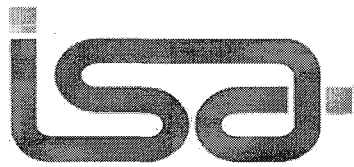


ANEXO D

**PROPUESTA TARIFARIA DE CONSORCIO
TRANSMANTARO, REGULACIÓN TARIFA EN BARRA,**

MAYO 2011 – ABRIL 2012.



TRANSMANTARO

**PROPUESTA TARIFARIA DE CONSORCIO TRANSMANTARO
REGULACIÓN TARIFA EN BARRA MAYO 2011- ABRIL 2012**

Noviembre 2011

INFORME

PROPUESTA TARIFARIA DE CONSORCIO TRANSMANTARO REGULACIÓN TARIFA EN BARRA MAYO 2011- ABRIL 2012

1. OBJETIVO

El presente informe tiene como objetivo determinar las Tarifas del Sistema Principal de Transmisión de CTM correspondiente al Periodo Tarifario Mayo 2011 - Abril 2012, y detallar la metodología empleada para su cálculo y de los componentes que lo conforman.

2. CONTRATO BOOT SISTEMA DE TRANSMISIÓN MANTARO – SOCABAYA

Antecedentes

- Con fecha 27 de febrero de 1998, el Estado Peruano y Consorcio Transmantaro suscribieron el Contrato BOOT Sistema de Transmisión Mantaro - Socabaya, cuyo objeto es establecer los derechos y obligaciones de las Partes y estipular las normas y procedimientos que regirán entre éstas el diseño, suministro de bienes y servicios, construcción y explotación de la Línea de Transmisión, la prestación del servicio y la transferencia de todos los bienes al Estado al producirse la caducidad de la Concesión.
- Con fecha 01 de octubre del 2004, el Estado Peruano a través del Ministerio de Energía y Minas y la empresa Consorcio Transmantaro S.A. (en adelante las Partes), suscribieron la Adenda N° 4 para la Modificación de la retribución anual por costos de operación y mantenimiento el cual será el monto que fue determinado por el organismo regulador mediante Resolución N° 127-2004-OS/CD y Resolución N° 140-2004-IS/CD ambas de fecha 17 de junio de 2004 (las "Resoluciones"); es decir, la cantidad de US\$ 5,171,779 ajustado

anualmente por la variación en el “Finished Goods Less Food and Energy “ (Serie: ID: WPSSOP3500), índice de reajuste cuyo valor a la fecha de las resoluciones es igual a 151.50.

- Con fecha 20 de mayo de 2005, las partes, suscribieron la adenda N° 5 para dar cumplimiento a lo resuelto por el Experto en la decisión definitiva. El monto que el concedente (Estado) debe restituir a la Sociedad Concesionaria (CTM) conforme a lo dispuesto en la decisión definitiva, que asciende a US\$ 7,145,626, de acuerdo a lo resuelto por el Experto.
- Con fecha 12 de junio de 2009, las partes, suscribieron la adenda N° 8 el cual tiene como objetivo introducir en el contrato BOOT términos y condiciones que dispongan mecanismos, compromisos y obligaciones que hagan viable por parte de la Sociedad Concesionaria (CTM) la ejecución de la ampliación en el Sistema de Transmisión: “Reforzamiento de la Línea de Transmisión en 220 kV Mantaro – Socabaya”. El valor estimado de la inversión asciende a US\$ 93,009,425 y la retribución por los costos de operación y mantenimiento en US\$ 1,960,000, ambos actualizados por la variación en el Finished Goods Less Food and Energy (Serie ID: WPSSOP3500), para un periodo de 20 años, así como la tasa de actualización prevista para el artículo 79° de la LCE.

La presente propuesta considera las tarifas de transmisión por el SPT de CTM para el período Mayo’11 – Abril’12; considerando los ingresos que corresponden según Contrato y sus adendas:

2.1 Actualización del VNR y COyM

Cuadro N° 1 Valor Nuevo de Reemplazo			Cuadro N° 2 Costo de Operación y Mantenimiento		
VNR			COyM		
Inicial US \$	Actualizado US \$	Var.	Inicial US \$	Actualizado US \$	Var.
C. BOOT	May-10	%	Addendum 4	May-10	%
\$179,179,050.00	\$210,649,874.16	14.94%	\$5,171,779.00	\$5,963,761.00	13.29%
PPI Inicial	PPI Final ⁽¹⁾		PPI Inicial	PPI Final ⁽¹⁾	
Sep-00	Nov-09		Ref Addendum 4	Nov-09	
148.6	174.7		151.5	174.7	

Cuadro N° 3

Monto a Restituir

Del Monto a Rest Experto		
Inicial US \$	Actualizado US \$	Var.
Addendum 5	May-10	%
\$7,145,626.00	\$8,027,915.51	10.99%
PPI Inicial	PPI Final ⁽¹⁾	
Ref Addendum 5	Nov-09	
155.5	174.7	

⁽¹⁾ Valor preliminar, el definitivo se actualizará en el 2010 con el índice definitivo de Marzo 2010

Cuadro N° 4

Ampliación CTM

VNR AMPLIACIÓN	
Inicial US \$	Actualizado US \$
Addendum 8	May-10
\$93,009,425.00	\$93,009,425.00

Cuadro N° 5

Ampliación CTM

COYM AMPLIACIÓN	
Inicial US \$	Actualizado US \$
Addendum 8	May-10
\$1,960,000.00	\$1,960,000.00

Fecha de Operación Comercial : 11.07.2011

Preliminarmente se está determinando el VNR, Monto a Restituir (Adenda 5 del Contrato de Concesión de CTM) y COyM con el último índice preliminar WPSSOP3500 el cual es de 174.7, que corresponde al preliminar de septiembre 2010.

http://data.bls.gov/PDOJ/servlet/SurveyOutputServlet?series_id=WPSSOP3500

Data extracted on: November 3, 2010 (11:32:52 AM)

Producer Price Index-Commodities

Series Id: WPSSOP3500
Seasonally Adjusted
Group: Stage of processing
Item: Finished goods less food and energy
Base Date: 198200

Download: [.xls](#)

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
2000	146.8	147.3	147.4	147.4	147.8	147.8	149.1	149.2	148.6	148.5	148.7	148.9	
2001	149.5	149.2	149.5	149.8	150.1	150.2	150.5	150.5	150.7	149.8	150.2	150.4	
2002	150.0	150.1	150.0	150.3	150.2	150.5	150.0	149.9	150.3	150.5	150.3	149.5	
2003	149.8	149.9	150.7	149.9	150.1	150.1	150.9	150.5	150.4	151.1	151.0	151.0	
2004	151.4	151.3	151.8	151.9	152.3	152.8	152.5	152.9	153.2	153.7	154.1	154.5	
2005	155.4	155.3	155.6	156.0	156.4	156.2	156.8	156.9	157.1	156.8	156.8	156.8	
2006	157.5	158.0	158.3	158.5	158.9	159.0	158.1	158.7	159.2	158.4	159.9	160.0	
2007	160.2	160.9	160.9	161.1	161.5	161.8	162.2	162.3	162.4	162.6	163.2	163.3	
2008	164.1	164.9	165.1	165.9	166.4	166.6	167.6	168.4	169.1	170.1	170.2	170.6	
2009	171.0	171.2	171.5	171.6	171.5	172.0	171.8	172.3	172.1	171.3	172.0(R)	172.1	
2010	172.7	172.8	173.0	173.2	173.7	173.8(P)	174.4(P)	174.5(P)	174.7(P)				

R : Revised
P : Preliminary. All indexes are subject to revision four months after original publication.

2.2 Liquidación Anual Marzo 2010-Febrero 2011

PERIODO DE FACTURACION	Fecha de Tipo de Cambio Monetario	Tipo de Cambio	Facturación Mensual				Valor Actualizado al 28 de febrero 2010	
			Peaje Facturado \$/.	Ingreso Tarifario Facturado \$/.	Total Facturado \$/.	Total Facturado US \$		
1	2010-03	14/04/2010	2.835	7.426.520.62	115.798.00	7.542.318.62	2.660.429.06	2.951.673.61
2	2010-04	14/05/2010	2.841	7.426.520.61	115.798.01	7.542.318.62	2.654.811.20	2.917.753.91
3	2010-05	14/06/2010	2.843	7.257.933.65	53.190.37	7.311.124.02	2.671.622.94	2.799.760.02
4	2010-06	14/07/2010	2.815	7.266.885.25	53.190.38	7.320.075.63	2.600.382.11	2.804.459.57
5	2010-07	13/08/2010	2.806	7.262.409.42	53.190.38	7.315.599.80	2.607.127.51	2.785.305.17
6	2010-08	14/09/2010	2.788	7.221.084.00	52.887.69	7.273.971.69	2.609.028.58	2.761.136.32
7	2010-09	14/10/2010	2.789	7.216.656.25	52.855.28	7.269.511.53	2.606.493.92	2.732.525.51
8	2010-10	14/10/2010	2.789	7.216.656.25	52.855.28	7.269.511.53	2.606.493.92	2.706.840.86
9	2010-11	14/10/2010	2.789	7.216.656.25	52.855.28	7.269.511.53	2.606.493.92	2.681.397.63
10	2010-12	14/10/2010	2.789	7.216.656.25	52.855.28	7.269.511.53	2.606.493.92	2.656.193.56
11	2011-01	14/10/2010	2.789	7.216.656.25	52.855.28	7.269.511.53	2.606.493.92	2.631.226.49
12	2011-02	14/10/2010	2.789	7.216.656.25	52.855.28	7.269.511.53	2.606.493.92	2.606.493.92
TOTAL				87,161,291.05	761,186.51	87,922,477.56	31,342,365.68	33,034,766.48

2.3 Costo Total de Transmisión

Fijación para periodo 2011-2012

VNR ajustado (USD)	210,649,874
MAR ajustado (USD)	8,027,916
VNR Ampliación (USD)	93,009,425
aVNR (USD)	26,150,846
aMAR (USD)	1,016,750
COyM ajustado (USD)	5,963,761
aVNR Ampliación (USD) (Periodo 11.07.11 - 30.04.12)	9,995,706
COyM Ampliación (USD) (Periodo 11.07.11 - 30.04.12)	1,573,370
Liquidación Periodo 2010-2011 (USD)	-1,109,747
Costo Total de Transmisión (USD)	43,590,686

El Costo Total de Transmisión es US\$ 43'590,686 para el periodo Mayo 2011-Abril 2012.

2.4 Fórmula de Actualización

$$\text{PCSPT 1} = \text{PCSPT 0} * \text{FAPCSPT}$$

$$\text{FAPCSPT} = \text{FTC} = \text{TC} / \text{TCo}$$

- PCSPT 1: Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión, actualizado, en \$./kWmes.

- PCSPT 0: Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión, publicado en la presente Resolución, en S/./kW-mes.
- FAPCSPT: Factor de Actualización del Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión.
- FTC: Factor por variación del Tipo de Cambio.
- TC: Tipo de Cambio. Valor de referencia para el Dólar de los Estados Unidos de América, determinado la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, correspondiente a la "COTIZACIÓN DE OFERTA Y DEMANDA – TIPO DE CAMBIO PROMEDIO PONDERADO" o el que lo reemplace. Se tomará en cuenta el valor venta al último día hábil del mes anterior, publicado en el Diario Oficial El Peruano.
- TCo: Tipo de Cambio inicial. Preliminarmente se está considerando el del último día hábil de octubre, igual S/. 2,798 por USA Dólar.

3. CONTRATO DE CONCESIÓN DE SGT DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN CHILCA - LA PLANICIE – ZAPALLAL

Antecedentes

- Con fecha 08 de septiembre de 2008, el Estado Peruano y Consorcio Transmantaro suscribieron el Contrato de Concesión de SGT de la Línea de Transmisión Chilca – La Planicie – Zapallal, cuyo objeto que la Sociedad Concesionaria se obliga a diseñar, financiar, suministrar los bienes y servicios requeridos, construir operar y mantener la Línea Eléctrica, así como prestar el servicio, todo de conformidad con el contrato y las leyes aplicables.
- Con fecha xx de xxxxx de 2010, se suscribió la adenda N° 1 del contrato en el cual se cambia la fecha de puesta en operación comercial de la 1era Etapa a 07.02.2011.
- La implementación del proyecto se efectuará en dos etapas:
 - a. Etapa 1: Puesta en operación Comercial de la línea en 220 kV Chilca – La Planicie – Zapallal, con los equipos de las subestaciones de

Chilca, La Planicie y Zapallal 220 kV y los enlaces con las subestaciones existentes, en un plazo no mayor de 20 meses a partir de la fecha de cierre

- b. Etapa 2: Puesta en operación comercial de la línea en 500 kV Chilca – Zapallal, y el equipamiento restante que forman parte del proyecto, en un plazo no mayor de 30 meses, contado a partir de la fecha de cierre

Según lo establecido en la cláusula 8 del Contrato de Concesión, el Costo de Inversión de ambas etapas asciende a la cantidad de US\$ 52'233,900 y el Costo de OyM de ambas etapas, asciende a la cantidad de US\$ 3'510,327.

Del Anexo 6 (Formulario 4A y 4B) el desagregado resultante por etapas es el siguiente:

**COSTO DE INVERSIÓN
L.T. CHILCA- LA PLANICIE - ZAPALLAL**

ETAPA 1 (220 kV)	ETAPA 2 (500 kV)	TOTAL
16,714,849	35,519,051	52,233,900

**COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO
L.T. CHILCA- LA PLANICIE - ZAPALLAL**

ETAPA 1 (220 kV)	ETAPA 2 (500 kV)	TOTAL
1,333,924	2,176,403	3,510,327

3.1 Actualización del Costo de Inversión y COyM

1era Etapa

Fecha de entrada en operación de la 1era Etapa se prevé para el 07 de febrero 2011

Cuadro N° 1
Costo de Inversión (1era Etapa)

COSTO DE INVERSIÓN SGT
\$16,714,849

Cuadro N° 2
COyM (1era Etapa)

COyM
\$1,333,924

2da Etapa

Fecha de entrada en operación de la 2da Etapa se prevé para el 07 de marzo 2011

Cuadro N° 1
Costo de Inversión (2da Etapa)

COSTO DE INVERSIÓN SGT
\$35,519,051.00

Cuadro N° 2
COyM (2da Etapa)

COyM
\$2,176,403.00

3.2 Base Tarifaria

1era Etapa

Fijación para periodo 2011-2012

C. INVERSIÓN (USD)	16,714,849
aINVERSIÓN (USD)	2,075,042
COyM (USD)	1,333,924
Base Tarifaria (USD)	3,408,966

2da Etapa

Fijación para periodo 2011-2012

C. INVERSIÓN (USD)	35,519,051
aINVERSIÓN (USD)	4,409,465
COyM (USD)	2,176,403
Base Tarifaria (USD)	6,585,868

Costo Total de Transmisión periodo mayo 2011 – abril 2012

	BASE TARIFARIA (USD)
1ra Etapa	3,408,966
2da Etapa	6,585,868
Total	9,994,834

3.3 Fórmula de Actualización

$$\text{PCSPT 1} = \text{PCSPT 0} * \text{FAPCSPT}$$

$$\text{FAPCSPT} = \text{FTC} = \text{TC} / \text{TC}_0$$

- PCSPT 1: Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión, actualizado, en S/./kWmes.
- PCSPT 0: Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión, publicado en la presente Resolución, en S/./KW-mes.
- FAPCSPT: Factor de Actualización del Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión.
- FTC: Factor por variación del Tipo de Cambio.
- TC: Tipo de Cambio. Valor de referencia para el Dólar de los Estados Unidos de América, determinado la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, correspondiente a la "COTIZACIÓN DE OFERTA Y DEMANDA – TIPO DE CAMBIO PROMEDIO PONDERADO" o el que lo reemplace. Se tomará en cuenta el valor venta al último día hábil del mes anterior, publicado en el Diario Oficial El Peruano.
- TCo: Tipo de Cambio inicial. Preliminarmente se está considerando el del último día hábil de octubre, igual S/. 2,798 por USA Dólar

4 PLAN DE OBRAS

- (1) **Sistema Garantizado de Transmisión** : Proyecto Línea de Transmisión Chilca Nueva-La Planicie-Zapallal Nueva, la cual consta de dos etapas que serán ejecutadas en forma paralela:

- **Etapa 1: L.T. Chilca Nueva-La Planicie-Zapallal Nueva 2x220 kV** (Preparada para migrar a 500 kV). Fecha prevista de inicio de operaciones Febrero 2011.

Características Técnicas Preliminares, de acuerdo a los estudios del MEM como parte del concurso de licitación:

Líneas de Transmisión:

a) L.T. Chilca Nueva-La Planicie:

- Longitud (km): 48 aproximadamente
- Nivel de Tensión: 220 kV
- Numero de circuitos: 2
- Capacidad (MVA): 700 MVA (350 MVA por circuito)

b) L.T. La Planicie-Zapallal Nueva:

- Longitud (km): 46 aproximadamente
- Nivel de Tensión: 220 kV
- Numero de circuitos: 2
- Capacidad (MVA): 700 MVA (350 MVA por circuito)

Las líneas serán construidas de manera de poder convertirlas a un simple circuito de 500 kV.

c) Enlaces:

- Chilca Nueva-Chilca REP: aproximadamente 500 m, 220 kV, capacidad 700 MVA (350 por circuito en caso sea doble terna).
- Zapallal Nueva-Zapallal REP: aproximadamente 1500 m, 220 kV, capacidad 1500 MVA.

Subestaciones:

a) S.E. Chilca Nueva 220/500 kV (Etapa 1: 220 kV)

- Sistema Doble Barra 220 kV
- Dos celdas para la L.T. Chilca Nueva-La Planicie 220 kV

- Dos celdas para el enlace Chilca Nueva-Chilca REP 220 kV
- Celda de acoplamiento 220 kV
- Una celda del Transformador 220 kV

b) S.E. Zapallal Nueva 220/500 kV (Etapa 1: 220 kV)

- Sistema Doble Barra 220 kV
- Dos celdas para la L.T. La Planicie-Zapallal Nueva 220 kV
- Dos celdas para el enlace Zapallal Nueva-Zapallal REP 220 kV
- Celda de acoplamiento 220 kV
- Dos celdas de Transformador 220 kV para los dos bancos de transformadores.

c) S.E. La Planicie 220 kV

- Sistema Doble Barra 220 kV
- Dos celdas para la L.T. Chilca Nueva-La Planicie 220 kV
- Dos celdas para el enlace La Planicie-Zapallal Nueva 220 kV
- Celda de acoplamiento 220 kV

d) Ampliación S.E. Chilca REP 220 kV

- Sistema Doble Barra 220 kV
- Dos celdas para el enlace Chilca REP-Chilca Nueva

e) Ampliación S.E. Zapallal 220 kV

- Sistema de Barra tipo Interruptor y Medio
- Celdas para el enlace Zapallal REP-Zapallal Nueva

- **Etapa 2: L.T. Chilca Nueva-Zapallal Nueva 500 kV.** Fecha prevista de inicio de operaciones Marzo 2011 (30 meses de ejecución).

Características Técnicas Preliminares, de acuerdo a los estudios del MEM como parte del concurso de licitación:

Líneas de Transmisión:

a) L.T. Chilca Nueva-Zapallal Nueva:

- Longitud (km): 94 aproximadamente
- Nivel de Tensión: 500 kV
- Numero de circuitos: 1
- Capacidad (MVA): 1400 MVA

Subestaciones:

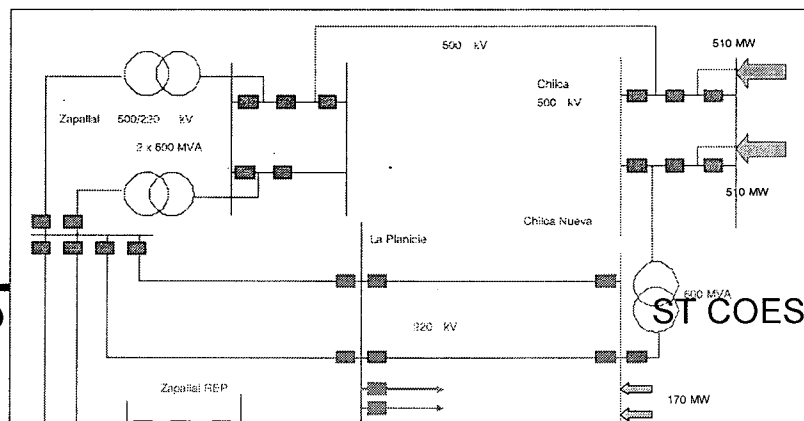
a) S.E. Chilca Nueva 220/500 kV (Etapa 2: 500 kV)

- Sistema de Barra tipo Interruptor y Medio 500 kV
- Una celda de transformador 500 kV
- Una celda de línea 500 kV para la L.T. Chilca Nueva-Zapallal Nueva
- Banco de Transformadores monobásicos 550/220/33 kV, 200/200/60 MVA ONAF.

b) S.E. Zapallal Nueva 220/500 kV (Etapa 2: 500 kV)

- Sistema de Barra tipo Interruptor y Medio 500 kV
- Dos celdas de transformador 500 kV
- Una celda de línea 500 kV para la L.T. Chilca Nueva-Zapallal Nueva
- Dos Bancos de Transformadores monobásicos 550/220/33 kV, 200/200/60 MVA ONAF.

CONFIGURACIÓN GENERAL



- (2) **Sistema Garantizado de Transmisión** : Proyecto Línea de Transmisión Zapallal – Trujillo 500 kV. Fecha prevista de inicio de operaciones agosto 2012 (30 meses de ejecución).

Características Técnicas Preliminares, de acuerdo a los estudios del MEM como parte del concurso de licitación:

Líneas de Transmisión:

a) L.T. Zapalla Nueva (Carabayllo)-Chimbote Nueva:

- Longitud (km): 303 aproximadamente
- Nivel de Tensión: 500 kV
- Numero de circuitos: 1
- Capacidad (MVA): 600 MVA

b) L.T. Chimbote Nueva –Trujillo Nueva:

- Longitud (km): 137 aproximadamente
- Nivel de Tensión: 500 kV
- Numero de circuitos: 1
- Capacidad (MVA): 600 MVA

c) Enlaces:

- Chimbote Nueva 500/220 kV - Chimbote 1 existente: aproximadamente 11 km, 220 kV, capacidad 600 MVA.
- Trujillo Nueva 500/220 kV – Trujillo Norte existente: aproximadamente 2 km, 220 kV, capacidad 600 MVA.

Subestaciones:

a) S.E. Chimbote Nueva 220/500 kV

Lado 500 kV

- Sistema de Barra tipo Interruptor y Medio 500 kV
- Una Bahía, con dos salidas de línea
- Una bahía, para alimentación de transformadores y del reactor de barra
- Banco de Transformadores monobásicos 600 MVA (3x200 MVA ONAF I), 550/220 kV, más un transformador monofásico 500/200 kV de 200 MVA
- Un Reactor de barra 100 MVAR, 500 kV
- Una Celda de conexión del reactor de línea
- Un Reactor de Línea de 200 MVAR, 500 kV

Lado 220 kV

- Sistema de barra 220-kV, configuración doble barra.
- Una celda de transformador
- Celda o celdas de salida para la línea a la S.E. Chimbote 1 existente.
- Una Celda de acoplamiento de barras

b) S.E. Trujillo Nueva 220/500 kV

Lado 500 kV

- Un Sistema de barras en 500 kV, configuración interruptor y medio
- Una bahía completa
- Una Celda de salida de línea a Chimbote Nueva
- Un Banco de Transformadores monobásicos de 600 MVA (3x200 MVA), 550/220 kV, más un transformador monofásico 500/200 kV de 200 MVA
- Una Celda de reactor de línea
- Un reactor de línea 100 MVAR, 500 kV

Lado 220 kV

- Sistema de barras 220 kV, configuración doble barra
- Una Celda de Transformación
- Celda o Celdas de salida para la línea a la S.E Trujillo Norte existente.
- Una Celda de acoplamiento de barras

d) Ampliación S.E. Zapallal Nueva (Carabayllo) 500 kV

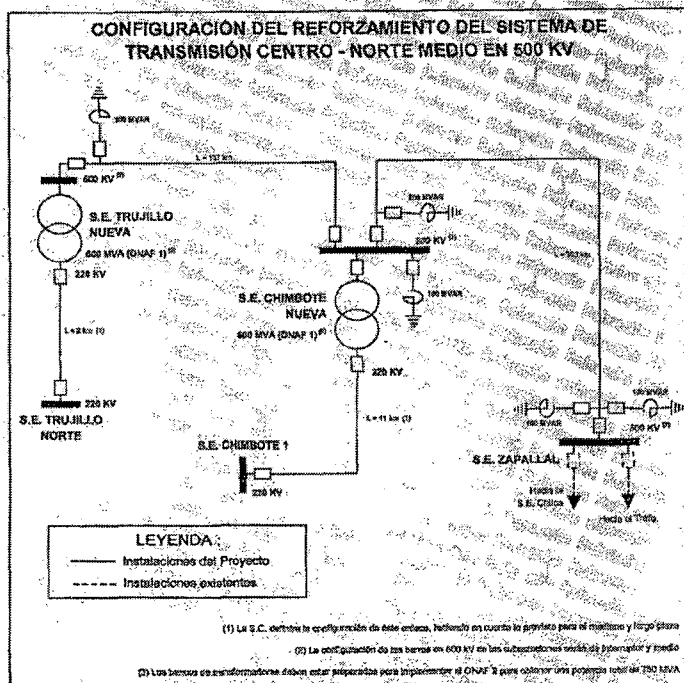
- Ampliación de pórtico y barras en 500 kV, configuración interruptor y medio
- Una Celda de Salida de Línea 500 kV
- Dos Celdas para reactor de línea de 500 kV
- Dos Reactores de línea de 100 MVAR, 500 kV, cada uno

e) Ampliación S.E. Chimbote 1 220 kV

- Reforzamiento del sistema de barras
- Una celda de línea (celda de llegada 220 kV S.E. Chimbote Nueva)

e) Ampliación S.E. Trujillo Norte 220 kV

- Reforzamiento del sistema de barras
- Una celda de línea (celda de llegada 220 kV S.E. Trujillo Nueva)



- (3) **Sistema Garantizado de Transmisión :** Proyecto Línea de Transmisión Talara - Piura 220 kV. Fecha prevista de inicio de operaciones agosto 2012 (24 meses de ejecución).

Características Técnicas Preliminares, de acuerdo a los estudios del MEM como parte del concurso de licitación:

Líneas de Transmisión:

a) L.T. Talara - Piura:

- Longitud (km): 102.10 aproximadamente
- Nivel de Tensión: 220 kV
- Numero de circuitos: 1
- Capacidad (MVA): 180 MVA

Subestaciones:

b) S.E. Talara 220 kV

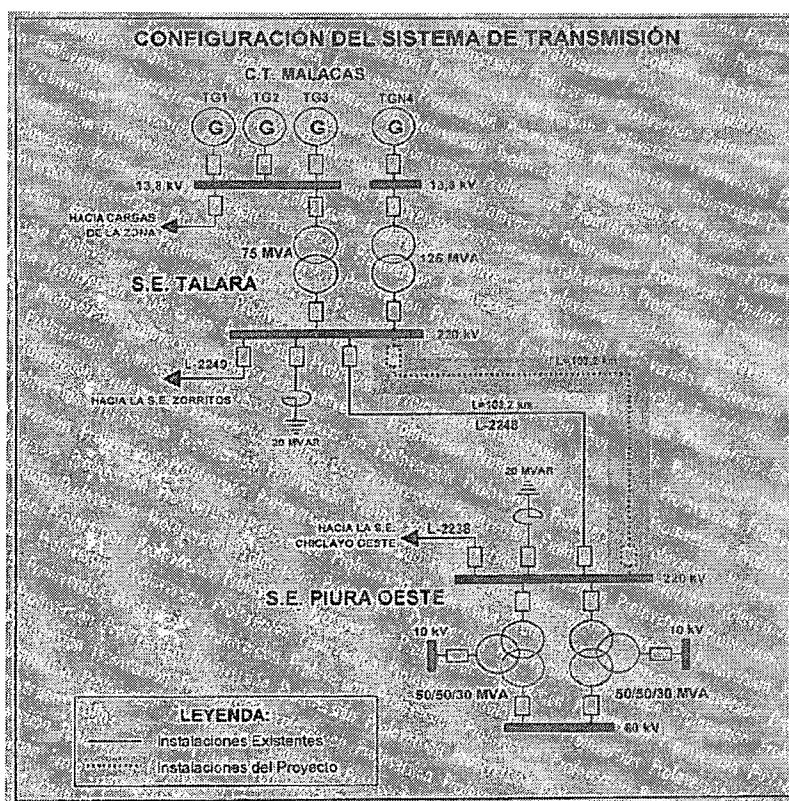
Lado 220 kV

- Ampliación de pórticos y barras 220 kV, configuración doble barra.
- Una Celda de línea 220 kV

c) S.E. Piura 220 kV

Lado 220 kV

- Ampliación de pórticos y barras 220 kV, configuración doble barra.
- Una Celda de línea 220 kV



- (4) **Sistema Garantizado de Transmisión** : Proyecto Línea de Transmisión Pomacocha - Carhuamayo 220 kV. Fecha prevista de inicio de operaciones septiembre 2012 (24 meses de ejecución).

Características Técnicas Preliminares, de acuerdo a los estudios del MEM como parte del concurso de licitación:

Líneas de Transmisión:

a) L.T. Talara - Piura:

- Longitud (km): 110 aproximadamente
- Nivel de Tensión: 220 kV
- Numero de circuitos: 1
- Capacidad (MVA): 180 MVA

Subestaciones:

d) S.E. Pomacocha 220 kV

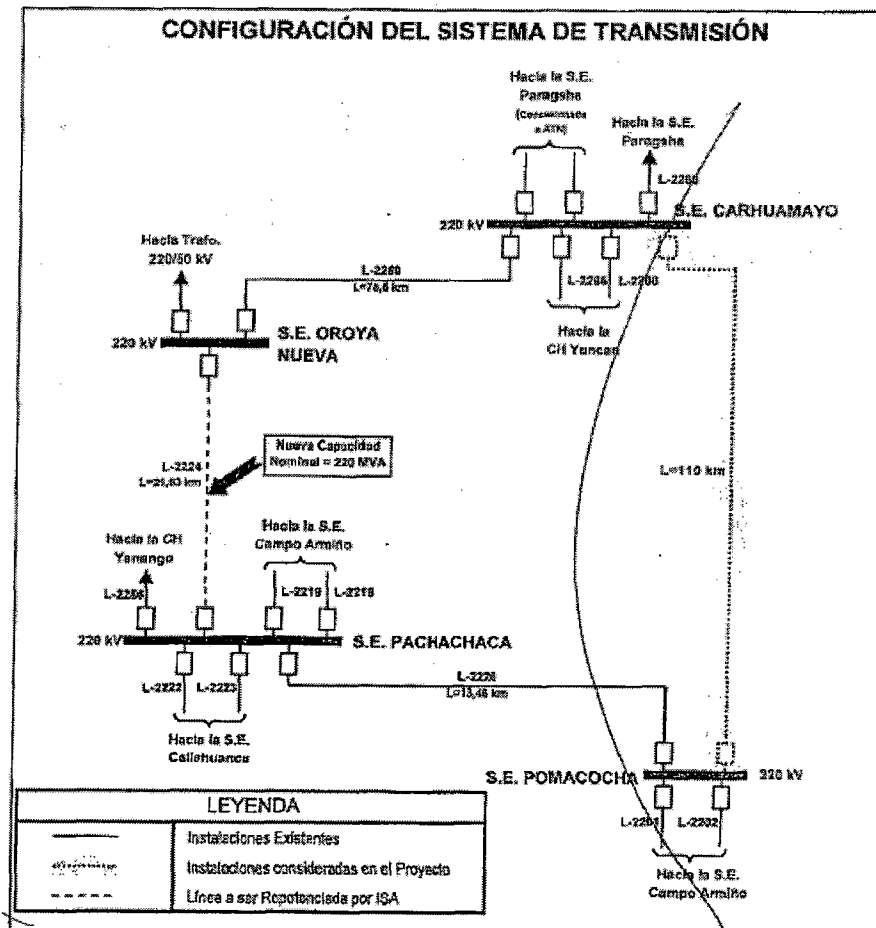
Lado 220 kV

- Una Celda de salida 220 Kv, de tipo convencional al exterior, configuración doble barra. Esta nueva celda deberá integrarse a la configuración final elegida para la ampliación de la subestación Pomacocha.
- Ampliación de pórtico para la salida de la línea que irá hacia la subestación carhuamayo.

e) S.E. Carhuamayo 220 kV

Lado 220 kV

- Ampliación de barras en 220 Kv, en configuración similar a la existente de Barra Principal más barra Auxiliar de transferencia.
- Una Celda de salida de línea 220 kV.
- Ampliación del pórtico de salida para la línea proveniente de la subestación Pomacocha.



- (5) **Sistema Complementario de Transmisión:** Proyecto Línea de Transmisión Independencia - Ica, fecha prevista de disponibilidad de la instalación abril 2011 (18 meses de ejecución).

Líneas de Transmisión:

a) L.T. Independencia - Ica:

- Longitud (km): 54 aproximadamente
- Nivel de Tensión: 220 kV
- Numero de circuitos: 1
- Capacidad (MVA): 358 MVA

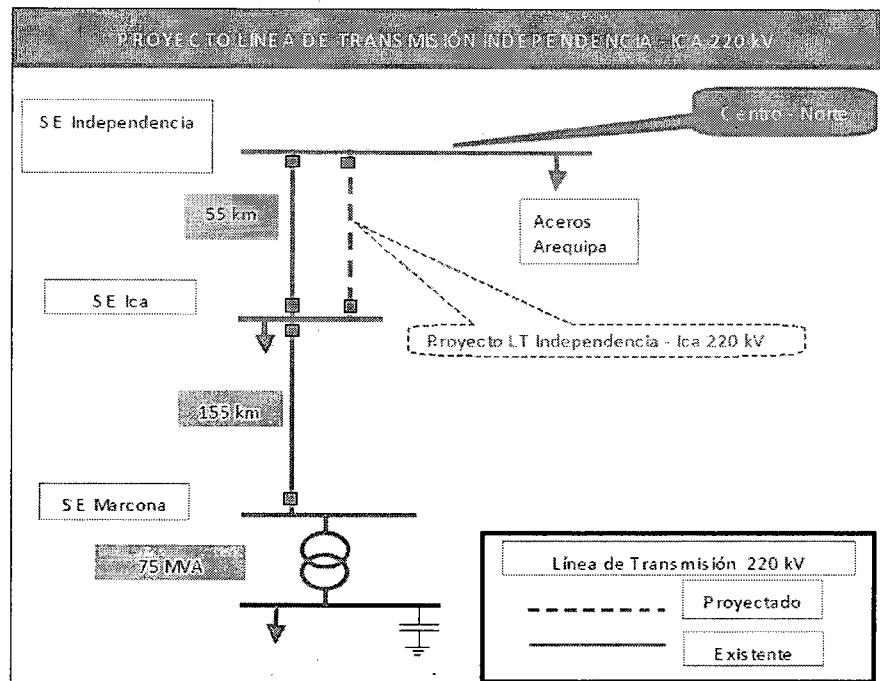
Subestaciones:

a) S.E. Independencia

- 01 celda 220 kV para la L.T. Independencia - Ica

b) S.E. Ica

- 01 celda 220 kV para la L.T. Independencia - Ica



- (6) **Sistema Complementario de Transmisión:** Proyecto Celda Las Flores Duke Energy Egenor, fecha prevista de disponibilidad de la instalación febrero 2011.

Subestaciones:

a) S.E. Chilca-CTM

- 01 Celda de Línea 500 kV

- (7) **Sistema Complementario de Transmisión:** Proyecto Línea de Transmisión 500 kV, fecha prevista de disponibilidad de la instalación Julio 2012.

Líneas de Transmisión:

a) L.T. Chilca Nueva - Fenix:

- Longitud (km): 7.5 aproximadamente

- Nivel de Tensión: 550 kV
- Numero de circuitos: 1
- Capacidad (MW): 520

Subestaciones:

b) S.E. Chilca-CTM

- 01 Celda de Línea 500 kV
- Ampliación de barra

- (8) **Sistema Principal de Transmisión:** Proyecto Reforzamiento de Línea de Transmisión Existente Mantaro – Cotaruse -Socabaya, fecha prevista de disponibilidad de la instalación Julio 2011.

El Proyecto tiene por objeto ampliar la capacidad de transmisión efectiva de la Línea de Transmisión Mantaro – Cotaruse – Socabaya 220 kV, de 330 MVA a 505 MVA por circuito, medido en la barra de inyección

Línea de Transmisión:

a) **L.T. Mantaro – Cotaruse-Socabaya**

El reforzamiento de la línea consiste en:

- Instalación de 743 pararrayos en la línea.
- Incremento de 02 aisladores por fase en 281 torres.
- Desquinche o remoción de terreno en 36 vanos.
- Mejora de la puesta a tierra en 291 estructuras.
- Variante del Colca, de 16 Km de la línea, se usará el mismo tipo de conductor, aislador y conductor.
- Capacidad (MVA): De 330 MVA a 505 MVA x Circuito

Subestaciones:

a) **S.E. Cotaruse**

Ampliación Subestación Cotaruse: Cambio de los cuatro bancos de Compensación Serie (FSC) de las LLTT Mantaro-

Cotaruse-Socabaya e Instalación de dos reactores de 50 Mvar cada uno.

b) S.E. Socabaya

Ampliación de la subestación Socabaya 220 kV: Instalación de un Static Var Compensator (SVC) de -300/100 MVAR, 100% variable y celda de 220 kV con los equipos de conexión al barraje de la subestación.