3.5.3 Futuros de precios de combustibles

El combustible más importante para el sector eléctrico en el Perú es el Gas Natural. Pero también hay centrales que queman Diesel (No. 2), Fuel Oil (No. 6 y 500), y Carbón. Los precios futuros de todos son inciertos. En la experiencia del consultor, las variaciones en precios a corto plazo pueden ser bastante grandes. Pero es normal que como promedio a largo plazo, estos precios tienen una correlación alta entre sí. Por lo tanto, para este estudio se consideran los tres nudos con precios altos, medios, y bajos como se ilustra en la tabla a continuación. En el nudo de precios altos, los precios son el doble de los precios promedios (pronósticos del Ministerio de Energía y Minas), y en el nudo de precios bajos, son la mitad. El consultor considera basado en su experiencia que estos valores, en dólares sin inflación, representan extremos bastante amplios para abarcar lo que eventualmente materializará.

Tabla 3.44. Futuros de precios de combustible - 2020 y 2025.

	Carbón (US\$/Ton)	Gas (US\$/MMBtu)	Diesel (US\$/Ton)	No. 6 (US\$/Ton)	500 (US\$/Ton)
Alto	197.48	8.2 / 5.0 / 4.2	2,506	1,230	1,158
Medio	98.74	4.1 / 2.5 / 2.1	1,253	615	579
Bajo	49.37	2.0 / 1.2 / 1.0	626	308	290

3.6 Plan Transitorio de Transmisión

La tabla a continuación lista los proyectos del Plan Transitorio de Transmisión para el SEIN. Estos proyectos (líneas, circuitos, compensadores, etc.) están en construcción, en adjudicados o en proceso de licitación.

FECHA	PROYECTO
	Lineas de Transmisión (1)
May-2010	L.T. Chilca - La Planicie - Zapallal 220kV (doble terna)
Dic-2010	L.T. Carhuaquero - Corona 220 kV
Dic-2010	L.T. Cajamarca - Huallanca 220 kV doble circuito
Dic-2010	L.T. Huallanca - Conococha 220 kV doble circuito
Dic-2010	L.T. Conococha - Paragsha 220 kV
Dic-2010	L.T. Paragsha - Carhuamayo 220 kV doble circuito
Ene-2011	L.T. Tocache - Bellavista - 138 kV
Feb-2011	L.T. Machupicchu - Abancay - Cotaruse 220 kV - 180 MVA
Mar-2011	L.T. Chilca - Zapallal 500 kV (simple circuito)
Abr-2011	L.T. Independencia - Ica 220 kV
(1)	L.T. Mantaro - Caraveli - Montalvo 500 kV
(1)	L.T. Machupicchu - Cotaruse 220 kV - 2 x 180 MVA
Abr-2012	L.T. Pomacocha - Carhuamayo 220 kV
Jun-2012	L.T. Talara - Piura 220 kV (segundo circuito)
Jun-2012	L.T. Zapallal - Trujillo 500 kV
Jun-2012	L.T. Chilca - Marcona - Montalvo 500 kV
Dic-2012	L.T. Tintaya-Socabaya 220 kV (doble circuito)
2014	L.T. Onocora-Tintaya 220 kV
	Transformación (2)
Feb-2011	S.E. Machupicchu 220/138 kV - 150 MVA
	Compensación
Abr-2011	Repotenciación L.T. Mantaro - Socabaya 505 MVA ⁽³⁾
Dic-2010	S.E. Trujillo Norte - Banco de Capacitores 15 MVAR, 10 kV - REP
Dic-2010	S.E. Cajamarca 220 kV - SVC +120/-60 MVAR
Dic-2010	S.E. Huallanca Reactor 2 x 50 MVAR
Feb-2011	S.E. Machupicchu 220 kV - reactor 40 MVAR
Feb-2011	S.E. Cotaruse 220 kV - reactor 40 MVAR

Notas:

(1) : Fechas de puesta en servicio no definidas

(2) : Se indica la nueva capacidad de transformación que tiene efectos sobre el Plan Vinculante

(3): La repotenciación incluye la ampliación de la compensación serie a 65%, la adición de 2 reactores de 50 MVAR en la S.E. Cotaruse y la instalación de un SVC de 300 MVAR Capacitivos y 100 MVAR Inductivos en la S.E. Socabaya 220 kV.

Figura 3.18. Plan Transitorio de Expansión de la Transmisión del SEIN.

3.7 Opciones de Transmisión

En este capítulo se identifica un conjunto preliminar de reforzamientos candidatos (opciones) de transmisión. Las opciones se identificaron en base a simulaciones operacionales para el mes de diciembre del 2020 (el año horizonte) para tres de los nudos de oferta y demanda definidos arriba.

El consultor sabe que la hidrología de Perú hace que la operación del sistema sea muy diferente en el periodo de estiaje. Estas variaciones fueron analizadas en siguientes etapas del estudio, donde se encontró en forma iterativa más problemas específicos y se consideró más opciones de transmisión.

El consultor identificó seis problemas importantes que pueden ocurrir para el año horizonte, dependiendo del futuro. Para cada problema hay varias opciones que lo pueden aliviar o eliminar.

4. Sobrecargas entre Trujillo y Piura. Para aliviar estas sobrecargas las opciones: consisten en incrementar la capacidad de transferencia entre Trujillo y Piura.
5. Sobrecargas entre las zonas Centro y Norte (opciones: incrementar la capacidad de transferencia o redirigir flujos con aparatos tipo FACTS).
6. Sobrecargas entre las zonas Centro y Sur (opciones: incrementar la capacidad de transferencia o redirigir flujos con aparatos tipo FACTS).
7. Sobrecargas en un anillo 220-kV-138-kV Cotaruse-Machupicchu-Socabaya (opciones: completar el anillo en 220 kV, otros incrementos de capacidad de transferencia).
8. Diseño de las conexiones de la zona Oriente con la zona Centro (opciones de conexión: circuitos AC o DC entre la Colectora Centro 500-kV y Zapallal y circuitos 500 kV AC entre Colectora Centro y Planicie o Marcona, con reforzamiento de elementos de la red en 220 kV).
9. Diseño de la red colectora en la zona Oriente (opciones: 500-kV AC y 600 kV DC).

Este conjunto preliminar se modificó, en forma iterativa, al efectuar las simulaciones para más nudos, y los análisis de riesgo, como se verá a continuación. No obstante, los resultados presentados aquí son interesantes.

3.7.1 Sistema de transmisión base (existente y comprometido)

El punto de partida del análisis del SEIN considera además del sistema actual (año 2009), las modificaciones por el Plan Transitorio de la transmisión y otros cambios debido a:

- Una red colectora para las centrales del Oriente con dos conexiones genéricas al SEIN en Zapallal y La Planicie, con una colectora de demanda Zapallal- La Planicie-Chilca 500-kV, y
- Varios otros elementos para acomodar análisis y opciones futuros, tales como:
 - Líneas de conexión para posibles grandes proyectos hidroeléctricos, las cuales se diseñaran como parte de estos proyectos cuando se materialicen, por ejemplo, un vínculo Veracruz-Trujillo.
 - División de la barra Chavarría 220 kV en dos, para considerar la posible abertura del anillo metropolitano allí.
 - Creación de nodos sin conexión al SEIN, para posibles opciones, por ejemplo, una subestación "virtual" Olmos entre Piura y Chiclayo.

3.7.2 Identificación de posibles problemas generales.

El consultor efectuó estudios preliminares de simulación para los nudos 1 B (0% y 50% exportación a Brasil, y sin desarrollo en el Oriente), 3 B (0% y 50% exportación a Brasil, y sin desarrollo en el Oriente), y 4 presentados arriba.

Se hizo para identificar el rango de problemas generales que los planes tendrán que solucionar, y para ayudar en el desarrollo de las opciones.

Por razones técnicas las simulaciones abarcaron varios años. Las salidas analizadas fueron para diciembre del 2020. Se analizaron los flujos eléctricos promedios para varias series hidrológicas, con una curva de demanda de tres niveles, tal como se acostumbra hacer en el Perú par estudios de planificación y estudios tarifarios.

En la siguiente etapa del estudio se consideró más nudos. Lo que se hizo en esta etapa era suficiente para identificar los problemas generales y un juego inicial de opciones y planes.

En esta etapa de diagnóstico se consideró solo posibles sobrecargas (que sin reforzamientos implican congestión, que requieran re-despacho no-económico o racionamiento).

3.7.3 Estudio con demanda pesimista

La Tabla a continuación indica que para el Nudo 4 hay sobrecargas, mayormente de menor magnitud, en cuatro áreas.

- La sobrecarga de una línea en la zona Piura-Trujillo es la más importante. Como se verá a continuación, con demanda más alta, surgen varios problemas en esta zona.
- Aún con demanda baja, hay sobrecargas en el anillo Machupicchu (Cotaruse – Machu Picchu – Socabaya).
- Aún con la línea Chilca-Marcona-Montalvo 500-kV hay sobrecargas en tramos de las líneas Mantaro-Moquegua 220-kV.
- Hay también problemas en los sistemas de distribución del área Lima. Se mencionan aquí para reconocer que existen, pero no son el tema de este estudio.

Tabla 3.45. Sobrecargas, Nudo 4.

Sin hidros del Oriente diciembre 2020	Nudo 4 Demanda pesimista	Sobrecargas Máximos		Flujos			Límites
		%	MW	Máximos	Promedios	Desv.St.	
Problemas Piura-Trujillo							
Chiclayo 220kV	Carhuaquero 220kV	46%	51	-163	-130	16	112
Problemas Machu Picchu							
ABANCAY220	Cotaruse 220kV	19%	28	175	154	9	147
ABANCAY220	MacchuPicchu 220kV	13%	19	-166	-154	6	147
Problemas Centro-Sur							
Socabaya 220kV	Moquegua 220kV	14%	21	171	149	16	150
Socabaya 220kV	Moquegua 220kV	14%	21	171	149	16	150
Problemas Distribución							
Oroya 220kV	Oroya 50kV	25%	25	123	93	16	98
Toquepala Etesur 138kV	Toquepala 138kV	24%	14	73	69	5	59
Carhuamayo138kV	Carhuamayo50kV	10%	3	32	25	2	29
Oroya 50kV	Pzinc 50kV	5%	4	82	64	11	78
Aricota 138kV	Aricota 66kV	1%	0	-30	-28	7	29

3.7.4 Estudio con demanda optimista

En la siguiente tabla, las sobrecargas para los nudos 1B, 1C, 3B, y 3C son mucho más serias que el caso con demanda pesimista. Abarcan las mismas conexiones generales, con varias adicionales. Para los nudos 3, el crecimiento de la demanda es especialmente optimista en la Zona Centro.

- Se notan problemas de sobrecargas en líneas alimentando Conococha desde Zapallal, Pachachaca, y Tingo María – parte de la interfaz oriental entre las zonas Centro y Norte. Es bastante claro que las líneas Conococha-Huallanca-Cajamarca están “atrayendo” potencia para el Norte.
- Puede haber sobrecargas en líneas que se conectan con Carhuaquero y Cajamarca.
- En ciertas condiciones hay sobrecargas en las líneas costeras desde la Zona Centro hasta el Norte.
- Hay sobrecargas no muy altas en las líneas que conectan Mantaro y la Zona Centro.
- Para casos de alto crecimiento de demanda, especialmente en el Norte y el Sur, hay sobrecargas en los enlaces Centro-Sur.
- El anillo Cotaruse – Machupicchu-Socabaya presenta sobrecargas.
- Las líneas 138 kV entre Tingo María y Tocache se sobrecargarán.
- Habrá fuertes sobrecargas en los circuitos Pachacha – Oroya – Carhuamayo.
- Aún con la segunda línea Piura-Chiclayo podrá haber sobrecargas menores si el crecimiento de demanda en el Norte es fuerte.
- Los tramos de dos líneas cortas Sta. Rita – Trujillo puede sobrecargar para un espectro de condiciones de demanda.

- Las líneas que alimentan Conococha desde el sur y el oriente podrán sobrecargarse. Hay dos líneas paralelas Paragsha-Conococha. Una – la más débil – está seccionada en Vizcarra y se sobrecarga por la demanda en Vizcarra (incluyendo los flujos hasta Aucayacu) y los flujos desde Aguaytía. La otra no lleva mucha corriente.

La inyección de cantidades grandes de energía del Oriente causa problemas en la zona Centro, cerca a las barras de inyección, Zapallal e Independencia, pero especialmente Zapallal. (Las sobrecargas en la colectora en la zona Oriente, y en las enlaces genéricas con la zona Centro, son otro tema. Estas líneas tienen que ser diseñadas para sus cargas.)

Se notaron también problemas en el sistema de distribución en 220 kV de Lima (Tabla 3.47). Como se indicó, se mencionaron notar pero no son el tema de este estudio. No se mencionan muchos otros problemas detectados en los sistemas de menor voltaje dado que tampoco son temas de este estudio.

Tabla 3.46. Flujos máximos en líneas sobrecargas, nudos 1 y 3.

Zona Carhuasuero-Cajamarca	Cargas máx. nudos 1B y 1C			Cargas máx. nudos 3B y 3C		
	%	MW	Límites	%	MW	Límites
Chiclayo 22 - Carhuasuero	231%	237	103	234%	241	103
Trujillo 22 - Cajamarca 2	220%	297	135	201%	272	135
Carhuasuero - Cerro Coron	92%	111	120	105%	126	120
Cajamarca 2 - Huallanca	117%	233	198	78%	154	198
Cajamarca 2 - Huallanca	117%	233	198	78%	154	198
Circuitos Chiclayo-Zapallal						
Trujillo 22 - Guadalupe 2	128%	175	137	63%	86	137
Paramonga N - Huacho 220k	182%	294	162	149%	241	162
Zapallal 22 - Huacho 220k	141%	228	162	121%	197	162
Zapallal 22 - Paramonga N	143%	231	162	106%	172	162
Zapallal 50 - CHIMBOTE500	135%	1352	1000	79%	791	1000
CHIMBOTE500 - TRUJILLO500	113%	1131	1000	60%	680	1000
Circuitos Mantaro-Lima						
Mantaro 220 - Pomacocha 2	79%	108	137	125%	172	137
Mantaro 220 - Pomacocha 2	79%	108	137	125%	172	137
Mantaro 220 - Huancavelic	88%	121	137	112%	154	137
Mantaro 220 - Pachachaca	80%	109	137	123%	175	137
Mantaro 220 - Pachachaca	80%	109	137	128%	175	137
Mantaro 220 - Huayucachi	95%	130	137	148%	203	137
Conexión Centro-Sur						
Ica 220kV - Marcona 220	138%	175	127	181%	230	127
MARCONA500 - MONTALVO500	144%	1444	1000	77%	770	1000
Independencia - MARCONA500	166%	1659	1000	118%	1176	1000
Mantaro 220 - Cotaruse 22	202%	506	250	100%	250	250
Mantaro 220 - Cotaruse 22	202%	506	250	100%	250	250
Cotaruse 22 - Socabaya 22	152%	380	250	80%	199	250
Cotaruse 22 - Socabaya 22	152%	380	250	80%	199	250
Socabaya 22 - Moquegua 22	220%	323	147	181%	266	147
Socabaya 22 - Moquegua 22	220%	323	147	181%	266	147
Anillo Machupicchu						
Abancay 220 - Cotaruse 22	189%	281	149	244%	363	149
Abancay 220 - Machupicchu	192%	286	149	232%	345	149
Combapata 2 - TINTAYA220	176%	285	162	175%	204	162
Combapata 2 - Quencoro 22	157%	254	162	152%	247	162
Aría Moyobamba-Tingo María						
T. María 13 - Aucayacu 13	125%	51	40	187%	76	40
Aucayacu 13 - Tocache 138	121%	49	40	181%	73	40
Tocache 138 - Bellavista	123%	48	39	184%	73	39
Oroya-Paragsha						
Pachachaca - Oroya 220kV	388%	532	137	465%	638	137
Oroya 220kV - Carhuamayo	177%	295	167	181%	302	167
Piura-Chiclayo						
Piura 220kV - OLMOS_SEC	116%	209	180	60%	108	180
OLMOS_SEC - Chiclayo 22	116%	209	180	60%	108	180
Piura 220kV - OLMOS_SEC	116%	209	180	60%	108	180
OLMOS_SEC - Chiclayo 22	116%	209	180	60%	108	180
Santa Rita-Trujillo						
STA.RITA_SE - Trujillo 22	154%	211	137	109%	150	137
STA.RITA_SE - Trujillo 22	154%	211	137	109%	150	137
Alimentar Conococha						
Tingo María - Vizcarra 22	145%	248	171	129%	221	171
Paragsha 22 - Vizcarra 22	143%	238	167	129%	215	167
Vizcarra 22 - Conococha	114%	179	157	205%	322	157
Conococha - Paramonga N	195%	307	157	194%	304	157
Conococha - Paragsha 22	69%	167	242	39%	95	242

3.7.5 Diferencia con demanda optimista en las zonas Norte y Sur

Los Nudos 1 tienen un desarrollo más fuerte en las zonas Norte y Sur que los Nudos 3, pero la misma demanda total para el SEIN. Como se esperaría, se notaron:

- Más sobrecargas en el Norte y en los vínculos Centro-Norte y Centro-Sur, y
- Menos sobrecargas en el sistema de la zona Centro,

3.7.6 Opciones y planes de transmisión

Se identificaron cuatro opciones generales para resolver estos problemas:

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

Se plantean generalmente tres niveles de reforzamientos:

- Liviano,
- Medio, y
- Fuerte.

Una lista de planes y opciones, que refleja estos estudios preliminares, será analizada en el Capítulo 5, de acuerdo a los criterios indicados en la Norma, para determinar los planes robustos.

Tabla 3.47. Flujos máximos en líneas sobrecargas, Zona Centro.

Circuitos Lima - Locales	Cargas max, nudos 1B y 1C			Cargas máx, nudos 3B y 3C		
	%	MW	Límites	%	MW	Límites
Ventanilla - Zapallal 22	434%	595	137	611%	838	137
Ventanilla - Zapallal 22	468%	641	137	658%	903	137
Ventanilla - Chavarria 2	238%	405	170	349%	593	170
Ventanilla - Chavarria 2	238%	405	170	349%	593	170
Ventanilla - Chavarria 2	229%	389	170	335%	570	170
Santa Rosa - San Juan 22	170%	232	137	180%	246	137
San Juan 22 - Balnearios	163%	481	295	242%	713	295
San Juan 22 - Balnearios	162%	478	295	240%	708	295
Pomacocha 2 - San Juan 22	129%	177	137	120%	164	137
Pomacocha 2 - San Juan 22	129%	177	137	120%	164	137
Pachachaca - Callahuanca	116%	159	137	159%	218	137
Pachachaca - Pomacocha 2	179%	245	137	175%	240	137
Pachachaca - Callahuanca	116%	159	137	159%	218	137
Cantera 220 - Independenc	128%	207	162	110%	179	162
CHAVAR B 22 - Santa Rosa	101%	138	137	120%	164	137
CHAVAR B 22 - Santa Rosa	101%	138	137	120%	164	137
San Juan 22 - Chilca REP	184%	595	324	235%	760	324
San Juan 22 - Chilca REP	142%	449	315	182%	572	315
San Juan 22 - Chilca REP	142%	449	315	182%	572	315
Santa Rosa - Industriale	292%	551	188	384%	723	188
Industriale - San Juan 22	156%	294	188	215%	405	188
HUANZASEC22 - Zapallal 22	98%	135	137	125%	171	137
La Planicie - Industriale	126%	366	291	178%	519	291
La Planicie - Industriale	126%	366	291	178%	519	291

Opciones FACTS

El concepto FACTS ("Flexible AC Transmission Systems") fue articulado primero por el Dr. Narain Hingorani del EPRI. En su sentido más amplio, tiene que ver con aparatos y técnicas operacionales para aumentar la capacidad de transferencia y la confiabilidad del sistema de transmisión sin construir líneas nuevas, mediante control de flujos y tensión. Incluye aparatos y técnicas tales como:¹²

- Compensadores estáticos de VAR (SVC),
- Capacitores series controlados por thyristor (TSCS),
- Condensadores estáticos (STATCON),
- Controladores unificados para flujo (UPFC),
- Frenos dinámicos,
- Reguladores de fase/ángulo (por ejemplo, PST),
- Varias aplicaciones de corriente directa, y
- Capacitores y reactores serie o a tierra con switchéo.

¹² JW Feltes, HM Merrill, BB Fardanesh, MI Henderson, y R Adapa, "System operating impacts of FACTS Technologies." Fourth IEEE Conf. on Control Applications, Albany, NY, setiembre 1995.

Algunos de estos tienen uso en muchas partes; otras, por sus costos y naturalezas especiales, no tanto.

El consultor consideró específicamente los siguientes, por su aplicación común y por sus costos razonables, sin descartar otros que pueden surgir en las fases siguientes de este estudio:

- Líneas DC,
- Líneas 500-kV AC con aislamiento para posible conversión a DC en el futuro, y
- PST.

En el desarrollo del estudio, se llegó a la conclusión que aparatos FACTS no fueron necesarios para el horizonte actual de la planificación. Se podrá lograr los efectos necesarios usando técnicas más tradicionales, menos complejas, y menos costosas, específicamente el redirigir flujos con seccionar líneas y con compensación.

Sin embargo, hay una recomendación especial para las nuevas líneas 500-kV entre el Centro y el Sur, para la red colector de la zona Oriente, y para las conexiones Centro-Oriente. Se recomienda que los estudios de ingeniería consideren aislamiento para DC. Esto no debería incrementar por mucho el costo de las líneas. Facilitaría la conversión a DC en el futuro si fuere necesario aumentar la capacidad de transferencia.

3.7.7 Parámetros de las opciones

Costos unitarios de construcción

El costo de construcción de las alternativas de ampliación de la red de transmisión es una variable que presenta una fuerte incertidumbre a futuro por lo que las evaluaciones a realizar incluirán esta incertidumbre considerando un rango significativo de variación de costos de inversión (+50%; -25%) sobre valores indicativos considerados como referencia.

Para determinar valores de referencia de costos de inversión se utilizó como referencia Datos de los Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión y su Actualización con Costos 2008 del OSINERGMIN e información disponible de costos a nivel internacional.

Las tablas a continuación presentan costos unitarios para distintos elementos de las opciones. Para cada tipo de elemento (líneas, transformador, compensación, etc.) se indica un rango de valores posibles en función de particularidades constructivas (alto, medio, bajo). En el caso de líneas de transmisión se indica además la variación esperada de costos de inversión en función de la capacidad de transmisión (baja, media, alta)

Está documentado en un archivo "Costos de Inversión," entregado al COES por el consultor los valores de costos de inversión indicados en la siguiente tabla se corresponden con proyectos realizados en zonas costeras con alturas no mayores a 1,000 msnm. Para proyectos realizados en otras zonas geográficas (selva, montañas), la Tabla 3.49 indica la corrección a realizar en los costos de inversión de la Tabla 3.48 en función de la zona en la cual se encuentre el proyecto. Las variaciones en los costos en función de la zona / altura en que se desarrolla el pro-

yecto fueron estimadas en funciones de las variaciones porcentuales observadas en los costos estándares de OSINERGMIN.

Así por ejemplo un km el costo medio por km de un circuito en 220 kV capacidad térmica media, es en la costa de 103,666 US\$/km mientras que ese mismo circuito en la montaña tiene un costo de 155,499 US\$/km

Para reflejar condiciones de precios actuales los costos medios de líneas de 220 kV surgen de las unidades de costos incrementadas en 10% mientras que los costos máximos surgen de incrementar los costos en un 20%. Los costos mínimos se conservaron sin cambios.

Tabla 3.48. Costos unitarios de líneas.

Líneas	Capacidad térmica	\$/km medio	\$/km mínimo	\$/km máximo
220 kV	(máxima)	138548	109776	163436
220 kV	(medio)	103666	78708	131731
220 kV	(mínimo)	80841	66278	94450
500 kV	(máxima)	470000	355000	545000
500 kV	(medio)	350000	262500	402500
500 kV	(mínimo)	273000	205000	315000
x kV DC	(máxima)	352500	266250	436000
x kV DC	(medio)	262500	196875	322000
x kV DC	(mínimo)	204750	153750	252000

Tabla 3.49. Factores geográficos de ajuste para líneas.

	Costa	Selva	Montaña
220 kV	1	1.5	1.5
500 kV	1	1.5	1.5
600 kV DC	1	1.5	1.5

Tabla 3.50. Costos unitarios de equipos mayores.

Equipo	Medio	Mínimo	Máximo
s/e 220 kV - \$ por línea de entrada	\$ 328,617	\$ 235,617	\$ 410,331
s/e 500 kV - \$ por línea de entrada	\$ 4,750,000	\$ 3,325,000	\$ 5,700,000
conversión 500 kV ac/x kV dc - \$/MW	\$ 300,000	\$ 250,000	\$ 350,000
transformadores 500/220 - \$/MW	\$ 16,800	\$ 13,440	\$ 21,000
capacitores variables 220 kV - \$/MVar	\$ 100,164	\$ 83,470	\$ 120,196
reactores 220 kV - \$/MVar	\$ 11,445	\$ 10,269	\$ 13,760

Incertidumbres en costos capitales

Los costos para construcción para LL.TT. de 500 kV AC o 600 kV DC en las selvas y en las montañas altas no se conocen bien. Costos muy diferentes de los presentados en las Tablas 3.48 y 3.50 podrían cambiar los planes.

Para afrontar este hecho, el consultor empleó en el análisis de riesgos un factor de incertidumbre en costos capitales para la construcción en estas zonas geográficas, con valores 0.75, 1.00, y

1.50. Si los planes salen robustos frente a tales futuros de costos, bien. En caso contrario, habrá que mejorar la estimación de costos antes de concretar los planes. Los factores de incertidumbre antes indicados se aplicarán a los costos de la tabla 3.48. Es decir por ejemplo para un circuito de 500 kV con capacidad térmica media desarrollado en la montaña, las tablas 3.48 y 3.49 dan un valor de $(1.5 \times 350,000)$ 525,000 US\$/km. Este valor se sensibilizará por factores de 0.75 y 1.5 dando valores de 393,750 US\$/km y 787,500 US\$/km.

Se aplicaron también las mismas incertidumbres en costos capitales (75% - 100% - 150% del nominal) para las estimaciones de costos para repotenciación y para líneas nuevas en otras zonas del sistema. Ciertos estudios, presentados en el Capítulo 5, indican que algunos de los planes y opciones son robustos ante esta incertidumbre.

Costos de repotenciación

En cooperación con el COES, el consultor está desarrollando estimaciones de costos de repotenciación menor y mayor. Se hace notar que la repotenciación no necesariamente significa reemplazar torres o conductores. Hay muchos elementos de una línea que pueden limitar su capacidad de transferencia. Estos incluyen:

- La distancia mínima entre la tierra y el conductor, considerando el tramo más crítico. Si hay un tramo muy crítico comparado a los demás, no es costoso remover el terreno para mejorar la distancia entre el conductor y el terreno. Si son muchos tramos, es más caro.
- Equipos eléctricos, tales como relés, interruptores, descargadores, transformadores de tensión y corriente, etc., cuyo reemplazo podría ser relativamente económico.
- Falta de compensación, o compensación ahora inadecuada.
- Problemas de estabilidad, como efecto del sistema, pero representado como límite de la capacidad de una línea o un conjunto de líneas que definen un interfaz eléctrica.

Para saber cuánto costará la repotenciación hay que conocer el elemento limitante. También hay que saber cuál será el nuevo elemento limitante, una vez arreglado el primero, etc. Los propietarios de la red deben tener y mantener actualizados catálogos de líneas, transformadores, etc., con estos datos. Por lo menos, cuando un elemento causa congestión, se debería investigar como aumentar sus límites.

El consultor dispone de costos de los EE.UU., sin embargo, parece importante basar las estimaciones en costos peruanos. Se nota que las capacidades de las líneas peruanas generalmente son muy inferiores de lo que se acostumbra ver en los EE.UU. Hace poco el Ministerio de Energía y Minas encargó un estudio de repotenciación. Ver la Tabla 3.51 . El consultor usó estos datos para estimar costos de repotenciación menor y menor, en la manera siguiente.

De los datos de la tabla que sigue se hizo una interpolación log-lineal para estimar el costo promedio de aumentar la capacidad en 30% para las repotenciones menores, \$724,443. Se hizo una extrapolación log-lineal para estimar el costo promedio de aumentar la capacidad en 60% para las repotenciones mayores, \$830,138. Ver la figura a continuación.

Tabla 3.51. Presupuesto requerido para la repotenciación.

ITEM	LINEA	Presupuesto (US\$) 180 MVA	Presupuesto (US\$) 190 MVA	Presupuesto (US\$) 200 MVA
1	Mantaro - Pomacocha L-2201	730.974	742.092	754.233
2	Mantaro - Pomacocha L-2202	594.957	603.994	615.724
3	Pomacocha - San Juan L-2205	299.049	307.490	316.492
4	Pomacocha - San Juan L-2206	478.779	494.331	510.779
5	Mantaro - Huancavelica L-2203	299.847	293.489	298.242
6	Mantaro - Huancavelica L-2204	221.890	222.553	223.220
7	Huancavelica - Independencia L-2203	333.234	342.750	352.266
8	Huancavelica - Independencia L-2231	416.057	419.949	423.843
9	Mantaro - Pachachaca L-2218	1.048.664	1.052.625	1.067.908
10	Mantaro - Pachachaca L-2219	323.089	324.916	333.893
11	Pachachaca - Callahuanca L-2222	146.755	161.775	190.845
12	Pachachaca - Callahuanca L-2223	515.534	521.637	529.839
13	Pachachaca - Pomacocha L-2226	167.833	169.581	171.268
14	Mantaro - Huayucachi L-2220	984.776	993.036	949.796
15	Huayucachi - Zapallal L-2221	3.679.638	4.063.353	4.206.475
TOTAL (US\$)		10.309.854	10.623.511	10.944.445
Porcentual (%)		100%	103%	106%

Fuente: Estudio "Repotenciación de las Líneas de Transmisión 220 kV de REP", CESEL, Año 2008 - Anteproyecto REP para MINEM

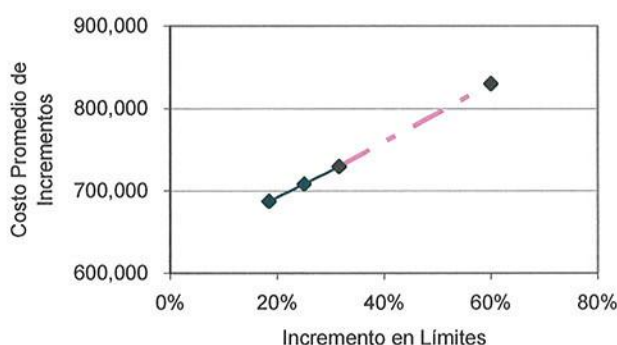


Figura 3.19. Costo estimado de repotenciación.

Se recomienda que se haga un estudio para determinar, línea por línea, cuánto costaría la repotenciación. Como se puede ver de la tabla, puede haber una diferencia muy grande entre una línea y otra. Se entiende que para algunas líneas del SEIN – tal vez para muchas – el costo de repotenciación será cero. Son líneas cuyos límites nominales no corresponden a límites físicos.

Límites de líneas

Los valores de todos los atributos dependen en forma crítica de los límites de las líneas. El COES entregó al consultor dos bases de datos conteniendo estos límites: una para el software DigSilent, y otra para el software PERSEO.

La topología del sistema representado en las dos bases de datos no es exactamente igual. Por ejemplo, la de DigSilent contiene mucho más barras. Aún descontado esto, no siempre es sencillo relacionar una línea en DigSilent con una línea correspondiente en PERSEO.

El consultor basó su estudio en los límites de la base de datos DigSilent.

Límites de líneas 500 kV

De acuerdo con la metodología definida por la NORMA para realizar el plan de transmisión, se deben proponer opciones para la expansión de la red de transmisión que en conjunto formen los denominados Planes de Transmisión.

Como parte del presente estudio, y siguiendo los lineamientos del Plan Transitorio de Transmisión vigente, se consideran como opciones de expansión circuitos de 500 kV cuyos objetivos serán principalmente:

- Permitir la interconexión al SEIN de las centrales hidráulicas del oriente que eventualmente se construirán como proyectos que surgen del acuerdo con Brasil.
- Expandir la red de 500 kV que forma parte del Plan Transitorio de Transmisión hacia las regiones norte y sur del país a fin de evitar sobrecargas en la red existente conforme se justifique oportunamente la inversión frente a otras alternativas

Para estos proyectos resulta necesario definir un valor inicial de límites de transferencia a los efectos que los mismos sean contemplados en las simulaciones de despacho económico de generación y estudios de operación del sistema de potencia.

Los límites de transferencia se determinan como el menor valor que cumple al mismo tiempo con las siguientes condiciones:

1. Límite térmico en condiciones normales de operación
2. Límite por estabilidad del sistema ante fallas trifásicas / monofásicas con recierre exitoso
3. Límite por balance de área en post-falla

El límite térmico de los circuitos es una condición propia del diseño de los mismos y en especial la sección del conductor adoptada.

Para el caso del SEIN los aspectos más críticos son límites impuestos por estabilidad y balance post-falla. Esto es así por la naturaleza del SEIN donde existen 3 grandes zonas (Norte – Centro – Sur) vinculadas entre sí en forma radial y en el futuro posiblemente exista una cuarta zona de concretarse los proyectos de generación hidráulica que surgen del acuerdo con Brasil vinculada también en forma radial con la zona centro.

En tales condiciones, la falla de un circuito de 500 kV originará sobrecargas en los corredores de 220 kV paralelos obligando a acciones correctivas para limitar el flujo hasta tanto se realice un redespacho de generación. Las acciones pueden ser de varios tipos:

1. Limitar el flujo en operación normal de forma tal que la salida de un circuito no origine en los otros circuitos sobrecargas mayores al límite de transporte en condiciones de emergencia. Para el caso del SEIN la aplicación de este criterio llevaría a limitar la transferencia de los circuitos de 500 kV en forma significativa lo cual implica mayores costos operativos para el sistema.

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 sistema¹³.
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.

De las tres alternativas antes indicadas, se considera como más razonable la segunda de ellas 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. Es por otra parte un valor comparable con la potencia característica de circuitos de 500 kV (1,000 MW) lo que asegura una operación con limitados problemas de compensación reactiva.

¹³ Como antecedentes a este tipo de operación cabe citar:

- La exportación de energía de Argentina a Brasil es considerada una demanda adicional al sistema argentino. Ante la salida intempestiva de líneas de transmisión que llevan energía hacia el norte del país se dispara la demanda de exportación para equilibrar el balance oferta / demanda de la zona.
- Una parte de la demanda de la región centro de Argentina (Estación Recreo) se dispara ante la salida de la línea en 500 kV que vincula las regiones Centro y NorOeste.
- La demanda del área NorOeste tiene relés de corte de carga por sub-frecuencia y por derivada de frecuencia ante un desbalance del área del cual resulte insuficiente generación
- Todos los generadores tienen disparo automático (DAG) ante una situación de desbalance de área.