

9 INGRESO TARIFARIO, PEAJE Y PRECIOS EN BARRA DEL SPT

En el cálculo del Ingreso Tarifario y Peaje de Conexión se han tomado en consideración las instalaciones de transmisión definidas como parte del Sistema Principal de Transmisión del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional conforme lo establecen las Resoluciones Ministeriales N° 166-167-168-2001-EM/VME de fecha 6 de abril de 2001, las cuales se basan en los Informes SEG/CTE N° 011-2001 y N° 015-2001 de la Ex – CTE (hoy OSINERG-GART) y Resoluciones de OSINERG N° 1450y1472-2002-OS/CD.

9.1 COSTO TOTAL DE TRANSMISION

9.1.1 VNR DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION DEL SEIN Y COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

9.1.1.1 REP

Valor Nuevo de Reemplazo

De acuerdo a lo establecido en el Contrato de Concesión de los Sistemas de Transmisión Eléctrica ETECEN y ETESUR (Contrato), respecto a los criterios generales para el Pago de la Remuneración Anual Garantizada (Anexo N° 7 del Contrato), la RAG2 (que corresponde al pago de los consumidores del Sistema Interconectado Nacional), será calculada como la diferencia de la Remuneración Anual Garantizada (RAG) y la RAG1 (que corresponde al pago de los titulares de generación).

A su vez la RAG2 es la suma de la RAGSPT (a través del Peaje por Conexión y el Ingreso Tarifario esperado) y la RAGSST (que corresponde al peaje del sistema secundario de demanda y al ingreso tarifario del Sistema Secundario de Transmisión).

Tal como se ha establecido en el Contrato, la suma de la RAG1 y la RAG2 debe ser igual a US\$ 58 638 000 (RAG).

En el periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2003 y el 30 de abril de 2004, la suma del Peaje por Conexión (anualidad VNR y COyM) y el Ingreso Tarifario del Sistema Principal de Transmisión (SPT) establecidos por el OSINERG ha excedido al monto correspondiente a la RAG2, por lo que el Peaje por Conexión e Ingreso Tarifario fueron ajustados de manera de hacerlos corresponder a la RAG2.

Como quiera que para el siguiente período el VNR de las instalaciones del SPT de REP se va a mantener invariable ya que no corresponde su revisión (cada 4 años según Art° 132 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas), y siendo este valor preponderante para la determinación del Peaje por Conexión del SPT de REP; en el siguiente periodo tarifario (01 de mayo 2004 a 30 de abril de 2005) las compensaciones del SPT nuevamente excederán al valor de la RAG2 por lo que el valor del peaje por conexión e ingreso tarifario serán ajustados una vez más a un valor para completar la RAG.



Teniendo en cuenta lo anteriormente explicado, se ha visto por conveniente no proponer variaciones a los valores de VNR y COyM del Sistema Principal de Transmisión concesionado a REP.

Cuadro No 9.1
VNR - REP ⁽¹⁾
(US\$)

INSTALACION	VNR
L.T. Talara - Piura Oeste	10 811 576
SE Talara - Reactor 20 MVAR	1 016 853
SE Piura Oeste - Reactor 20 MVAR	763 285
L.T. Chiclayo Oeste - Guadalupe	8 825 405
SE Chiclayo Oeste - SVC +/- 30 MVA	2 662 539
L.T. Guadalupe - Trujillo Norte	9 992 538
SE Guadalupe - Transformador 220/60/10kV; 60MVA	2 740 297
SE Guadalupe - Reactor 20 MVAR	923 769
SE Trujillo Norte - SVC +30/-20 MVAR	3 080 829
L.T. Chimbote 1 - Paramonga Nueva	19 660 513
SE Chimbote - Banco 35 MVAR	498 912
L.T. Paramonga Nueva - Zapallal	16 513 537
SE Paramonga Nueva - Reactor 40 MVAR	1 025 963
SE Huacho - Celdas en 220 kV	1 504 802
L.T. Chavarria - Santa Rosa	4 773 370
SE San Juan - Banco 45 MVAR	2 391 794
L.T. Paragsha II - Huanuco	6 355 001
L.T. Huánuco - Tingo María	6 755 563
Centro de Control	3 196 100
L.T. Cerro Verde - Mollendo	6 003 750
L.T. Tintaya - Azángaro	7 804 266
SE Tintaya - SVC -15 / +15 MVAR	3 077 791
Centro de Control Regional	238 946
SE Pachachaca - Celda en 220 kV	993 655
TOTAL VNR	121 611 054

(1) Tomado de información de OSINERG-GART correspondiente a la Fijación Tarifaria de mayo 2003

Costos de Operación y Mantenimiento

Cuadro No 9.2
COyM - REP
(US\$)

	Total
VNR	121 611 054
COyM	3 685 010
% COyM/VNR	3,03%

Liquidación Período Tarifario Mayo 2003 – Abril 2004

La liquidación anual, se ha efectuado con valores de los ingresos y tipos de cambio reales hasta el mes de noviembre 2003. Para los meses de diciembre 2003, enero 2004 y febrero 2004 se han efectuado estimaciones de los valores, por lo que la liquidación será modificada de acuerdo a los datos reales ejecutados.

El valor de la liquidación es: US\$ - 1 200 607.

Peaje por Conexión e Ingreso Tarifario

Considerando que el valor del costo anual (US\$ 18 782 251) supera el valor de la RAG2 (US\$ 12 850 913), se debe ajustar el valor del peaje por conexión más el ingreso tarifario a US\$ 12 850 913.

El detalle se presenta en el Anexo K.

9.1.1.2 ETESELVA

Valor Nuevo de Reemplazo

Cuadro No 9.3
VNR - ETESELVA ⁽¹⁾
(US\$)

INSTALACION	VNR
L.T. Vizcarra-Paramonga Nueva	16 612 184
S.E. Tingo María - Autotransformador 220/138 kV; 40 MVA	1 978 751
S.E. Tingo María - Reactor 30 MVAR	1 136 276
Total VNR	19 727 211

⁽¹⁾ Tomado de información de OSINERG-GART correspondiente a la Fijación Tarifaria de mayo 2003.

Costos de Operación y Mantenimiento

De acuerdo a lo informado por ETESELVA, los costos de operación y mantenimiento se muestran en el Cuadro No 9.4, el sustento correspondiente se encuentra en el Anexo K.

Cuadro No 9.4
COyM - ETESELVA
(US\$)

	Total
VNR	19 727 211
COyM	1 370 022
% COyM/VNR	6,94%

9.1.1.3 REDESUR

Valor Nuevo de Reemplazo

El valor nuevo de reemplazo de REDESUR para el periodo tarifario Mayo 2004 Abril 2005 se presenta en el Cuadro No 9.5 y representa el 100% del monto del contrato, tal como se estipula en la cláusula 5.2.5.1(i)(a) del Contrato BOOT donde se establece *“el VNR determinado por el organismo regulador el que será siempre igual al Monto de Inversión del Adjudicatario, ajustado en cada periodo de revisión por la variación en el Finished Goods Less Food and Energy (serie ID: WPSSOP3500) publicado por el Departamento de Trabajo de los Estados Unidos de América.”*

Cuadro No 9.5
VNR - REDESUR
(US\$)

VNR de contrato	74 480 000
Indice Anual de actualización	1,03844
VNR (Actualizado) (*)	77 342 649

(*) El VNR ha sido actualizado a octubre 2003 de manera provisional

Costos de Operación y Mantenimiento

De acuerdo a lo informado por REDESUR, los costos de operación y mantenimiento se muestran en el Cuadro No 9.6, el sustento correspondiente se encuentra en el Anexo K.

Cuadro No 9.6
COyM - REDESUR
(US\$)

	Total
VNR	77 342 649
COyM	3 268 692
% COyM/VNR	4,23%

Liquidación Periodo Tarifario 2003-2004

La liquidación del periodo tarifario 2003-2004 comprende además los ingresos dejados de percibir, el sustento correspondiente se encuentra en el Anexo K.

Cuadro No 9.7
LIQUIDACIÓN REDESUR PERIODO 2003-2004
US\$

Liquidación	9 457 811
-------------	-----------

9.1.1.4 CONSORCIO TRANSMANTARO

Valor Nuevo de Reemplazo

El VNR, ha sido actualizado con el Producer Price Index-Comodities (PPI) a Octubre del 2003, la actualización final se debe esperar al PPI de febrero del 2004, el VNR actualizado mostrado en el Cuadro No 9.8 es preliminar. El detalle se puede ver en el Anexo K.

Cuadro No 9.8
VNR - CONSORCIO TRANSMANTARO
(US\$)

VNR (Actualizado)	182 434 608
-------------------	-------------

Costos de Operación y Mantenimiento

De acuerdo a lo informado por TRANSMANTARO, los costos de operación y mantenimiento se muestran en el Cuadro No 9.9, el sustento correspondiente se encuentra en el Anexo K.

Cuadro No 9.9
COyM - CONSORCIO TRANSMANTARO
(US\$)

	Total
VNR	182 434 608
COyM	7 178 954
% COyM/VNR	3,94%

Liquidación Periodo tarifario 2003-2004

La Liquidación anual, se ha realizado con valores de ingresos y tasas de cambio reales hasta el mes de noviembre 2003, y con valores estimados de ingresos y tasas de cambio para los meses de diciembre 2003, enero y febrero 2004, por lo tanto la liquidación anual es preliminar. El detalle se puede ver en el Anexo K.

Cuadro No 9.10
LIQUIDACIÓN TRANSMANTARO PERIODO 2003-2004
US\$

Liquidación	19 695
-------------	--------

9.1.1.5 ISA PERU

Valor Nuevo de Reemplazo y COyM

De acuerdo al Contrato de Concesión de ISA Perú, se muestra en el Cuadro No 9.11, los valores de VNR y COyM de la L.T. Pachachaca-Oroya-Carhuamayo-Paragsha-Vizcarra 220 kV

Cuadro No 9.11
VNR y COyM – ISA PERU ⁽¹⁾
(US\$)

INSTALACIÓN	VNR
L.T. Pachachaca – Oroya Nueva	3 229 887
L.T. Oroya-Carhuamayo-Paragsha-Vizcarra	54 034 000
Total VNR	57 263 887
COyM	1 717 917
% COyM/VNR	3,00%

⁽¹⁾ De acuerdo al Contrato de Concesión suscrito entre ISA Perú y el Estado Peruano.

Liquidación Periodo tarifario 2003-2004

La Liquidación anual, se ha realizado con valores de ingresos y tasas de cambio reales hasta el mes de noviembre 2003, y con valores estimados de peaje por conexión, ingresos tarifarios y tipos de cambio para los meses de diciembre 2003, enero y febrero 2004, por lo tanto la liquidación anual se modificará en cuanto se tengan los valores definitivos. El detalle se puede ver en el Anexo K.

Cuadro No 9.12
LIQUIDACION ISA PERU PERIODO 2003-2004
US\$

Liquidación	-21 871
-------------	---------

9.1.1.6 SAN GABAN TRANSMISION

De acuerdo a lo determinado por el OSINERG, se muestra en el Cuadro No 9.13, los valores de VNR y COyM de la Celda en 138 kV de la S.E. Azángaro.

Cuadro No 9.13
VNR y COyM - SAN GABAN TRANSMISION ⁽¹⁾
(US\$)

INSTALACIÓN	VNR
VNR S.E: Azangaro - Celda en 138 kV	708 490
COyM	21 468
% COyM/VNR	3,03%

⁽¹⁾ Tomado de información de OSINERG-GART correspondiente a la Fijación Tarifaria de mayo 2003

9.1.1.7 EGEMSA TRANSMISION

De acuerdo a lo determinado por el OSINERG, se muestra en el Cuadro No 9.14, los valores de VNR y COyM de la L.T. Dolorespata – Quencoro en 138 kV.

Cuadro No 9.14
VNR y COyM - EGEMSA TRANSMISION ⁽¹⁾
(US\$)

INSTALACIÓN	VNR
L.T. Dolorespata – Quencoro en 138 kV	1 748 456
COyM	52 981
% COyM/VNR	3,03%

(1) Tomado de información de OSINERG-GART correspondiente a la Fijación Tarifaria de mayo 2003.

En el Cuadro No 9.15 se muestra el cuadro resumen del VNR del Sistema Principal de Transmisión.

**Cuadro No 9.15
VNR DEL SISTEMA PRINCIPAL - SEIN**

CÓDIGO INSTALACIÓN	DE SUBESTACIÓN	A SUBESTACIÓN	TITULAR	VNR (US\$)
L-248	Talara	Piura Oeste	REP	10 811 576
SE Talara	Reactor 20 MVAR		REP	1 016 853
SE Piura Oeste	Reactor 20 MVAR		REP	763 285
L-236	Chiclayo Oeste	Guadalupe	REP	8 825 405
SE Chiclayo Oeste	SVC +/- 30 MVA		REP	2 662 539
L-234	Guadalupe	Trujillo Norte	REP	9 992 538
SE Guadalupe	Transformador 220/60/10KV, 60MVA		REP	2 740 297
SE Guadalupe	Reactor 20 MVAR		REP	923 769
SE Trujillo Norte	SVC -30/-20 MVAR		REP	3 080 829
L-215	Chimbote 1	Paramonga Nueva	REP	19 660 513
SE Chimbote	Banco 35 MVAR		REP	498 912
L-213	Paramonga Nueva	Zapallal	REP	16 513 537
SE Paramonga Nueva	Reactor 40 MVAR		REP	1 025 963
SE Huacho	Celdas en 220 kV		REP	1 504 802
L-2003 L-2004	Chavarría	Santa Rosa	REP	4 773 370
SE San Juan	Banco 45 MVAR		REP	2 391 794
L-120	Paragsha II	Huánuco	REP	6 355 001
L-121	Huánuco	Tingo María	REP	6 755 563
ETECEN	Centro de Control		REP	3 196 100
L-1019	Cerro Verde	Mollendo	REP	6 003 750
L-1006A	Tintaya	Azángaro	REP	7 804 266
SE Tintaya	SVC -15 / +15 MVAR		REP	3 077 791
ETESUR	Centro de Control Regional		REP	238 946
SE Pachachaca	Celda en 220 kV		REP	993 655
SE Azángaro	Celda en 138 kV		SAN GABÁN	708 490
L-1005A	Dolorespata	Quencoro	EGEMSA	1 748 456
SE Tingo María	Reactor 30 MVAR		ETESSELVA	1 136 276
SE Tingo María	Autotransformador 220/138 kV; 40 MVA		ETESSELVA	1 978 751
L-253	Vizcarra	Paramonga Nueva	ETESSELVA	16 612 184
L-2025 L-2026	Socabaya	Montalvo	REDESUR	77 342 649
L-2029	Montalvo	Tacna	REDESUR	
L-2030	Montalvo	Puno	REDESUR	
L-2053 L-2054	Mantaro	Socabaya	TRANSMANTARO	182 434 608
L-224	Pachachaca	Oroya Nueva	ISA	3 229 887
L-22259 L-22258 L-2254	Oroya-Carhuamayo-Paragsha-Vizcarra		ISA	54 034 000
REP				121 611 054
SAN GABÁN TRANSMISIÓN				708 490
EGEMSA TRANSMISIÓN				1 748 456
ETESSELVA				19 727 211
REDESUR				77 342 649
TRANSMANTARO				182 434 608
ISA				57 263 887
TOTAL SEIN				460 836 355

⁽¹⁾ Incluye el ajuste señalado en el contrato BOOT

En el Cuadro No 9.16 se muestra el cuadro resumen del COyM del Sistema Principal de Transmisión.

Cuadro No 9.16
COyM DEL SISTEMA PRINCIPAL - SEIN

EMPRESA DE TRANSMISIÓN	COSTO DE OyM (US\$/Año)
REP	3 685 010
SAN GABÁN TRANSMISIÓN	21 468
EGEMSA TRANSMISIÓN	52 981
ETESSELVA	1 370 022
REDESUR	3 268 692
TRANSMANTARO	7 178 954
ISA	1 717 917
TOTAL SEIN	17 295 044

9.2 CALCULO DEL INGRESO TARIFARIO Y DEL PEAJE DE CONEXION

Cuadro No 9.17
INGRESOS TARIFARIOS - SEIN

CÓDIGO INSTALACIÓN	DE SUBESTACIÓN	A SUBESTACIÓN	IT ENERGÍA (US\$/Año)	IT POTENCIA (US\$/Año)
L-248	Talara	Piura Oeste	0	0
L-236	Chiclayo Oeste	Guadalupe	0	0
L-234	Guadalupe	Trujillo Norte	0	0
SE Guadalupe	Transformador 220/60/10kV, 60MVA		25	0
L-215	Chimbote 1	Paramonga Nueva	0	0
L-213	Paramonga Nueva	Zapallal	19 401	0
L-2003 L-2004	Chavaria	Santa Rosa	54 030	0
L-120	Paragsha II	Huánuco	82	0
L-121	Huánuco	Tingo María	405	8 561
L-1019	Cerro Verde	Mollendo	0	1 860
L-1006A	Tintaya	Azángaro	5 913	45 878
SE Azágaro	Celda de LT en 138 kV		537	4 165
L-1005A	Dolorespata	Quencoro	1	0
SE Tingo María	Autotransformador 220/138 kV; 40 MVA		12	0
L-253	Vizcarra	Paramonga Nueva	44 502	14 527
L-2025 L-2026	Socabaya	Montalvo	5	0
L-2029	Montalvo	Tacna	136	4 788
L-2030	Montalvo	Puno	9 955	13 221
L-2053 L-2054	Mantaro	Socabaya	0	0
L-224	Pachachaca	Oroya Nueva	1 853	8 581
L-22259 L-22258 L-	Oroya-Carhuamayo-Paragsha-Vizcarra		20 458	7 794

**Cuadro No 9.18
CALCULO DE PEAJE UNITARIO
Período mayo 2004-abril 2005**

EMPRESA DE TRANSMISIÓN	COSTO ANUAL (US\$/Año)	LIQUIDACIÓN ANUAL (US\$/Año)	AJUSTE POR RAG (US\$/Año)	INGRESO TARIFARIO (US\$/Año)	PEAJE ANUAL (US\$/Año)	PEAJE UNITARIO (US\$/kW-Año)
REP	18 782 251		12 850 913	136 156	12 714 757	4,442
SAN GABÁN TRANSMISIÓN	109 423			4 702	104 721	0,037
EGEMSA TRANSMISIÓN	270 041			1	270 040	0,094
ETESELVA	3 819 030			59 040	3 759 990	1,313
REDESUR	12 870 291	9 457 811		28 105	22 299 997	7,790
TRANSMANTARO	29 827 054	19 695		0	29 846 749	10,426
ISA	8 826 865	-21 671		38 696	8 766 308	3,052
TOTAL ⁽¹⁾						27,165

(1) No incluye la Garantía por Red Principal del Proyecto Camisea

Máxima Demanda 2004 : 3101 MW

Factor de MD Clientes: 0.9231

Máxima Demanda Ventas : 2863 MW



9.3 PRECIOS EN BARRA

Para la determinación de los precios en las Barras de Referencia del SEIN se ha seguido el procedimiento señalado en el artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Con los factores de pérdidas marginales de potencia y energía se han calculado los precios básicos de potencia y energía en las barras del sistema, tomando como barra de referencia de potencia y energía la barra Santa Rosa.

A los precios básicos de potencia antes indicados se les ha sumado el Peaje de Conexión del Sistema Principal de Transmisión.

Estos precios constituyen los precios en barra de potencia de punta y de energía en las diferentes barras del sistema de transmisión.

En el cuadro No 9.19 se muestran los precios en barra, para el período mayo – octubre 2004.

Cabe precisar que, de acuerdo con el D.S. N° 046-2002-EM Artículo 4°, el cargo por Garantía por Red Principal del Proyecto Camisea, para la fijación tarifaria de mayo 2004, es de 2,5 US\$/kW-mes igual a 31,62 US\$/kW-año, y dicho cargo de acuerdo a la Resolución N° 1464-2002-OS/CD, debe ser adicionado al PCSPT, lo que arroja un total de 58,78 US\$/kW-año.

En el Anexo L se muestra las hojas de cálculo respectivas, las que se remiten por medio magnético.

Cuadro No 9.19
PRECIOS EN BARRA - SEIN
Período mayo - octubre 2004

BARRAS BASE	PPM US\$/Wh-año	PCSPT ⁽¹⁾ US\$/Wh-año	PPB US\$/Wh-año	PEMP ctr. US\$/kWh	PEMF ctr. US\$/kWh
Talera	81,96	58,78	140,74	3,40	2,71
Piura Oeste	80,80	58,78	139,58	3,42	2,71
Chiclayo Oeste	78,02	58,78	134,80	3,40	2,68
Guadalupe 220	74,61	58,78	133,39	3,41	2,68
Guadalupe 60	74,52	58,78	133,30	3,41	2,68
Trujillo Norte	73,05	58,78	131,84	3,41	2,67
Chimbote I	70,93	58,78	129,71	3,37	2,64
Paramonga	70,46	58,78	129,24	3,42	2,69
Huacho	70,93	58,78	129,71	3,46	2,61
Zapallar	71,52	58,78	130,30	3,53	2,61
Ventania	71,83	58,78	130,61	3,55	2,63
Chavaria	72,06	58,78	130,84	3,57	2,63
Santa Rosa	72,13	58,78	130,91	3,61	2,64
San Juan	72,32	58,78	131,10	3,62	2,64
Independencia	69,97	58,78	129,75	3,46	2,60
Ica	71,06	58,78	129,94	3,48	2,62
Marcena	73,24	58,78	132,02	3,53	2,66
Marcara	65,45	58,78	124,23	3,20	2,52
Huaycachi	67,05	58,78	125,83	3,29	2,54
Pachacaca	68,56	58,78	127,34	3,22	2,57
Huancavelica	66,64	58,78	125,42	3,27	2,54
Callahuenco ELP	69,70	58,78	128,48	3,28	2,59
Cajamarca I	71,37	58,78	130,15	3,47	2,62
Hualanca 138	64,72	58,78	123,51	3,23	2,56
Viccar	69,61	58,78	128,39	3,34	2,57
Tingo Maria 220	66,34	58,78	125,12	3,25	2,50
Aguylla 220	64,67	58,78	123,45	3,21	2,47
Pucallpa 60	67,84	58,78	126,62	3,25	2,49
Tingo Maria 138	66,14	58,78	124,52	3,22	2,49
Huánuco 138	68,26	58,78	127,04	3,26	2,53
Paragsha II 138	69,16	58,78	127,94	3,26	2,55
Oroya Nueva 220	68,82	58,78	127,60	3,23	2,57
Oroya Nueva 50	69,21	58,78	127,99	3,24	2,59
Carhuamayo 138	66,51	58,78	125,39	3,22	2,53
Carpa 138	68,64	58,78	127,62	3,23	2,55
Machupiccha	64,51	58,78	113,29	2,95	2,26
Cachimayo	58,14	58,78	116,52	2,93	2,33
Doñospaca	57,87	58,78	116,75	2,94	2,34
Quencero	57,91	58,78	116,69	2,94	2,34
Combasata	59,67	58,78	118,45	3,02	2,40
Tinlaya	61,40	58,78	120,19	3,10	2,48
Ayahu	59,31	58,78	118,09	3,06	2,44
Azángaro	58,19	58,78	116,97	3,02	2,42
Juliaca	62,31	58,78	121,09	3,13	2,49
Puno 138	63,66	58,78	122,43	3,17	2,51
Puno 220	63,73	58,78	122,51	3,17	2,52
Callali	62,51	58,78	121,29	3,15	2,51
Sarhuano	63,30	58,78	122,08	3,18	2,52
Sacabaya 138	64,57	58,78	123,35	3,20	2,54
Sacabaya 220	64,53	58,78	123,31	3,20	2,54
Cerro Verde	64,84	58,78	123,62	3,20	2,54
Repattición	64,87	58,78	123,65	3,21	2,55
Molende	65,34	58,78	124,12	3,21	2,55
Montabo 220	64,58	58,78	123,35	3,20	2,54
Montabo 138	64,56	58,78	123,34	3,20	2,54
Ilo 138	65,36	58,78	124,14	3,21	2,55
Bollaca 138	65,30	58,78	124,08	3,22	2,55
Taquepala	65,36	58,78	124,14	3,23	2,56
Arcota 138	65,30	58,78	124,08	3,22	2,56
Arcota 60	65,26	58,78	124,04	3,22	2,56
Tarma 220	64,33	58,78	123,11	3,21	2,55
Tarma 60	63,80	58,78	122,58	3,22	2,55

(1) Incluye la Garantía por Red Principal de proyecto Combas