DATOS RESOLUCION N° 1322-2002 OS/CD

Peaje por Conexión	S/.	36,767,024.00
Ingreso Tarifario Esperado	S/.	71,501.00
Costo Total de Transmision	S/.	36,838,525.00
Tasa de actualización		12%
Tipo de Cambio		3.446
Costo Total Transmision	$	10,690,227.80

AÑO	MESES DEL PERIODO 2002-2003		TIPO DE CAMBIO S/. / US $	Compensacion Mensual Efectuada por el COES-SINAC		Valor Presente a Febrero 28/2004
				TOTAL S/.	TOTAL US $	
2002	1	Marzo	3.441	2,993,403.85	869,922.65	965,155.21
	2	Abril	3.450	2,968,557.42	860,451.43	945,673.84
	3	Mayo	3.464	2,898,424.02	836,727.49	910,956.32
	4	Junio	3.546	2,909,720.81	820,564.24	884,961.96
	5	Julio	3.570	2,903,621.38	813,339.32	868,924.98
	6	Agosto	3.567	2,903,621.38	814,023.38	861,481.37
	7	Septiembre	3.616	3,040,471.44	840,838.34	881,495.33
	8	Octubre	3.601	3,055,677.00	848,563.45	881,232.15
	9	Noviembre	3.501	3,055,677.00	872,801.20	897,883.19
	10	Diciembre	3.487	3,055,677.00	876,305.42	893,014.48
2003	11	Enero	3.485	2,979,376.69	854,914.40	863,026.51
	12	Febrero	3.478	2,971,201.63	854,284.54	854,284.54
		TOTAL				10,708,089.88

PERIODO DEL 1° MARZO 2002 al 30 ABRIL 2003

aVNR de Contrato (74'480,000) actualizado	9,525,447
COyM de Contrato (74'480,000)	3,019,023
Total anual	12,544,469
Periodo en horas	8,760
Costo Periodo de Operación	9,525,447
Costo Periodo por COyM	3,019,023
Liquidación Periodo Anterior	4,166,433
Costo Total Periodo	16,710,903
Factor de Actualizacion (Marzo 2003/Abril 1999)	1.03020
Total Actualizado	16,710,903
Liquidacion Efectuada por REDESUR a Solictud de OSINERG-GART	10,708,090
Diferencia	6,002,813
Saldo de Diferencia a favor de REDESUR	6,002,813
Actualizado a Febrero 2004	6,723,151
Saldos anteriores a Febrero 2003 no liquidado por OSINERG-GART	6,723,151

DATOS RESOLUCION N° 099-2003 OS/CD

Peaje por Conexión	S/.	37,923,503
Ingreso Tarifario Espera	S/.	191,275
Costo Total de Transmis	S/.	38,114,778
Tasa de actualización		12%
Tipo de Cambio		3.475
Costo Total Transmision	$	10,968,281

PERIODO DE OPERACIÓN

Periodo 1:	Operación con Resolución 1322-2002	2,928 horas
Periodo 2:	Operación con Resolución 099-2003	5,856 horas

Costo de la Operación

Periodo 1:	2,928	10,690,228	3,573,172
Periodo 2:	5,856	10,968,281	7,312,188
			10,885,360

PERIODO OCTUBRE 2000 - FEBRERO 2001

aVNR Primera Etapa (25% Inversion) actualizado	2,357,564
COyM Primera Etapa (25 % Inversion)	130
Total anual	2,357,694
Periodo en horas	3,101
Costo Periodo de Operación	834,567
Costo Periodo por COyM	402,186
Costo Total Periodo	1,236,753
Factor de Actualizacion (Octu 2000/Abril 1999)	1.01990
Total Actualizado	1,236,753
Liquidacion Efectuada por COES-SINAC	941,768
Diferencia	294,985
Saldo de Diferencia	294,985
Total	294,985
Actualizado a Febrero 2002 (Deuda a favor de REDESUR)	330,383

PERIODO DEL 1° MARZO al 15 MARZO 2001

aVNR Primera Etapa (25% Inversion) actualizado	2,357,564
COyM Primera Etapa (25 % Inversion)	130
Total anual	2,357,694
Periodo en horas	320
Costo Periodo de Operación	86,121
Costo Periodo por COyM	41,503
Costo Total Periodo	127,624
Factor de Actualizacion (Abril 2001/Abril 1999)	1.01990
Total	127,624
Total Actualizado	142,938

PERIODO DEL 15 MARZO al 30 ABRIL 2001

aVNR de Contrato (74'480,000) actualizado	9,487,370
COyM de Contrato (base de 74'480,000)	130
Total anual	9,487,500
Periodo en horas	1,144
Costo Periodo de Operación	1,238,990
Costo Periodo por COyM	148,372
Costo Total Periodo	1,387,362
Factor de Actualizacion (Abril 2001/Abril 1999)	1.02608
Total	1,387,362
Total Actualizado	1,553,845

PERIODO DEL 1° MAYO 2001 al ABRIL 2002

aVNR de Contrato (74'480,000) actualizado	9,487,370
COyM de Contrato (base de 74'480,000)	2,958,225
Total anual	12,445,595
Periodo en horas	8,760
Costo Periodo de Operación	9,487,370
Costo Periodo por COyM	2,958,225
Costo Total Periodo	12,445,595
Factor de Actualizacion (Marzo 2002/Abril 1999)	1.02608
Total Actualizado	12,445,595

TOTAL A LIQUIDAR A ABRIL 2,002

De Octubre 2000 a febrero 2001	330,383
Del 1° Marzo 2001 al 14 de Marzo 2001	142,938
Del 14 de Marzo 2001 al 30de Abril 2001	1,553,845
Del 1° Mayo 2001 al 28 Febrero 2002	12,445,595
Monto a Liquidar	14,472,761

Liquidacion Efectuada por COES-SINAC	10,752,731
Diferencia a Febrero 2002	3,720,030
Actualizado a Febrero 2003	4,166,433

AÑO	MESES DEL PERIODO 2003-2004		TIPO DE CAMBIO S/. / US $	Compensacion Mensual Efectuada por el COES-SINAC		Valor Presente a Febrero 28/2004
				TOTAL S/.	TOTAL US $	
2003	1	Marzo	3.462	2,945,417	850,784.93	943,922.43
	2	Abril	3.475	2,942,655	846,807.13	930,678.17
	3	Mayo	3.474	3,004,333	864,805.08	941,524.77
	4	Junio	3.471	3,003,312	865,258.37	933,163.67
	5	Julio	3.482	3,010,390	864,557.58	923,643.62
	6	Agosto	3.480	3,011,148	865,272.37	915,718.20
	7	Septiembre	3.479	3,011,148	865,521.08	907,371.55
	8	Octubre	3.475	3,014,148	867,380.66	900,773.80
	9	Noviembre	3.475	3,011,148	866,517.36	891,418.77
	10	Diciembre (■)	3.475	3,014,148	867,380.66	883,919.55
2004	11	Enero (■)	3.475	3,014,148	867,380.66	875,611.06
	12	Febrero (■)	3.475	3,014,148	867,380.66	867,380.66
		TOTAL				**10,915,126.26**

■ provisional

PERIODO DEL 1° MARZO 2003 al 28 FEBRERO 2004

aVNR de Contrato (74'480,000) actualizado	9,576,215
COyM de Contrato (74'480,000)	3,060,235
Total anual	12,636,450
Periodo en horas	
Costo Periodo de Operación	9,576,215
Costo Periodo por COyM	3,060,235
Liquidación Periodo Anterior	6,723,151
Costo Total Periodo	19,359,600
Factor de Actualizacion (Marzo 2003/Abril 1999)	1.03569
Total Actualizado	19,359,600
Liquidacion Efectuada por REDESUR a Solictud de OSINERG-GART	10,915,126.26
Diferencia	8,444,474
Liquidacion Efectuada por OSINERG-GART	
Saldo de Diferencia a favor de REDESUR	8,444,474
Actualizado a Febrero 2004	9,457,811

PERIODO DEL 1° MARZO 2004 a ABRIL 2005

aVNR de Contrato (74'480,000) actualizado	9,601,599
COyM de Contrato (74'480,000)	3,268,692
Total anual	12,870,291
Periodo en horas	8,760
Costo Periodo de Operación	9,601,599
Costo Periodo por COyM	3,268,692
Costo Total Periodo	12,870,291
Factor de Actualizacion (Marzo 2004/Abril 1999) provisional (■)	1.03844
Total Actualizado	12,870,291
Liquidacion Total	9,457,811
aVNR para Periodo Tarifario Mayo 2004-Abril 2005	**22,328,102**

■ provisional

CALCULO TARIFA

VNR= Precio de la Oferta en la Fecha de Cierre

VNR
74,480,000

VNR Sistema Principal

Periodo Tarifario		VNR				Indice IPP			
		Inicio		Final		Inicio		Final	
Inicio	Final	Fecha	VNR	Fecha	VNR	Fecha	Indice	Fecha	Indice
May-00	Abr-01	Abr-99	74,480,000	Mar-00	75,962,443	Abr-99	145.7	Oct-00	148.6
May-01	Abr-02	Mar-00	75,962,443	Mar-01	76,422,512	Oct-00	148.6	Mar-01	149.5
May-02	Abr-03	Mar-01	76,422,512	Mar-02	76,729,224	Mar-01	149.5	Mar-02	150.1
May-03	Abr-04	Mar-02	76,729,224	Mar-03	77,138,174	Mar-02	150.1	Mar-03	150.9
May-04	Abr-05	Mar-03	77,138,174	Mar-04	77,342,649	Mar-03	150.9	Mar-04	151.3

Provisional Octu. 2003

Costes de Operación Y Mantenimiento

Periodo Tarifario		Co&M Sist. Principal					
Inicio	Final	Presupuesto	Adiciones	IO	VFIO	IG	Co&M Final
May-00	Abr-01	446,586	0	446,586	475,111	116,949	592,060
May-01	Abr-02	2,283,433	0	2,283,433	2,429,287	528,938	2,958,225
May-02	Abr-03	2,283,433	53,198	2,336,631	2,485,883	533,140	3,019,023
May-03	Abr-04	2,283,433	88,261	2,371,694	2,523,186	537,049	3,060,235
May-04	Abr-05	2,371,694	0	2,558,294	2,721,705	546,987	3,268,692

Ingreso Periodo Tarifario		CTT/ horas			CTT				
		1 ª Etapa	2ª Etapa	Total	Inversion			CO&M	Total $
Inicio	Final				1 ª Etapa	2ª Etapa	Total $		
May-00	Abr-01	3,421	1,144	8,760	920,688	1,238,990	2,159,678	592,060	2,751,738
May-01	Abr-02						9,487,370	2,958,225	12,445,595
May-02	Abr-03						9,525,447	3,019,023	12,544,469
May-03	Abr-04						9,576,215	3,060,235	12,636,450
May-04	Abr-05						9,601,599	3,268,692	12,870,291

Liquidación

Ingreso Periodo Tarifario		CTT	IR	Diferencia	VP Feb n+1
Inicio	Final				
May-00	Abr-01	2,751,738	941,768	1,809,970	2,027,167
May-01	Abr-02	14,472,762	10,752,731	3,720,030	4,166,434
May-02	Abr-03	16,710,903	10,708,090	6,002,813	6,723,151
May-03	Abr-04	19,359,601	10,915,126	8,444,474	9,457,811
May-04	Abr-05	22,328,103			

IO = Valor del Periodo
VFIO = Valor del dinero en el tiempo
IG = Ingreso por Fee Gestión del Operador Estratégico
CTT = Costo Toatal Transmisión
VP = Valor Qctualizado al Mes de Febrero
TC = Tipo de Cambio

Periodo Tarifario						
	Inicio	Final				
	Mar-00	Feb-01				
		T.C.	Soles	Dólares	Ajuste	VP Feb 01
11	marzo					
10	abril					
9	mayo					
8	junio					
7	julio					
6	agosto					
5	septiembre					
4	octubre	3.535	0.00	0	1.038499	0
3	noviembre	3.521	817,689.05	232,232	1.028737	238,906
2	diciembre	3.521	817,689.05	232,232	1.019068	236,660
1	enero	3.531	817,689.05	231,574	1.009489	233,772
0	febrero	3.518	817,689.05	232,430	1.000000	232,430
			3,270,756.20	928,468.54		941,767.75

Mar-01	Feb-02					
		T.C.	Soles	Dólares	Ajuste	VP Feb 02
11	marzo	3.543	2,462,494.20	695,031	1.109472	771,118
10	abril	3.603	3,135,343.65	870,204	1.099044	956,392
9	mayo	3.513	3,033,752.77	863,579	1.088713	940,190
8	junio	3.510	3,033,752.77	864,317	1.078480	932,148
7	julio	3.493	3,033,752.77	868,524	1.068343	927,881
6	agosto	3.502	3,033,752.77	866,291	1.058301	916,797
5	septiembre	3.463	3,033,752.77	876,048	1.048353	918,407
4	octubre	3.444	3,001,966.86	871,651	1.038499	905,209
3	noviembre	3.432	2,969,073.16	865,115	1.028737	889,976
2	diciembre	3.473	2,957,302.19	851,512	1.019068	867,749
1	enero	3.475	2,961,872.39	852,337	1.009489	860,425
0	febrero	3.451	2,990,088.39	866,441	1.000000	866,441
	Total		35,646,905	10,211,050		10,752,731

Mar-02	Feb-03					
		T.C.	Soles	Dólares	Ajuste	VP Feb 03
11	marzo	3.441	2,993,404	869,923	1.109472	965,155
10	abril	3.450	2,968,557	860,451	1.099044	945,674
9	mayo	3.464	2,898,424	836,727	1.088713	910,956
8	junio	3.546	2,909,721	820,564	1.078480	884,962
7	julio	3.570	2,903,621	813,339	1.068343	868,925
6	agosto	3.567	2,903,621	814,023	1.058301	861,481
5	septiembre	3.616	3,040,471	840,838	1.048353	881,495
4	octubre	3.601	3,055,677	848,563	1.038499	881,232
3	noviembre	3.501	3,055,677	872,801	1.028737	897,883
2	diciembre	3.487	3,055,677	876,305	1.019068	893,014
1	enero	3.485	2,979,377	854,914	1.009489	863,027
0	febrero	3.478	2,971,202	854,285	1.000000	854,285
	Total		35,735,430	10,162,736		10,708,090

Mar-03	Feb-04					
		T.C.	Soles	Dólares	Ajuste	VP Feb 04
11	marzo	3.462	2,945,417	850,785	1.109472	943,922
10	abril	3.475	2,942,655	846,807	1.099044	930,678
9	mayo	3.474	3,004,333	864,805	1.088713	941,525
8	junio	3.471	3,003,312	865,258	1.078480	933,164
7	julio	3.482	3,010,390	864,558	1.068343	923,644
6	agosto	3.480	3,011,148	865,272	1.058301	915,718
5	septiembre	3.479	3,011,148	865,521	1.048353	907,372
4	octubre	3.475	3,014,148	867,381	1.038499	900,774
3	noviembre	3.475	3,011,148	866,517	1.028737	891,419
2	diciembre	3.475	3,014,148	867,381	1.019068	883,920
1	enero	3.475	3,014,148	867,381	1.009489	875,611
0	febrero	3.475	3,014,148	867,381	1.000000	867,381
	Total		35,996,141	10,359,047		10,915,126

Gastos Contrato de Gestión Operador Estratégico

Periodo Tarifario						
Inicio	Final	Transmisión	Operación	Total (IT)	Fee Gestión	% IT
May-00	Abr-01	2,159,678	592,060	2,751,738	116,949	4.25%
May-01	Abr-02	9,487,370	2,958,225	12,445,595	528,938	4.25%
May-02	Abr-03	9,525,447	3,019,023	12,544,469	533,140	4.25%
May-03	Abr-04	9,576,215	3,060,235	12,636,450	537,049	4.25%
May-04	Abr-05	9,601,599	3,268,692	12,870,291	546,987	4.25%

(Importes en US$).

Impuesto a las Transacciones Financieras ITF

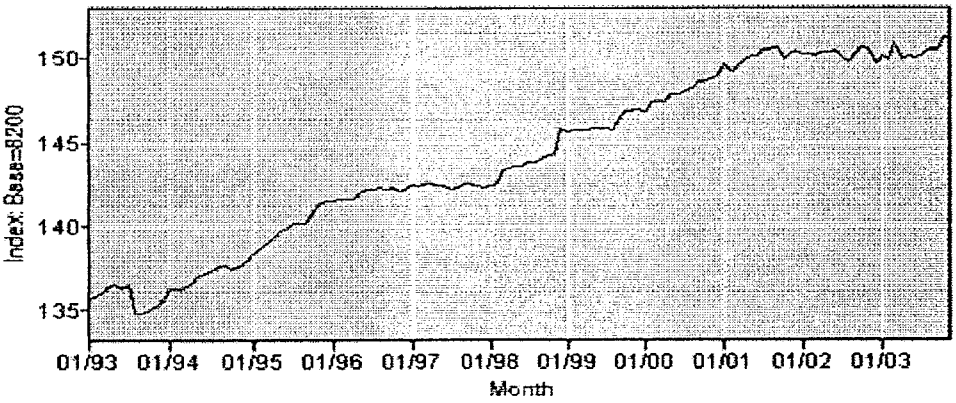
Periodo Tarifario				
Inicio	Final	Concepto	Tasa ITF	ITF
May-04	Abr-05	25,212,142	0.0075	189,091

Change Output Options: From: 1993 To: 2003 GO

include graphs NEW! More Formatting Options

Data extracted on: December 24, 2003 (11:03:04 AM)
Producer Price Index-Commodities

Series Id: WPSSOP3500
Seasonally Adjusted
Group: Stage of processing
Item: Finished goods less food and energy
Base Date: 8200



Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
1993	135.6	135.9	136.1	136.5	136.6	136.4	136.6	134.9	134.9	135.0	135.3	135.7	
1994	136.3	136.3	136.4	136.6	137.0	137.2	137.3	137.6	137.7	137.4	137.6	137.9	
1995	138.4	138.7	139.0	139.3	139.7	139.8	140.2	140.2	140.2	141.0	141.3	141.5	
1996	141.5	141.6	141.6	141.6	142.0	142.2	142.2	142.3	142.2	142.3	142.1	142.3	
1997	142.5	142.4	142.6	142.6	142.4	142.4	142.2	142.3	142.6	142.6	142.4	142.3	
1998	142.4	142.6	143.3	143.4	143.5	143.5	143.8	143.8	144.0	144.2	144.3	145.8	
1999	145.6	145.7	145.7	145.7	145.8	145.8	145.8	145.7	146.5	146.9	146.9	147.0	
2000	146.8	147.3	147.4	147.4	147.8	147.8	148.0	148.2	148.6	148.6	148.8	149.0	
2001	149.6	149.2	149.5	149.8	150.1	150.1	150.5	150.5	150.7	149.9	150.2	150.4	
2002	150.2	150.2	150.1	150.3	150.3	150.4	150.0	149.8	150.2	150.7	150.5	149.6	
2003	150.1	149.9	150.9	149.9	150.1	150.0	150.2	150.5(P)	150.5(P)	151.3(P)	151.2(P)		

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

K4: VNR, COyM Y LIQUIDACIÓN DE TRANSMANTARO.

17-16,

T-00-08

COES-SINAC
RECIBIDO
12 DIC. 2003
REGISTRO NRO. 2559
DIRECCION DE OPERACIONES

Consorcio TransMantaro S.A.

Av. Santo Toribio N° 195
San Isidro, Lima 27
Telf.: (511) 221-3434 Fax: (511) 221-3118
e-mail: mantaro@ctm-hqi.com.pe

GG-212-2003

11 de diciembre de 2003

Ing. Jaime Guerra Montes de Oca
Director de Operaciones
COES – SINAC
Presente

Asunto: ***Datos para el Estudio Técnico Económico de Fijación Tarifaria - Mayo 2004***

De nuestra mayor consideración:

En cumplimiento del cronograma de actividades del "Estudio Técnico de Determinación de Precios de Potencia y Energía en Barras, Fijación Tarifaria de Mayo del 2004", que esta preparando el COES, le alcanzamos a usted los siguientes datos a ser considerados:

Resumen

Item	Dato	Total US $
1.0	VNR (Actualizado)	182,434,607.67
2.0	COyM	7,324,732.18
3.0	LA (liquidación anual)	19,695.03

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, esta actualización de nuestro VNR es entonces preliminar. El detalle se puede ver en el cuadro N° 1 adjunto.

Así mismo estamos proponiendo un nuevo Costo de Operación y Mantenimiento para el año 2004 que asciende a US $ 7,324,732.18, el detalle se ve en el formulario: CTE-SPT-COyM-TOT adjunto.

La Liquidación anual (LA), la hemos practicando, 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, entonces la liquidación anual (LA) es preliminar. El detalle se puede ver en el cuadro N° 2 adjunto.

Sin otro en particular, quedo de usted.

Atentamente,

Gilles Bellemare
Gerente General
Consorcio Transmantaro S.A.

c.c. GOyM

12 DIC. 2003

DOA	DEV	OA
DES 18	DTR	OI
DPC	CCO	AL

1 PREP. RPTA	6 ATENDER
2 OPINAR	7 INFORMAR
3 REVISAR	8 CONOCIMIENTO Y FINES
4 COORDINAR	9 DIFUNDIR
5 CONVERSAR	10 ARCHIVAR
	11 COPIA

1673

El valor del COyM ha sido rectificado por la carta GG-001-2004 del 07-Ene-2004

T.00.08 12.43 H

consorcio TransMantaro S. A.

Av. Santo Toribio Nº 195
San Isidro, Lima 27
Telf.: (511) 221-3434 Fax: (511) 221-3118
e-mail: mantaro@ctm-hqi.com.pe

GG-228-2003

19 de diciembre de 2003

COES - SINAC
RECIBIDO
19 DIC. 2003
REGISTRO 2613
DIRECCION DE OPERACIONES

Ing. Jaime Guerra Montes de Oca
Director de Operaciones
COES – SINAC
Lima

Asunto: Informe Final
Estudio de Técnico Económico de la Fijación Tarifaria de Mayo 2004

De nuestra mayor consideración:

En cumplimiento del cronograma de actividades del "Estudio Técnico de Determinación de Precios de Potencia y Energía en Barras, Fijación Tarifaria de Mayo del 2004", adjunto a la presente remito a usted el Informe Final del Sistema Principal de Transmisión en 220 Kv. Mantaro – Socabaya, en versión impresa y digital, para su integración al citado Estudio y posterior presentación a OSINERG-GART.

El presente informe tiene por objeto modificar la compensación del Costo Estándar de Operación y Mantenimiento del Sistema Principal de Transmisión Mantaro-Socabaya derivadas por variaciones de mercado de los costos estándares establecidos por OSINERG-GART en el año 2000.

Sin otro en particular, quedo de usted.

Atentamente,

Gilles Bellemare
Gerente General

Adj. 1 inf., 1 CD

cc: Y. Pleau, HQI-SP

19 DIC. 2003

DOA	DEV	OA
DES	DTR	OI
DPC	CCO	AL

1 PREP. RPTA	6 ATENDER
2 OPINAR	7 INFORMAR
3 REVISAR	8 CONOCIMIENTO Y FINES
4 COORDINAR	9 DIFUNDIR
5 CONVERSAR	10 ARCHIVAR
	11 COPIA

1674

Consorcio TransMantaro S. A.

Av. Santo Toribio N° 195
San Isidro, Lima 27
Telf.: (511) 221-3434 Fax: (511) 221-3118
e-mail: mantaro@ctm-hqi.com.pe

T.00.08

COES - SINAC
RECIBIDO 07 ENE. 2004
REGISTRO N° 042
DIRECCION DE OPERACIONES

GG-001-2004

07 de enero del 2004

Ing. Jaime Guerra Montes de Oca
Director de Operaciones
COES – SINAC
Presente

Asunto: ***Datos para el Estudio Técnico Económico de Fijación Tarifaria - Mayo 2004***

De nuestra mayor consideración:

En cumplimiento del cronograma de actividades del "Estudio Técnico de Determinación de Precios de Potencia y Energía en Barras, Fijación Tarifaria de Mayo del 2004", que esta preparando el COES y complementando nuestra GG-229 y GG-228, hemos recalculado el monto del Anexo 8 Impuesto a las Transacciones Financieras (ITF), consecuentemente se modifico el Anexo 3 Resumen COyM y el Informe Final. Por lo tanto, le alcanzamos a usted los siguientes datos consolidados a ser considerados:

Resumen

Item	Dato	Total US $
1.0	VNR (Actualizado)	182,434,607.67
2.0	COyM	7,178,954.21
3.0	LA (liquidación anual)	19,695.03

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, esta actualización de nuestro VNR es entonces preliminar. El detalle se puede ver en el cuadro N° 1 adjunto.

Así mismo estamos proponiendo un nuevo Costo de Operación y Mantenimiento para el año 2004 que asciende a US $ 7,178,954.21 el detalle se ve en el formulario: CTE-SPT-COyM-TOT adjunto.

La Liquidación anual (LA), la hemos practicando, 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, entonces la liquidación anual (LA) es preliminar. El detalle se puede ver en el cuadro N° 2 adjunto.

Sin otro en particular, quedo de usted.

07 ENE. 2004

DOA	DEV	OA
DES 6	DTR	OI
DPC	CCO	AL

1 PREP. RPTA	6 ATENDER
2 OPINAR	7 INFORMAR
3 REVISAR	8 CONOCIMIENTO Y FINES
4 COORDINAR	9 DIFUNDIR
5 CONVOCAR	10 ARCHIVAR

Atentamente,

Gilles Bellemare
Gerente General
Consorcio Transmantaro S.A.

c.c. COyM

1675

LA RED DE TRANSMISION MANTARO - SOCABAYA 220kV

Cuadro N° 1

COSTO TOTAL DE TRANSMISION 2004

LL.TT	KM	CARGO	VNR (actualizado) (*)	TOTAL	AVNR	COYM US$/AÑO	Liquidación Anual (LA)	CTT Año 2004 FT Mayo	CTT Año 2004 FT Mayo
MANTARO - SOCABAYA	603.03	Sistema Principal	US$	US$	US$/AÑO	3.94%	US$ Año 2002	US$/AÑO	S/. /AÑO TC=3.475
			182,434,607.67	182,434,607.67	22,648,099.46	7,178,954.21	19,695.03	29,846,748.70	103,717,451.73

Producer Price Index-Comodities

PPI Setiembre 2000 148.6
PPI Octubre 2003 (preliminar) * 151.3
* El PPI, de Octubre 2003 es preliminar

Cuadro N° 2

LIQUIDACION ANUAL DE TRANSMANTARO

Al 28 de Febrero 2004 (Estimado para Dic-2003, Ene y Feb 2004)

FT de Mayo 2003 US $ / AÑO T.C.= 3.475
28,009,082.29

N°	Mes (`2003)`	Tipo de Cambio US $	Compensación mensual recibida y calculada por el COES: Peaje por Conexión S/.	Ingreso Tarifario S/.	Total S/.	Total US $	Valor Llevado al 28 de febrero del 2004	Horas / Año en Operación	CTTOTAL US $ a recuperar	Saldo de la liquidacion US $	Liquidacion Anual US $
1	Marzo	3.461	7,725,969.93	0.00	7,725,969.93	2,232,294.11	2,476,668.81	744.00	2,378,853.56	-97,815.25	-109,553.08
2	Abril	3.475	7,718,723.51	0.00	7,718,723.51	2,221,215.40	2,441,213.11	720.00	2,302,116.35	-139,096.76	-155,788.37
3	Mayo	3.474	7,638,239.07	33,755.84	7,671,994.91	2,208,403.83	2,404,318.56	744.00	2,378,853.56	-25,465.00	-28,520.79
4	Junio	3.471	7,635,643.73	33,744.37	7,669,388.10	2,209,561.54	2,382,967.49	720.00	2,302,116.35	-80,851.13	-90,553.27
5	Julio	3.482	7,653,638.16	33,823.90	7,687,462.06	2,207,771.99	2,358,656.69	744.00	2,378,853.56	20,196.88	22,620.50
6	Agosto	3.480	7,655,566.13	33,832.42	7,689,398.55	2,209,597.28	2,338,417.96	744.00	2,378,853.56	40,435.60	45,287.87
7	Setiembre	3.479	7,655,566.13	33,832.42	7,689,398.55	2,210,232.41	2,317,103.60	720.00	2,302,116.35	-14,987.25	-16,785.72
8	Octubre	3.475	7,655,566.13	33,832.42	7,689,398.55	2,212,776.56	2,297,965.85	744.00	2,378,853.56	80,887.72	90,594.24
9	Noviembre *	3.480	7,655,566.13	33,832.42	7,689,398.55	2,209,597.28	2,273,095.24	720.00	2,302,116.35	29,021.11	32,503.64
10	Diciembre **	3.475	7,655,566.13	33,832.42	7,689,398.55	2,212,635.07	2,254,824.76	744.00	2,378,853.56	124,028.81	138,912.26
11	Enero **	3.475	7,655,566.13	33,832.42	7,689,398.55	2,212,635.07	2,233,630.30	744.00	2,378,853.56	145,223.26	162,650.05
12	Febrero **	3.475	7,655,566.13	33,832.42	7,689,398.55	2,212,635.07	2,212,635.07	672.00	2,148,641.93	-63,993.14	-71,672.31
						26,550,355.61	27,991,497.44	8,760.00	28,009,082.29	17,584.86	19,695.03

Tasa de Cambio

* Tasa de cambio del 01 de diciembre del 2003
** Tasa de cambio promedio entre Marzo a Noviembre 2003

Peaje de Conexión e Ingreso Tarifario

** Para el mes de diciembre_2003, enero y febrero_2004, hemos tomado el mismo ingreso de Noviembre 2003 porque aún no se tienen tales datos para la facturación real

4676

CUADRO N° 3

RESUMEN

VNR * Actualizado	COyM ** Propuesto	Liquidación *** Anual
182,434,607.67	7,178,954.21	19,695.03
*	**	***

* Pendiente del PPI de Febrero del 2004, esta actualizado solo hasta octubre 2003 preliminarmente
** Pendiente de aprobación de OSINERG-GART
*** Pendiente de las tasas de cambio e ingresos mensuales de diciembre_2003 y enero, febrero_2004

FORMULARIO: CTE-SPT-COyM-TOT

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN
RESUMEN DEL COyM

NOMBRE DE LA EMPRESA **CONSORCIO TRANSMANTARO S.A.**

Unidad de Moneda:	US $	Fecha de referencia	Dic-03

No	RUBRO	LÍNEAS	SUBESTACIONES, TELECOM y CENTRO DE CONTROL	TOTAL US $
1	Gestión	*	*	2,012,791.00
2	Operación y Mantenimiento	*	*	2,528,827.00
3	Polizas de Seguros	*	*	712,099.00
4	Seguridad, Custodia y Vigilancia	*	*	244,890.00
5	Aportes al COES-MEM-OSINERG-MTC	*	*	428,000.00
6	Anualidad de Capitales inmovilizados	*	*	425,946.21
7	Asesoría Técnica	*	*	681,816.00
8	Impuesto a las Transacciones Financieras (ITF=0.15%)	*	*	144,585.00
9	**TOTAL GENERAL**	107,901.04	158,882.67	7,178,954.21
10	VNR Preliminar, actualizado a OCT-2003 (Valor Nuevo de Reemplazo a la Fijación Tarifaria Mayo 2004)			182,434,607.67
11	% respecto al VNR			4.00%

1677

Consorcio TransMantaro S.A.

Empresa: Consorcio Transmantaro S.A.

Informe final del Costo de Operación y Mantenimiento del Sistema Principal de Transmisión

Lima, enero del 2004

1678

REVISIÓN DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN 220 KV MANTARO – SOCABAYA

Consorcio TransMantaro S.A.

San Isidro, revisión del 7 de enero del 2004

1679

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN 220 KV MANTARO - SOCABAYA

REVISIÓN DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

1 Objetivo

Modificar la compensación del Costo estándar de Operación y Mantenimiento del sistema Principal de Transmisión Mantaro-Socabaya en lo relativo los Gastos de Gestión (pólizas de seguros, aportes a organismos de gobierno, anualidad de capitales inmovilizados, asesoría administrativa y el impuesto a las transacciones financieras) derivadas por variaciones de mercado de los costos estándares establecidos por OSINERG-GART en el año 2000.

2 Antecedentes

2.1 Con fecha 25.02.98, se firma el Contrato BOOT, para el suministro de bienes y servicios, construcción y explotación del Sistema de Transmisión 220kV Mantaro – Socabaya y la prestación del Servicio de Transmisión de Electricidad, de una parte el Estado Peruano, actuando a través del Ministerio de Energía y Minas (concedente), y de otra parte Consorcio TransMantaro (concesionario), conformado por las Empresas Hydro Québec Internacional inc, FSTQ y ETECEN.

2.2 Que los costos de operación y mantenimiento según definición en el Contrato BOOT, deben comprender cuando menos lo siguiente (Anexo 2):

a Costos de personal (incluyendo todos los pagos y retenciones que correspondan a la Sociedad Concesionaria bajo las Leyes Aplicables).
b Costos de los contratos de mantenimiento.
c Costos de combustible, lubricantes, etc.
d Costos de seguridad.
e Anualidad de capitales inmovilizados en repuestos, herramientas, vehículos, edificios.
f Además de todos aquellos gastos en gestión para la operación y mantenimiento del sistema de transmisión.

2.3 Mediante Resolución de la Comisión de Tarifas de Energía N° 015-2000P/CTE del 28/08/2000 y mediante comunicación SE/CTE-0523-2000 del 02/11/2000 se determina el cálculo del costo estándar de operación y mantenimiento para el sistema de transmisión Mantaro-Socabaya, reconociéndose el siguiente resumen:

1680

Cuadro N° 3.1 - Resumen de COyM (US$) - adjunto a SE/CTE-0523-2000

Descripción	Líneas, subestaciones y Centro de Control	Total Estandar
Operación y Mantenimiento		2,528,827
Seguridad		244,890
Gestión		2,012,791
Sub-Total		4,786,508
Seguros		638,050
Total		**5,424,558**
VNR		179,179,000
% COyM/VNR		3.03%

Estos valores fueron obtenidos de la mejor estimación de los costos estándares de operación y mantenimiento del primer año evaluado por CTM y por los análisis propios realizados por la CTE.

2.4 Con fecha 08 de Octubre del año 2000, entra en operación comercial la Interconexión Mantaro – Socabaya.

3 Situación actual del Sistema de Transmisión Mantaro-Socabaya

El recorrido de la línea de transmisión 220 Kv, atraviesa la cordillera de los Andes desde el Centro al Sur del país, de los 600 Km. de longitud, el 60% se ubica a una altitud superior a 3,800 m.s.n.m.; atravesando así, un 70% de zonas despobladas, exigencias que demandan 941 Km. de redes de caminos de acceso de uso exclusivo para nuestras instalaciones.

Las Estaciones Repetidoras de microondas (antenas), se encuentran ubicadas en los puntos más elevados, por encima de los 4,000 m.s.n.m., dos de ellas por encima de los 5,000 m.s.n.m.; estas Estaciones aseguran la operatividad de nuestras comunicaciones, manteniendo una tasa de indisponibilidad anual de 0.56%.

En estas circunstancias y debido a la localización de las líneas y estaciones repetidoras, nuestras instalaciones son sometidas a las condiciones metereológicas más adversas del país, situación que ha demandado respuestas originales y concretas para resolverlas.

El comportamiento de los 304 MVAR (capacitivos) de compensación serie en la SE Cotaruse, ha permitido reducir la reactancia inductiva de la línea en aproximadamente 50%, mejorando sustancialmente la estabilidad del SINAC e incrementando su capacidad de transferencia, lo que asociado al conjunto de reactores Shunt (200 MVAR) permiten una mejor regulación de la tensión. Estas condiciones de operación han demostrado, que se ha reforzado de manera fundamental la operación del Sistema

Interconectado Nacional. Es conveniente destacar que esta tecnología es única en nuestro país.

En consecuencia, las dificultades de acceso a nuestras instalaciones, su aislamiento y las condiciones descritas anteriormente demandan trabajos extraordinarios como parte del mantenimiento preventivo y correctivo, más que en cualquier otra empresa similar en nuestro país.

Las condiciones operativas en los últimos años se han venido mejorando paulatinamente, resultados que demuestran el trabajo permanente, el adecuado soporte técnico y las respuestas en el correcto sentido, como podemos apreciar en el cuadro siguiente:

Resumen de Indicadores de Gestión Operativa 2001 - 2003

Año / Descripción	2001	2002	2003 al 30/9	Objetivos a mediano plazo
Índice de desconexión (fallas/100 km-año)	2.62	1.48	0.08	< 1
Salidas (pérdidas) de Interconexión (h)	6.96	2.28	0.13	< 2
Salidas (pérdidas) de Teleprotección (h)	259.3	139.1	55.05	< 100
Pérdidas reales / Pérdidas permitidas (%)	45.1	49.63	55.8	< 100
Penalidades (US$)	0	7000	0	0

4 Propuesta de compensación COyM por variación de costos estándares.

4.1 Resumen de la propuesta de compensación COyM

De los análisis efectuados sobre la compensación de los costos estándares de operación y mantenimiento del Sistema Principal de Transmisión Mantaro-Socabaya, se ha comprobado un desequilibrio en los costos reales, sobre todo con algunos componentes de los Costos de Gestión, que mas adelante trataremos con mayor detalle.

En lo relativo a los costos directos de Operación, Mantenimiento y Seguridad, no hemos modificado los costos reconocidos por OSINERG-GART. Cabe precisar que en años anteriores (2001-2003) no hemos incurrido aún en gastos de mantenimiento mayor y/o correctivo importante, manteniendo de esta manera un equilibrio entre los costos estándares propuestos por OSINERG-GART y nuestros gastos reales. Sin embargo, estamos evaluando y estudiando todas las variables y factores a fin de contar con un estándar a mediano plazo, que contemple el íntegro de nuestras necesidades.

4.2 Definición de OSINERG-GART para el **COyM**

Considera los siguientes componentes de gastos:

$$\mathbf{COyM = CO + CM + CG + CS}$$

Donde:

- **CO** = Costo de Operación del Sistema (operación de subestaciones).
- **CM** = Costo de Mantenimiento del Sistema (Mantenimiento de líneas de Transmisión, Subestaciones y Telecomunicaciones)
- **CG** = Costo de Gestión (Costo de gestión operativa, supervisión del mantenimiento, así como la gestión general de la empresa, logística, recursos humanos, costos de personal, etc.)
- **CS** = Costo de seguridad contra atentados de terceros.

4.3 Distribución propuesta de componentes de COyM

Con la finalidad de comprender apropiadamente los componentes que intervienen dentro del cálculo del COyM, se ha desagregado los costos de Gestión y otros de la siguiente manera:

$$\mathbf{COyM = CO + CM + CS + \underbrace{\qquad CG \qquad} + SEG}$$

$$\mathbf{COyM = CO + CM + CS + (CGG + AOG + AAD) + SEG + ACI + ITF}$$

Donde:

- **CO** Costo de Operación del Sistema (Operación de subestaciones y centro de control).
- **CM** Costo de Mantenimiento del Sistema (Mantenimiento de líneas de transmisión, subestaciones y telecomunicaciones)
- **CS** Costo de seguridad y vigilancia.
- **CG** Costo de Gestión (Costo de gestión operativa, supervisión del mantenimiento, así como la gestión general de la empresa, logística, recursos humanos, costos de personal, etc.)
  - **CGG** Costos de Gestión General.
  - **AOG** Aportes a organismos de Gobierno
  - **AAD** Asesoría Administrativa.
- **SEG** Seguros.
- **ACI** Anualidad de capitales inmovilizados
- **ITF** Impuesto a Transacciones Financieras (0.15%)

4.4 Costos de Operación y Mantenimiento (**CO** y **CM**)

En la presente propuesta se aplican los costos directos de operación y mantenimiento reconocidos por OSINERG-GART.

$$\mathbf{CO + CM = U.S.\$\ 2,528,827}$$

4.5 Costos de Seguridad y Vigilancia (**CS**)

Corresponden a los costos por servicios de vigilancia de subestaciones, antenas y líneas. Para las subestaciones corresponden al pago por los servicios de vigilancia

1683

y custodia de las subestaciones de Socabaya, Cotaruse y Mantaro. En las nueve (09) antenas repetidoras de microondas se mantiene vigilantes permanentes, prestando una atención especial por la importancia del sistema de comunicaciones para garantizar la operatividad del sistema de protecciones de nuestras líneas entre Mantaro, Cotaruse y Socabaya. Es conveniente señalar que la vigilancia de instalaciones apartadas, de difícil acceso se hace más necesaria por los antecedentes negativos que tenemos al respecto. En la vigilancia de nuestras líneas, contamos con personal que vela por el cuidado de nuestras estructuras, evitando hurtos y daños diversos, en especial debemos comprender que se está protegiendo 600 Km. de línea contra actos vandálicos que no han disminuido en estos últimos años.

Para cubrir los costos que demandan estos servicios se mantiene el monto reconocido por OSINERG-GART

CS = U.S.$ 244,890

4.6 Costos de Gestión - Gestión General (**CGG**)

Comprenden todos los costos de gestión operativa, supervisión del mantenimiento, así como la gestión general de la empresa, logística, recursos humanos, costos del personal de Gestión, etc.

CGG = U.S.$ 2,012,791

Esta suma corresponde al monto reconocido por OSINERG-GART.

4.7 Costos de Gestión – Aportes a Organismos de gobierno (**AOG**)

Los aportes a los organismos de gobierno como el OSINERG y MEM (1% de nuestros ingresos), COES SINAC y MTyC (licencias y canon –uso de frecuencias de radio) fueron estimados en nuestro Informe Detallado de COyM del Sistema Principal de Transmisión Mataro-Socabaya del 15/05/2000 y alcanzaban la suma de US$ 200,000; sin embargo, hoy día esta suma se ha incrementado a:

AOG = U.S.$ 428,000 (Anexo 4)

4.8 Costos de Gestión - Asesoría Administrativa (**AAD**)

Estos costos se refieren a la asesoría que brinda el Operador Estratégico, HydroQuebec Internacional, en materias de Contabilidad, Finanzas, Recursos Humanos, Legal, Negociaciones con el Gobierno Peruano, formulación de políticas y todas aquellas actividades no técnicas que requieran el asesoramiento del Operador Estratégico. La contratación de estos servicios obedecen a la necesidad de mantener los mismos estándares de excelencia que nuestro Operador Estratégico.

AAD = U.S.$ 681,816 (Anexo 5)

4.9 Seguros (**SEG**)

Consorcio TransMantaro S.A. en cumplimiento de cláusula 15. Régimen de Seguros del Contrato BOOT celebrada con el Ministerio de Energía y Minas cuenta con seguros de responsabilidad civil contra cualquier daño, pérdida o lesión que pudiera sobrevenir a propiedades y personas y un seguro que cubra el valor de los bienes de la Sociedad Concesionaria. Así mismo, contamos con una póliza de vehículos. Todos estos conceptos han sido integrados en el cálculo general.

SEG = U.S.$ 712,099 (Anexo 6)

4.10 Anualidad de capitales inmovilizados (**ACI**)

Anualidad de capitales inmovilizados en repuestos, herramientas, vehículos, edificios.

ACI = U.S.$ 425,946 (Anexo 7)

4.11 Impuesto a Transacciones Financieras (**ITF**)

En cumplimiento del Decreto Legislativo N°939 del 05/12/2003, Cap. III " Impuesto a las Transacciones Financieras, el Gobierno establece un nuevo impuesto que entra en vigencia el 1° de Febrero.

ITF = U.S.$ 144,585 (Anexo 8)

5 Conclusiones

En los años anteriores, se han realizado todos los esfuerzos y ajustes a nuestro alcance; sin embargo, es muy importante restablecer el equilibrio económico afectado por los cambios en el marco legal, económico y financiero vinculadas a las actividades que se enmarcan dentro del sector eléctrico y/o por omisiones de los parámetros establecidos para la ejecución del Contrato BOOT.

La naturaleza de las características de la línea Mantaro Socabaya, su condición geográfica, la tecnología utilizada, las exigencias de operación y mantenimiento requiere percibir una compensación económica adecuada para asegurar la correcta explotación de la concesión a nuestro cargo. Por tanto, las demandas para cubrir los gastos por Aportes a Organismos de Gobierno, Asesoría Administrativa, Seguros, Anualidad de Capital Inmovilizado e Impuesto a las Transacciones Financieras son gastos que incurrimos anualmente sin beneficio económico adicional al concesionario y que precisan ser reconocidas como costos estándares de operación y mantenimiento.

6 Anexos

Anexo 1. Descripción de nuestras instalaciones
Anexo 2. Contrato BOOT – Referencia
Anexo 3. Resumen Total del COyM del Sistema de Transmisión Mantaro-Socabaya
Anexo 4. Costos de Gestión - Aportes a Organismos de Gobierno (**AOG**)
Anexo 5. Costos de Gestión – Asesoría Administrativa (**AAD**)
Anexo 6. Seguros (**SEG**)
Anexo 7. Anualidad de capitales inmovilizados (**ACI**)
Anexo 8. Impuesto a Transacciones Financieras (**ITF**)
Anexo 9. Organización y Funciones

1686

Anexo 1.

Descripción de nuestras instalaciones

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN 220 Kv MANTARO- SOCABAYA

Descripción General

1. Descripción de las Instalaciones

El Sistema de Transmisión 220kV Mantaro – Socabaya, interconecta los sistemas eléctricos Centro-Norte (SICN) y Sur (SISUR). Este proyecto consta de una línea de transmisión a 220 kV de doble circuito y con dos conductores por fase ACSR 716 MCM (Starling). La línea es biterna, con una longitud de 610,57 km, cada fase esta compuesta por dos conductores 716 MCM (Starling). Para que la transmisión de energía sea posible a esta tensión y distancia, la incorporación de una subestación de compensación serie de Cotaruse ha sido necesaria de modo de contrarrestar la impedancia inductiva de la línea. También para regular el voltaje, se ha instalado -200MVAR de compensación Shunt en Cotaruse.
La línea Mantaro-Socabaya tiene la capacidad de tránsito de 300 MW, medido en el punto de entrega. La transmisión puede efectuarse en forma bidireccional, sea del Mantaro hacia Socabaya o de Socabaya a Mantaro. La dirección y potencia de tránsito es definida por el COES, de acuerdo al despacho que este elabore, para cubrir la demanda del SINAC.
Los puntos de interconexión con otras Empresas, son: La barra Mantaro 220kV (con la Empresa Electroperú), la barra Socabaya 138kV (con la Empresa REP), la barra Socabaya 220kV (con la Empresa REDESUR). Para interconectarse a la barra 138kV de Socabaya, se utilizan 2 Autotransformadores 220/138kV, de 150MVA cada uno.
Los siguientes dos casos limitan el tránsito de potencia nominal a un máximo de 30 minutos. Luego de estos 30 minutos la potencia de tránsito deberá reducirse la capacidad nominal de la compensación serie, es decir, a 150 MW.

- Caso 1: Pérdida de una terna Mantaro-Cotaruse o Cotaruse-Socabaya,
- Caso 2: Pérdida de una batería de condensadores en Cotaruse.

A título de información los siguientes parámetros corresponden a la compensación serie:
Corriente nominal 630 A
Corriente de corta duración (30 minutos) 950 A
Corriente de muy corta duración (10 s) 1100 A
Corriente de cortocircuito 5000 A valor pico
A continuación se hace una breve descripción de las subestaciones Mantaro, Cotaruse y Socabaya.

2. Subestación Mantaro

La subestación Mantaro consta de dos nuevas bahías de línea, es una ampliación de la subestación Campo Armiño propiedad de Electroperú. Estas nuevas bahías, están destinadas a la interconexión Centro Norte con el Sur del Perú. La subestación de Campo Armiño en 220kV, tiene conectado a las centrales hidroeléctricas de Santiago Antúnez de Mayolo y Restitución y líneas de transmisión.
La subestación de Mantaro, tiene una configuración de doble barra (barra principal y barra de reserva). En condiciones de operación normal, solamente la barra principal se encuentra en servicio. La barra de reserva es utilizada principalmente para aislar un interruptor de línea o de alternador que requiera reparación o mantenimiento, en este caso la línea correspondiente al interruptor fuera de servicio, es alimentada a través del interruptor de reserva y la barra de reserva. El interruptor en falla o mantenimiento es aislado y una conexión provisional de derivación es efectuada en forma manual. La barra de reserva también es utilizada, cuando todas las líneas y generadores son transferidos a la barra de reserva, para aislar la barra principal, por propósitos de mantenimiento.
La ampliación de la subestación Campo Armiño (o sea la subestación de Mantaro), se construyó por la extensión de las barras principal y de reserva. Bajo las extensiones de barras se instalan dos módulos de línea de transmisión de configuración similar a la de Electroperú, con la adición de un seccionador de derivación entre la línea de salida y la barra de reserva. Esta configuración confiere la posibilidad de utilizar la barra principal y la barra de reserva en configuración barras principal y de transferencia, con posibilidades

de hacer transferencia del interruptor de línea al interruptor de reserva "en caliente" (sin interrupción de servicio).

3. Subestación Cotaruse

Cotaruse es una subestación de compensación capacitiva serie e inductiva paralela situada a 294 km al sur de la subestación Mantaro y a 315 km al norte de la subestación Socabaya (distancias referidas a las longitudes de línea). Esta subestación está localizada en el altiplano del departamento de Apurímac, a 4104 msnm.
Esta subestación de configuración en anillo (ring bus), cuenta con cuatro módulos de línea. Dos módulos para las líneas de llegada de Mantaro; y otros dos módulos para las líneas de salida a Socabaya.
Cada módulo de línea cuenta con un equipo de compensación serie que consta de una batería de condensadores serie y varistancias de protección instaladas sobre una plataforma aislada. Un interruptor y un seccionador de derivación permiten contornear la compensación serie, asimismo, dos seccionadores permiten aislar cada fase de la compensación serie.
Sobre cada barra del anillo se tiene una inductancia shunt de 50 MVAR para la compensación reactiva inductiva. Estas inductancias serán controladas por el automatismo de control y protección "MAIS" y los sincronizadores de maniobra de interruptores "ICOS", los cuales están destinados a la conexión y desconexión de inductancias, con fines de regulación de tensión de la interconexión. Para la conexión de cada inductancias se usa un interruptor y un seccionador en 220kV.

4. Subestación Socabaya

Esta subestación está localizada en el Distrito de Socabaya de la ciudad de Arequipa, a 2390 msnm.
La subestación Socabaya ha sido ampliada por el consorcio Transmantaro con dos nuevos módulos de Auto-transformador 220-138 kV, destinados a la interconexión SINAC y a la ampliación de la subestación 220 kV por RedeSur, dentro del marco de otro proyecto.
La subestación de 138 kV tiene una configuración de doble barra (barra principal y barra de reserva). En condiciones de operación normal, solamente la barra principal se encuentra en servicio. La barra de reserva es utilizada principalmente para aislar un interruptor de línea o de transformador que requiera reparación o mantenimiento, en este caso la línea o transformador correspondiente al interruptor fuera de servicio es alimentada a través del interruptor y la barra de reserva. El interruptor en falla o mantenimiento es aislado y una conexión provisional de derivación es efectuada en forma manual. El interruptor de reserva es de propiedad de REP, pero por acuerdo entre REP y el Consorcio Transmantaro, este interruptor podrá ser también utilizado por este último.
La ampliación de la subestación Socabaya, fue efectuada por la extensión de las barras principal y de reserva. Bajo las extensiones de barras se instalan dos módulos de Autotransformador, cuya configuración es similar a la de REP (Antes Etesur), con la adición de un seccionador de derivación entre el transformador y la barra de reserva. Esta configuración confiere la posibilidad de utilizar las barras principal y de reserva en configuración barras, con posibilidades de hacer transferencia del interruptor de línea al interruptor de reserva "en caliente" (sin interrupción de servicio).
El patio de 220 kV de Socabaya, tiene la configuración de barra principal y barra de reserva del mismo modo que los módulos 138 kV. Un nuevo interruptor de transferencia asegurará el reemplazo de cualquiera de los interruptores de 220 kV.
La Empresa REDESUR, en el marco de su proyecto, ha ampliado la subestación de Socabaya en el lado 220kV, ello para conectarse al sistema Mantaro – Socabaya 220kV.

5. Líneas de Transmisión

- 609 km de líneas de transmisión 220 kV con estructuras de celosía, doble circuito, dos conductores por fase y dos cables de guarda.
- 500 km de caminos de acceso, trochas carrosables de una vía.
- Con fines de mantenimiento, la línea de transmisión se ha dividido en tres sectores. Cada uno de estos sectores estará supervisado por un inspector de HQI y los trabajos de mantenimiento son ejecutados por personal de Hydro Quebec International Sucursal del Perú (HQI-SP) y por una Empresa contratista.

1689

- Los sectores son:
- Sector Norte.- Entre la subestación Mantaro y el río Pampas (torre 1 a la torre 378).
- Sector Centro.- entre el río Pampas y el río Huarcaya (torres 379 a la torre 762).
- Sector Sur.- entre el río Huacaya y la subestación Socabaya (torre 763 a la torre 1243).

Estructuras

Las estructuras son en celosía de acero galvanizado, los tipos de torres son los siguientes:

Tipo de estructura	Descripción
DA	Torre de suspensión (ángulo: 0 a 2 °, altitud <3500 msnm).
DB	Torre de suspensión (ángulo: 0 a 2 °, altitud >3500 msnm).
DD	Torre de suspensión (ángulo 0 a 8°).
DG	Torre de suspensión (ángulo 8 a 25°).
DT	Torre de suspensión (ángulo 0°, tipo anticascada).
DK1	Torre de retención (ángulo 0 a 15 °).
DK2	Torre de retención (ángulo 15 a 60 °).
DO	Torre de suspensión (torre de transposición).

Conductores

Existen tres tipos de conductores y dos de cable de guarda:

Conductor	Tipo	Steel/Al	Sección (mm^2)	Diámetro (mm)	Kg/m	Longitud vano (km)
Starling	ACSR	7/26	362.5	26.9	1.461	601.4
Colca	ACSR	19/60	502.0	33.9	2.368	2.8
Condor	AASC	37/0	398.0	27.8	1.254	4.8
Cable de guarda	Alumowel d	0/7	93.1	12.34	0.620	593.0
Cable de guarda	8.3 EHS	0/7	42.1	8.30	0.33	16.0

6. Componentes de las Subestaciones

Las subestaciones de Mantaro, Cotaruse y Socabaya con tensiones de 138 kV y 220 kV que involucran los siguientes equipos importantes:

Equipos de Alta Tensión y de servicios auxiliares:

- 19 interruptores 220 kV (incluyendo los interruptores de la compensación serie);
- 2 interruptores 138 kV;
- 58 seccionadores 220 kV;
- 8 seccionadores 138 kV;
- 36 transformadores de tensión capacitivos (unidades monofásicas);
- 36 transformadores de corriente (unidades monofásicas);
- 48 pararrayos 192kV (unidades monofásicas);
- 12 pararrayos de 45kV (unidades monofásicas);
- 4 baterías de compensación serie (12 plataformas monofásicas equipadas de condensadores, varistancias, reactores de amortiguamiento);
- 2 autotransformadores 150 MVA, 220/138/10.5 kV;
- 4 inductancias shunt 220 kV, 50 MVAR;
- 15 transformadores monofásicos de servicios auxiliares
- 5 seccionadores MT de servicios auxiliares
- 7 circuitos de cables de media tensión
- 6 baterías de acumuladores de 125 Vcc y 48 Vcc.
- 6 cargadores redundantes de baterías 125 Vcc y 48 Vcc.
- 3 paneles de transferencia automática de 3 vías.

- 3 paneles de distribución de corriente alterna 220/380 Vca
- 8 paneles de distribución de corriente continua 125 Vcc y 48 Vcc.

Control y Protección:

a. **Paneles de control y protección**

Las subestaciones poseen dos sistemas y paneles definidos: Control y Protección. Los paneles de control se destinan al monitoreo, supervisión y control, en ellos se ubican todos los equipos y dispositivos de control. Los paneles de protección de destinan a la protección de los equipos y sistemas y en ellos se encuentran los equipos que realizan la función de protección integrados con un conjunto de relés auxiliares y PLC's.

Los interruptores y seccionadores tienen tres tipos de modos de operación:

Operación local eléctrico o manual.

Operación a distancia a partir del panel mímico.

Operación a distancia a partir de la consola local o remota del SCADA.

El mando local eléctrico está previsto para su operación en casos de mantenimiento o en caso que los mandos a distancia no estén operativos.

El mando a distancia a partir del mímico es una lógica cableada mediante conmutadores de mando tipo girar-y-pulsar y relés de operación, con una lógica de enclavamientos que evite las operaciones inadecuadas.

El mando a distancia a partir de la consola local o remota del SCADA es una lógica de mando basado en autómatas Quantum de Modicon. Las lógicas de control, condicionamiento y enclavamientos, se encuentran programadas en los autómatas. Una interface al SCADA local o remoto permite el control a partir de las consolas del SCADA, pasando a través la lógica de los autómatas, para finalmente producir una orden de maniobra mediante una salida digital del autómata. Existe un conmutador local-SCADA que permite que el control sea dirigido sea al SCADA o al mímico. No es posible tener el control simultáneo de ambos sistemas.

Tenemos los siguientes relés de protección:

- 02 Relés Diferenciales de Barra;
- 04 Relés Diferenciales de Inductancia;
- 16 Relés Diferenciales de línea;
- 02 Relés Diferenciales de Transformador;
- 08 Relés de Distancia;
- 14 Relés de Falla Interruptor;
- 02 Relés de Mínima Tensión;
- 08 Relés de Recierre;
- 10 Relés de Sincronización;
- 04 Relés de Sobrecorriente;
- 02 Relés de Sobrecorriente en el lado 10kV de los Auto-Transformadores;
- 02 Relés de Sobrecorriente en el lado 138kV de los Auto-Transformadores;
- 02 Relés de Sobrecorriente en el lado 220kV de los Auto-Transformadores;
- 02 Relés de Sobretensión en las barras 220kV de Socabaya;
- 60 Relés de Sobretensión;
- 02 Relés supervisores de corriente.

b. **Sistema de Supervisión y Adquisición de Datos (SCADA)**

El sistema SCADA tiene una arquitectura que permite la operación integrada autónoma de cada terminal. El sistema posee tres terminales localizadas en las tres subestaciones, los cuales se integran a un sistema integrado mediante la comunicación vía microondas, en esta configuración cada uno de los terminales permite tener el acceso al sistema completo, es decir adquisición local y supervisión de los sistemas remotos (El mando remoto es autorizado solamente desde el terminal de Socabaya).

Cuando hay pérdida de comunicación entre subestaciones, los terminales funcionan en modo local, lo cual permite realizar la adquisición de datos en modo local solamente.

El terminal de Socabaya se compone de un sistema redundante, debido a que en esta subestación se encuentra el centro de control del sistema interconectado; adicionalmente posee una estación de ingeniería con la que es posible verificar el estado de los relés de las tres subestaciones, extraer eventos y actualizar los ajustes de cada relé que posee la capacidad de comunicación.

c. Registradores y Localizadores de Fallas

Este equipo es la herramienta para verificar la operación de los sistemas de protecciones y realizar los análisis de las fallas necesarios. Las entradas digitales y analógicas que provienen de los diferentes sistemas, relés auxiliares y PLC's son utilizados para mostrar de manera gráfica lo sucedido antes y después de un evento. Los registros son almacenados en la memoria del registrador y en el disco duro como respaldo. Se utliliza el software BEN32 para la adquisición de datos directamente por su puerto serie frontal o a través de un módem por la red telefónica interna del sistema de comunicación.

d. Relación de equipos de control y protección

DESCRIPCIÓN	MANTARO	COTARUSE	SOCABAYA
Panel de protección de línea	PP-101 PP-102	PP-201, PP-202, PP-203, PP-204	PP-303 PP-304
Panel de protección de autotransformador	---	---	PP-301 PP-302
Panel de protección de Inductancia shunt	---	PP-205 PP-206	---
Panel de protección de compensación serie Protección "A" y ("B")	---	PP-211 (PP-221) PP-212 (PP-222) PP-213 (PP-323) PP-214 (PP-224)	---
Panel de protección de barras	---	---	PP-205
Panel de control de autotransformador 220 kV (138 kV)	---	---	PC-201 (PC-204)
Panel de control de línea	PC-201	---	PC-202
Panel de control de línea, XL y XC	---	PC-201 PC-202	---
Panel de control sincronizado de maniobra de interruptores de inductancia shunt	---	PC-203 PC-204	---
Panel del controlador de inductancias MAIS	---	PC-205	---
Panel de control de transferencia	PC-102	---	PC-303
Estaciones SCADA remotas* y locales	1	1	1*
Registradores de fallas	RF	RF	RF
Terminal de ingeniería	---	---	1

7. Sistema de Telecomunicaciones

1692

La línea de interconexión Mantaro-Socabaya cuenta con una red de comunicación vía microondas y un sistema telefónico propio integrado a la red pública de Telefónica y previsto para su conexión a los sistemas telefónicos de Electroperú, REP y REDESUR.

Sistema de Microondas:
La línea de interconexión Mantaro-Socabaya cuenta con una red de comunicaciones entre las subestaciones compuesta por enlaces de radio microondas. La configuración de la red es triangular, es decir, los enlaces de comunicación son Mantaro-Cotaruse, Cotaruse-Socabaya y Socabaya-Mantaro. Cada enlace tiene una capacidad de 2048 kbits/s.
Al nivel de los multiplexores, se dispone de 30 canales de 64 kbits/s.

Los enlaces de comunicación microondas son utilizados con fines operativos de la línea, quiere decir para coordinaciones, los canales de comunicación se destinan a la comunicación de las protecciones diferenciales de línea, la comunicación requerido por el SCADA, la comunicación de los registradores de falla y localizadores de falla y a la telefonía.
El sistema está compuesto por tres estaciones de base localizados en las subestaciones Mantaro, Cotaruse y Socabaya y nueve repetidoras distribuidas a lo largo de la línea Mantaro-Socabaya y generalmente ubicadas en los picos de las montañas.

Las estaciones repetidoras son:

Estación	Identificación	Tipo	Elevac. msnm)	Altura torre (m)
Mantaro	Man	Estación	2041	45
Colcabamba	N1(N1C)	Repetidora	3916	60
Chonta	N2(N2C)	Repetidora	4489	60
Ayacucho	N3(N3C)	Repetidora	4250	105
Andahuaylas	N4(S2A)	Repetidora	4352	30
Chalhuanca	N5(S1B)	Repetidora	4656	30
Cotaruse	Cot	Estación	4104	105
Iscahuaca	S1 (S1C)	Repetidora	4910	90
Cotahuasi	S2 (S2A)	Repetidora	4985	60
Andagua	S3 (S3G)	Repetidora	4757	15
Huambo	S4 (S4E)	Repetidora	4686	15
Socabaya	Soc	Estación	2390	45

Las casetas de las estaciones repetidoras albergan los siguientes equipos y módulos:

- 2 radios de transmisión de microondas.
- 1 equipo de alimentación, distribuidor de corriente continua.
- 1 equipo de regulación de celdas solares.
- 2 bancos de baterías de 24 unidades recargables cada uno.
- 1 controlador de luz de balizaje.
- 1 controlador de medio ambiente.
- 1 convertidor de corriente para recarga de baterías.

Fuera de las casetas se encuentran:

- 16 paneles solares de 4 celdas cada uno.
- 1 torre para soporte de la antena provista de balizaje.
- 1 antena con conexión a la caseta por cable coaxial.

En las bases, además de las radios microondas respectivas, se encuentran los equipos multiplexores que realizan la interfase de las señales transmitidas por la radio hacia los equipos del sistema de telefonía (PBX y Tellabs) y de los sistemas de teleprotección (relés diferenciales) y de teleseñalización (Scada).

Telefonía:

El sistema está compuesto por:

- Una central telefónica digital (PBX) con las correspondientes tarjetas para troncales, para anexos analógicos y digitales y para transmisión E&M.
- Su respectivo sistema de protección eléctrica (9 tarjetas de protección electrónica y un dispositivo basado en fusibles).
- 40 módulos (Tellabs) de interface con el multipexor para la adaptación de la señal telefónica.
- 64 anexos telefónicos distribuidos de la siguiente manera: 45 en la subestación de Socabaya, 10 en la subestación de Cotaruse y 9 en la subestación de Mantaro.

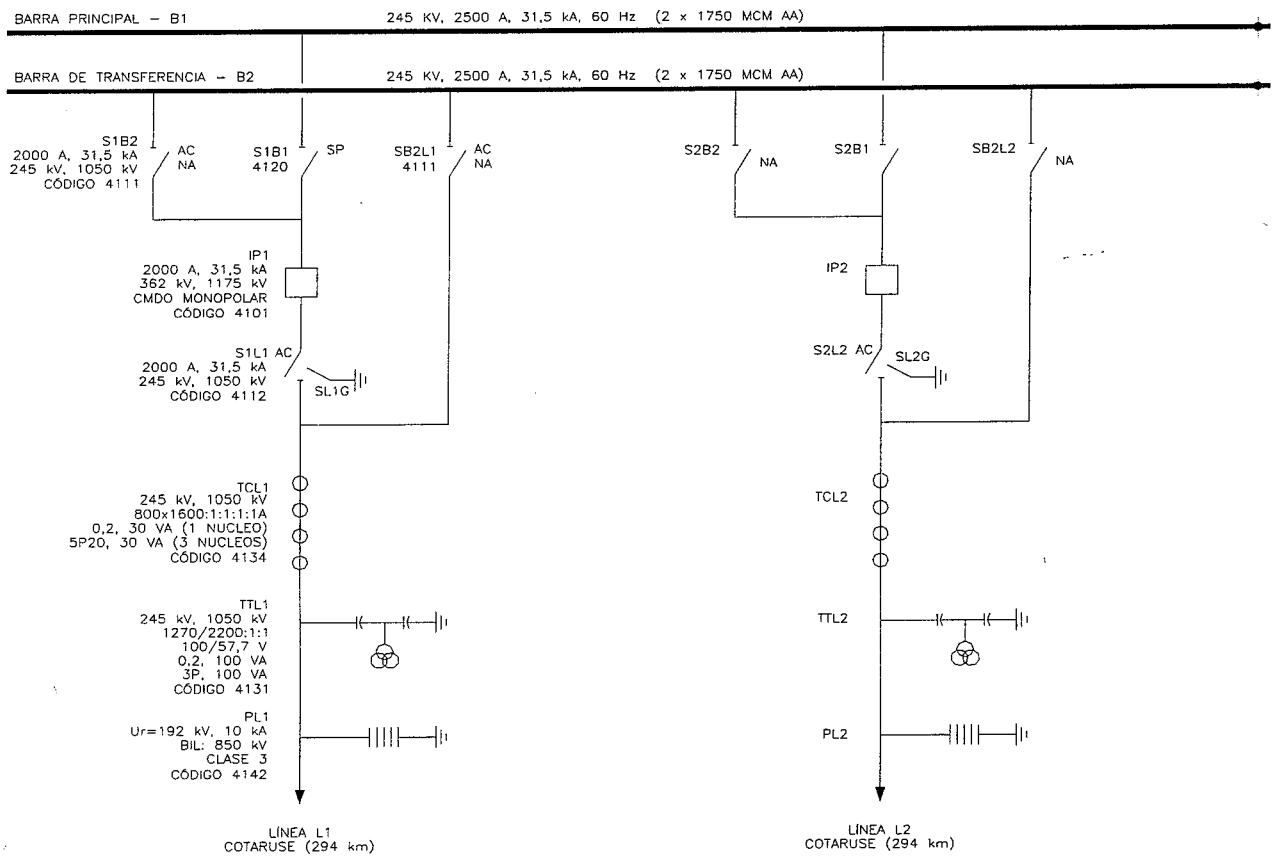
  En Mantaro se tiene disponible 8 troncales de telefonía para la integración del sistema telefónico de Electroperú y REP. En Socabaya se tiene disponible 8 troncales para la integración del sistema telefónico de REP y REDESUR. Los trabajos de integración aún no han sido completados, sin embargo, esta integración se completará durante el próximo año.

  La central telefónica tiene una conexión a la red pública de Telefónica del Perú mediante 10 troncales. Dichas troncales están actualmente operativas. Actualmente se está planteando un proyecto que es la conexión del servicio RDSI (Red Digital de Servicios Integrados) de Telefónica del Perú mediante la instalación de un cable de fibra óptica, con lo cual se aumentaría el número de troncales disponibles además de mejorar notablemente la calidad de nuestra señal telefónica.

La conexión telefónica con las subestaciones remotas se realiza a través de las señales de microondas. La radio recibe la comunicación telefónica de las tarjetas E&M de los multiplexores, y estas a su vez de los equipos Tellabs que sirven de interface con la PBX.

DIAGRAMA UNIFILAR DE SUBESTACIONES

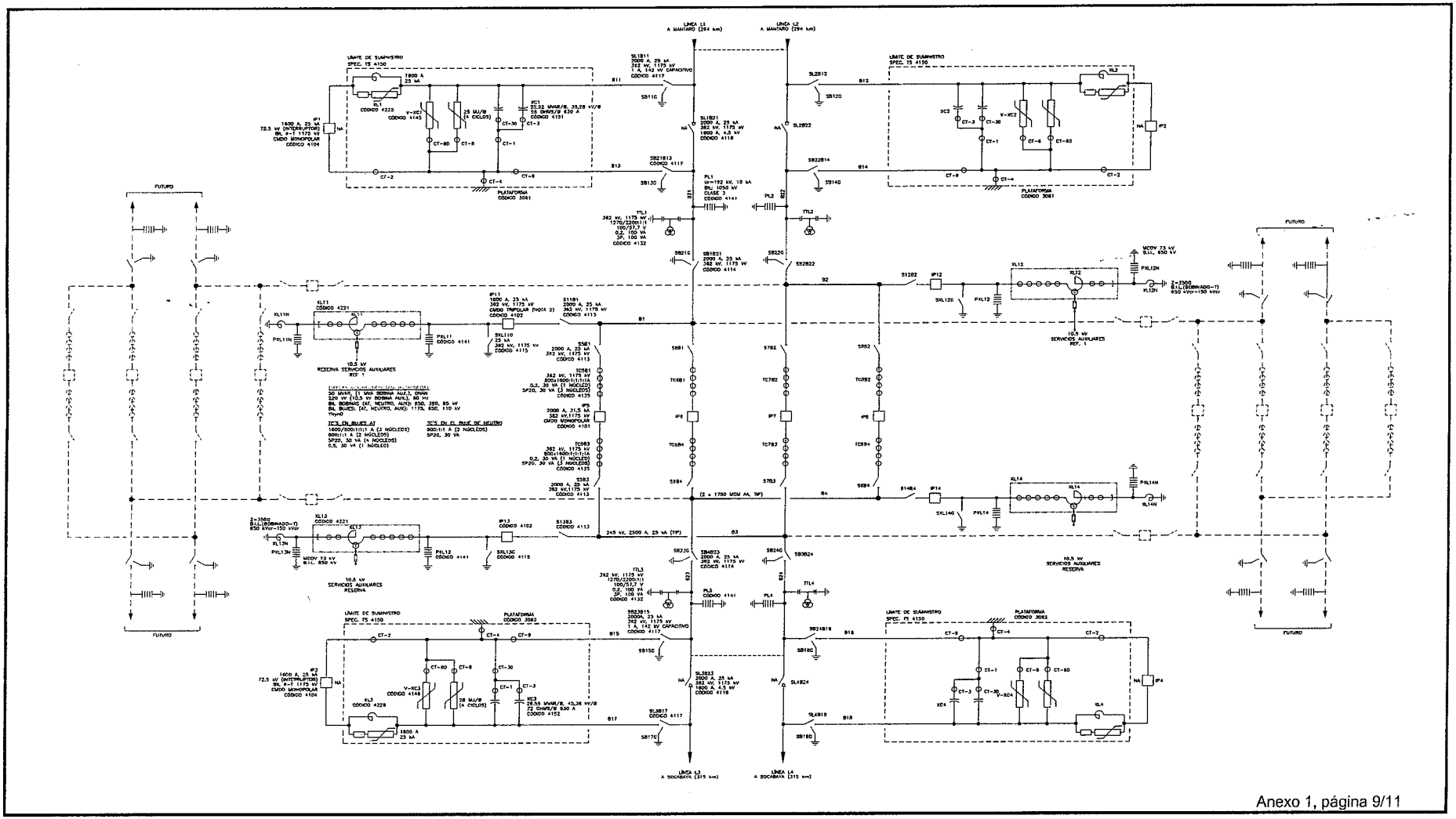
NOMBRE DE LAEMPRESA:	CONSORCIO TRANSMANTARO	Fecha de referencia:	Dic-03
SISTEMA :	S.E. MANTARO		



1695

DIAGRAMA UNIFILAR DE SUBESTACIONES

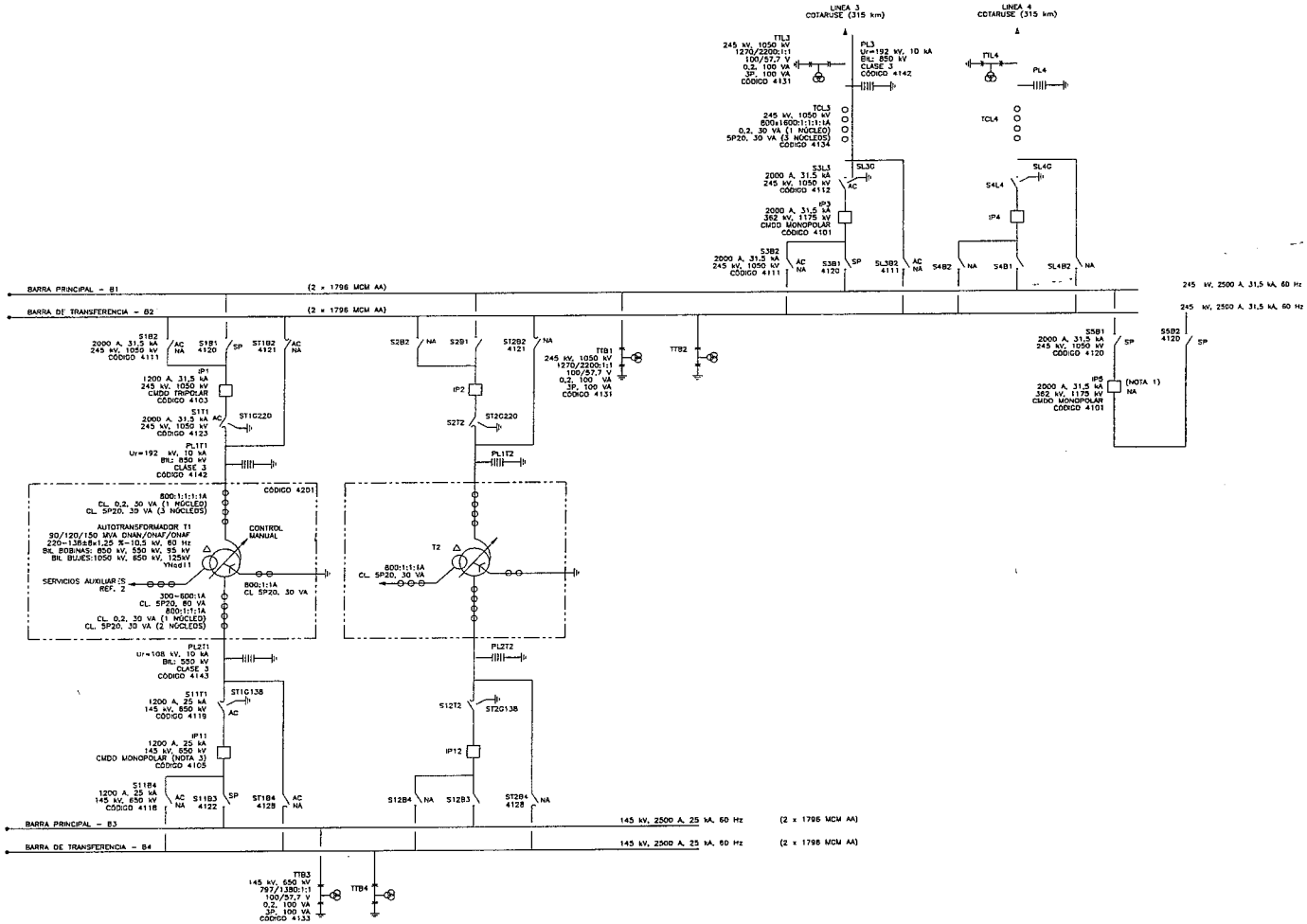
NOMBRE DE LAEMPRESA:	CONSORCIO TRANSMANTARO	Fecha de referencia:	Dic-03
SISTEMA :	S.E. COTARUSE		



9691

DIAGRAMA UNIFILAR DE SUBESTACIONES

NOMBRE DE LAEMPRESA:	CONSORCIO TRANSMANTARO	Fecha de referencia:	Dic-03
SISTEMA :	S.E. SOCABAYA		

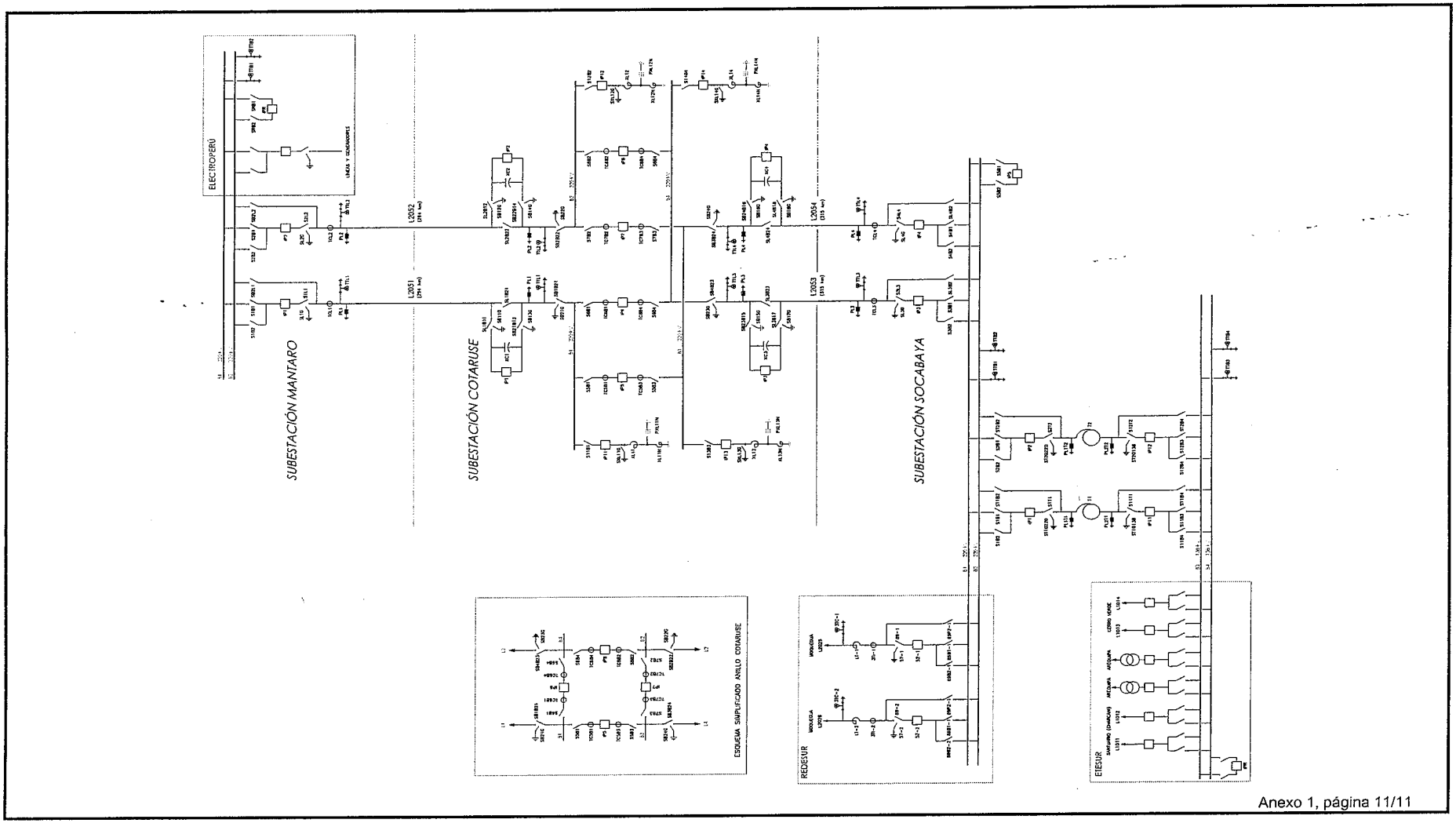


1697

DIAGRAMA UNIFILAR DE SUBESTACIONES

NOMBRE DE LAEMPRESA:	CONSORCIO TRANSMANTARO
SISTEMA :	S.E. GENERAL

Fecha de referencia:	SET-2003
Hoja:	



Anexo 2.

Contrato BOOT – Referencia

REPÚBLICA DEL PERÚ

Comité Especial
Concesión L. T. Mantaro - Socabaya

Contrato BOOT
Sistema de Transmisión
Mantaro - Socabaya

07 de Enero de 1998

1700

COMITE ESPECIAL L.T. MANTARO-SOCABAYA

INDICE

DEFINICIONES ____ 5

OBJETO Y AMBITO DE LA CONCESIÓN ____ *12*

CLÁUSULA 1 ____ 12
OBJETO ____ 12

CLÁUSULA 2 ____ 12
CARACTERÍSTICAS Y MODALIDAD DE LA CONCESIÓN, Y BIENES ____ 12

CLÁUSULA 3 ____ 13
CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ____ 13

CLÁUSULA 4 ____ 14
PLAZO DEL CONTRATO BOOT ____ 14

DECLARACIONES, FECHA DE CIERRE Y VIGENCIA DEL CONTRATO ____ *14*

CLÁUSULA 5 ____ 14
DECLARACIONES DE LA SOCIEDAD CONCESIONARIA Y DEL CONCEDENTE ____ 14

CLÁUSULA 6 ____ 18
REQUISITOS A SER CUMPLIDOS EN LA FECHA DE CIERRE ____ 18

CLÁUSULA 7 ____ 20
RÉGIMEN DE BIENES Y OPERACIÓN COMERCIAL ____ 20

EXPLOTACIÓN DEL SERVICIO ____ *24*

CLÁUSULA 8 ____ 24
OBLIGACIONES Y DERECHOS DEL CONCEDENTE ____ 24

CLÁUSULA 9 ____ 24
OBLIGACIONES Y DERECHOS DE LA SOCIEDAD CONCESIONARIA ____ 24

CLÁUSULA 10 ____ 27
OBLIGACIONES DE LA SOCIEDAD CONCESIONARIA CON LAS AUTORIDADES GUBERNAMENTALES ____ 27

CLÁUSULA 11 ____ 27
CESIÓN DE POSICIÓN CONTRACTUAL Y CONSTITUCIÓN DE GARANTÍA SOBRE LOS INGRESOS FUTUROS ____ 27

CLÁUSULA 12 ____ 27
RÉGIMEN DE CONTRATOS ____ 27

CLÁUSULA 13 ____ 27
PROTECCIÓN AL MEDIO AMBIENTE Y AL PATRIMONIO CULTURAL ____ 27

RÉGIMEN ECONOMICO DE LA CONCESIÓN ____ *28*

CLÁUSULA 14 ____ 28
TARIFAS ____ 28

CLÁUSULA 15 ____ 28
RÉGIMEN DE SEGUROS ____ 28

CLÁUSULA 16 ____ 29
RESPONSABILIDAD, INCUMPLIMIENTO Y SANCIONES ____ 29

CLÁUSULA 17 ____ 30
FUERZA MAYOR ____ 30

CLÁUSULA 18 ____ 31
SOLUCIÓN DE CONTROVERSIAS ____

CLÁUSULA 19 ____ 33
RESOLUCIÓN DEL CONTRATO ____ 33

CLÁUSULA 20 ____ 35
SUSPENSIÓN Y PRÓRROGA DEL PLAZO DE LA CONCESIÓN ____ 35

CLÁUSULA 21 ____ 36
CAUSALES DE CADUCIDAD DE LA CONCESION ____ 36

CLÁUSULA 22 ____ 37
OTRAS DISPOSICIONES ____ 37

CLÁUSULA 23 ____ 40
GARANTÍAS A FAVOR DE LAS ENTIDADES FINANCIERAS ____ 40

CLÁUSULA 24 ____ 41
EQUILIBRIO ECONOMICO ____ 41

CLÁUSULA ADICIONAL ____ 43

ANEXO N° 1 ____ 44
CONDICIONES PARA EL DISEÑO, CONSTRUCCION Y OPERACION DEL SISTEMA DE TRANSMISION ____ 44

ANEXO N° 2 ____ 55
CONCESIÓN DEFINITIVA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA ____ 55

ANEXO N° 3 ____ 56
GARANTÍA BOOT ____ 56

ANEXO N° 4 ____ 58
RELACIÓN DE SOCIOS PRINCIPALES ____ 58

ANEXO N° 5 ____ 59
RELACIÓN DE EMPRESAS MATRICES DE LOS SOCIOS PRINCIPALES ____ 59

ANEXO N° 6 ____ 60
TRANSFERENCIA DE LOS BIENES A LA TERMINACION DE LA CONCESIÓN ____ 60

ANEXO N° 7 ____ 61
BIENES DE LA CONCESION ____ 61

ANEXO N° 8 ____ 62
TABLA DE SANCIONES ____ 62

ANEXO N° 9 ____ 63
PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS PARA LA PUESTA EN OPERACIÓN COMERCIAL ____ 63

CONTRATO PARA EL DISEÑO, SUMINISTRO DE BIENES Y SERVICIOS, CONSTRUCCIÓN Y EXPLOTACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN MANTARO-SOCABAYA Y LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE TRANSMISIÓN DE ELECTRICIDAD

Conste por el presente documento el Contrato BOOT para el diseño, suministro de bienes y servicios, construcción y explotación del Sistema de Transmisión Mantaro–Socabaya y la Prestación del Servicio de Transmisión de Electricidad (el "Contrato"), entre el Estado Peruano (el "Concedente"), actuando a través del Ministerio de Energía y Minas, con domicilio en Av. Las Artes N° 260, San Borja, Lima, Perú, debidamente representado por el Director General de Electricidad, Sr. Hugo Lecaros Delgado de la Flor, con L.E. N° 06761247, debidamente facultado mediante Resolución Ministerial N° 082-98-EM/VME de fecha 23.02.98 y de la otra parte el Consorcio integrado por: Hydro-Quebec International Inc. y Graña y Montero S.A., con domicilio en Av. Santa María 110 Miraflores, Lima, que procede debidamente representada por el Sr. Henri-Paul Martel identificado con Pasaporte N° EM 287863, debidamente facultado al efecto por Acuerdo de Consorcio.

Interviene en el presente Contrato Hydro-Quebec International Inc., que es una sociedad debidamente constituida y existente de conformidad con las leyes de Canadá, con domicilio en 800 East de Maisonneuve, Montreal, QC, Canadá, que procede debidamente representada por el Sr. Henri-Paul Martel, identificado con Pasaporte N° EM 287863, debidamente facultado al efecto por Acuerdo del Director Gerente, (el "Operador Estratégico Precalificado"), únicamente para garantizar, en lo que fuere aplicable, lo dispuesto en las Cláusulas 5.1.1, 5.1.2, 5.1.3, 5.1.4 (iii), 5.1.5, 9.7 y 9.8.

Interviene asimismo, Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte S.A., ETECEN, con domicilio en Av. Pedro Miotta 421, San Juan de Miraflores, que procede debidamente representada por su Gerente General, Sr. Manuel Eloy Suárez Mendoza, identificado con Libreta Electoral N° 23841816, debidamente facultado al efecto por Acuerdo de Directorio, únicamente para efectos de lo dispuesto en las Cláusulas 6.3, 7.1.1 y 7.1.5.

ANTECEDENTES:

I. Por acuerdos de PROMCEPRI de fechas 15.12.97 y 05.01.98 se aprobó el presente Contrato, designando al Ministerio de Energía y Minas para que actúe en representación del Concedente.

II. Con fecha 03.10.97 el Ministerio de Energía y Minas y ETECEN suscribieron el Contrato de Concesión Eléctrica para la prestación del servicio de transmisión de energía eléctrica a través del Sistema de Transmisión Mantaro - Socabaya, el que fue elevado a Escritura Pública ante el Notario Público Dr. Alejandro Collantes Becerra, cuya copia forma parte integrante del presente Contrato como Anexo N° 2.

III. Por acuerdo de fecha 30.05.97, el Comité Especial aprobó las Bases del Concurso Público Internacional en la Modalidad de Proyecto Integral para la entrega en Concesión al sector privado del Sistema de Transmisión Mantaro-Socabaya, las que a su vez fueron aprobadas por PROMCEPRI en su sesión de fecha 09.06.97.

IV. Con fecha 15.01.98, el Comité Especial adjudicó la Buena Pro del Concurso al Postor que presentó la Mejor Oferta Económica, tal como este término se define en las Bases.

V. De conformidad con las Bases, el Adjudicatario constituyó la Sociedad Concesionaria.

En virtud de lo antes señalado, se ha convenido en celebrar el presente Contrato, bajo los términos y condiciones siguientes:

DEFINICIONES

Toda referencia efectuada en este Contrato a "Cláusula" o "Anexo" se deberá entender efectuada a Cláusulas o Anexos de este Contrato, respectivamente, salvo indicación expresa en sentido contrario.

Los términos que figuren en mayúsculas en este Contrato y que no se encuentren expresamente definidos en éste, corresponden a Leyes Aplicables, o a términos definidos en las Bases, o a términos que son corrientemente utilizados en mayúsculas.

Cualquier referencia a "Leyes Aplicables" deberá entenderse efectuada a las leyes, regulaciones y reglamentos emitidos por una Autoridad Gubernamental, incluyendo normas complementarias, suplementarias, modificatorias y reglamentarias, incluso aquéllas a que se refiere el punto 1.3 de las Bases.

Salvo disposición expresa en sentido contrario contenida en este Contrato, las referencias a "Días" deberán entenderse efectuadas a los días que no sean sábado, domingo o feriado en la ciudad de Lima. También se entiende como feriado, los días en que los bancos en la ciudad de Lima no se encuentren obligados a atender al público por disposición de la Autoridad Gubernamental, salvo indicación expresa en sentido contrario. Todas las referencias horarias se deberán entender efectuadas a la hora del Perú.

Cualquier mención a una Autoridad Gubernamental específica deberá entenderse efectuada a ésta o a quien la suceda o a quien ésta designe para realizar los actos a que se refiere este Contrato o las Leyes Aplicables.

En este Contrato, los siguientes términos tendrán los significados que a continuación se indican:

Adjudicación de la Buena Pro
Es la declaración que efectuó el Comité Especial estableciendo la Oferta Económica que resultó ganadora del Concurso por ser la Mejor Oferta Económica.

Adjudicatario
Es el postor favorecido con la Adjudicación de la Buena Pro.

Autoridad Extranjera
Es la autoridad gubernamental competente de cualquier País Extranjero.

Autoridad Gubernamental
Cualquier autoridad competente, judicial, legislativa, política o administrativa del Perú facultada conforme a las Leyes Aplicables para emitir o interpretar normas o decisiones, generales o particulares, con efectos obligatorios para quienes se encuentren sometidos a sus alcances.

Banco(s) Extranjero(s) de Primera Categoría
Son aquellos bancos extranjeros así determinados por el Banco Central de Reserva del Perú y que se encuentren incluidos en la Circular No. 004-97-EF/90, según sea modificada por dicho Banco Central.

Barras de Transferencia o Barra
Son aquellas barras en donde existen Entregas y/o Retiros de dos o más integrantes del respectivo COES.

Bases
Es el documento, incluidos sus Formularios, Anexos, Apéndices y Circulares, que establece los términ