



INFORME ANUAL DE PEAJES.
Proyección Enero 2002- Diciembre 2006.

Autor	Dirección de Peajes CDEC-SING.
Fecha de Creación	01-dic-2001.
Fecha Impresión	21-dic-2001.
Correlativo	CDEC-SING-C0063/2001.
Versión	1.0

<p>El uso de este documento está sujeto, en lo pertinente, a lo dispuesto en http://www.cdec-sing.cl/html_docs/legal.html</p>
--

Control del Documento.

Aprobación.

Versión	Aprobado por
1.0	Carlos Finat D.

Registro de Cambios.

Fecha	Autor	Versión	Descripción de Cambio

Revisores.

Nombre	Cargo
Carlos Finat D.	Director de Operación y Peajes CDEC-SING.
Víctor Araya J.	Subdirector de Operación CDEC-SING.
Jaime Misraji C.	Subdirector de Peajes CDEC-SING.
Jorge Venegas F.	Ingeniero CDEC-SING.

Distribución.

Copia	Nombre
1	Directores CDEC-SING.

Contenido.

Control del Documento.....	2
APROBACIÓN.....	2
REGISTRO DE CAMBIOS.....	2
REVISORES.....	2
DISTRIBUCIÓN.....	2
1. PRESENTACIÓN.....	4
2. REPRESENTACIÓN DEL SING.....	5
2.1 NUDOS DEL SISTEMA.....	5
2.2 CURVA DE DURACIÓN.....	6
2.3 CRECIMIENTO DE LA DEMANDA.....	7
2.4 PARQUE GENERADOR.....	8
2.5 PLAN DE MANTENIMIENTOS DE UNIDADES.....	9
2.6 SISTEMA DE TRANSMISIÓN.....	10
2.7 UNILINEAL DEL SING.....	12
3. ESTUDIOS REALIZADOS.....	13
3.1 OPERACIÓN ESPERADA DEL SING.....	13
3.2 INTERCONEXIÓN SING-SADI.....	13
3.2.1 INTENCIÓN DE INTERCONEXIÓN.....	13
3.2.2 SITUACIÓN DEL SISTEMA ARGENTINO.....	13
3.2.3 MODELO ECONÓMICO DE INTERCONEXIÓN SING-SADI.....	14
3.3 INTERCONEXIÓN SING-SIC.....	14
3.4 OPERACIÓN DEL SING.....	15
3.5 MODELACIÓN DE LAS INTERCONEXIONES.....	15
3.6 OPERACIÓN DE LÍNEAS.....	16
4. ÁREA DE INFLUENCIA.....	17
5. ANUALIDAD Y COSTOS DE OPERACIÓN.....	19
6. RESULTADOS.....	20
6.1 FLUJOS MEDIOS ANUALES.....	20
6.2 PÉRDIDAS MEDIAS ANUALES DE TRANSMISIÓN.....	21
6.3 GENERACIONES MEDIAS ANUALES.....	22
6.4 COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA.....	23
6.5 INGRESOS POR TRAMOS POR ENERGÍA.....	23
7. PEAJE BÁSICO.....	25
8. TRAMOS AFECTOS A PEAJE BÁSICO.....	26
8.1 DIAGRAMAS CON FLUJOS MEDIOS ANUALES.....	26
8.2 TRAMOS SUJETOS A PEAJE BÁSICO.....	28
8.3 TRAMOS COMPARTIDOS POR PEAJE BÁSICO.....	30
9. ÍNDICE DE TABLAS E ILUSTRACIONES.....	31
9.1 TABLAS.....	31
9.2 FIGURAS.....	31

1. PRESENTACIÓN.

El presente documento constituye la proposición de la Dirección de Peajes del CDEC-SING en lo pertinente a establecer, para fines referenciales, cuáles son las instalaciones involucradas en el área de influencia de cada una de las centrales generadoras cuya operación coordina este CDEC¹.

El documento contiene los valores nuevos de reemplazo (VNR) y costos de operación y mantenimiento (COyM), agrupados según tramos del sistema incluyendo las instalaciones de las subestaciones asociadas. También incluye las proyecciones de potencia transitada y las proyecciones de los ingresos reales por concepto de energía de los distintos tramos del sistema para el período comprendido entre el 1 de Enero de 2002 y el 31 de Diciembre de 2006² (período de estudio).

En lo que respecta a los montos de los VNR y COyM aplicables al cálculo de los peajes en los distintos tramos, así como sus correspondientes fórmulas de reajuste, se entienden que son los que proponen los propietarios de las instalaciones de transmisión a las entidades generadoras y demás interesados³.

Las proyecciones incluidas en este informe provienen de programaciones de mediano y largo plazo, elaboradas de forma tal que, preservando la seguridad de servicio instantánea global del SING, minimizan el costo total actualizado de operación y de racionamiento en el período de estudio.

La minimización se realiza para el conjunto de las instalaciones de generación y transporte del sistema, con independencia de la propiedad de dichas instalaciones⁴. La información relativa a la previsión de demandas de potencia y energía, así como su distribución geográfica, estacional, diaria y horaria, fue elaborada por la Dirección de Operación⁵.

La tasa de descuento, los costos variables de operación de las unidades y el costo de falla corresponden a los utilizados por la Comisión Nacional de Energía, en adelante la Comisión, en el informe técnico de cálculo de precios de nudo del SING de Octubre de 2001. El programa de obras para los primeros seis meses proviene de lo informado por las empresas al CDEC-SING. Para los meses siguientes se utiliza el mismo programa considerado por la Comisión en los cálculos de precios de nudo de Octubre de 2001⁶ del SING y el SIC.

En cuanto a la proyección de los ingresos reales por concepto de potencia, los ingresos tarifarios y el cálculo del peaje básico por unidad de potencia firme que se adicione al sistema, quedan pendientes en espera de la resolución ministerial referente a potencia firme del CDEC-SING.

¹ D.S. N°327/97 Artículo 176 b).

² D.S. N°327/97 Artículo 182 g).

³ D.S. N°327/97 Artículo 172 k).

⁴ D.S. N°327/97 Artículo 187.

⁵ D.S. N°327/97 Artículo 191.

⁶ D.S. N°327/97 Artículo 191.

2. REPRESENTACIÓN DEL SING.

2.1 NUDOS DEL SISTEMA.

En lo que respecta al presente informe, el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) se representa por un modelo de 31 barras o nudos. Cada nudo se identifica de acuerdo al tipo de consumo que suministra, clasificados como residencial o industrial. La Tabla 1 muestra los nudos ordenados según el tipo de consumo definido y el porcentaje de participación de cada uno de ellos respecto del consumo total del SING.

Estos porcentajes corresponden a los observados durante el 2001 y fueron ajustados para incluir los incrementos de demanda previstos a partir del 2002⁷. Los valores indicados se consideran constantes a lo largo del período de estudio.

Tabla 1: Nudos del SING, tipo de consumo y porcentaje de participación.

TIPO	NUDO	CLAVE	PORCENTAJE
INDUSTRIAL	Alto Norte	ALTONORTE	2.85%
	Andes	ANDES	0.00%
	Capricornio	CAPRICORNI	0.00%
	Central Atacama	C_ATACAMA	0.00%
	Crucero	CRUCERO	24.12%
	Chacaya	CHACAYA	0.00%
	Chapiquiña	CHAPIQ	0.09%
	Chuquicamata	CHUQUICAMA	24.21%
	Domeyko	DOMEYKO	2.53%
	Escondida	ESCONDIDA	16.59%
	Laberinto	LABERINTO	2.09%
	Lagunas	LAGUNAS	9.41%
	Mantos Blancos	MBLANCOS	2.75%
	Mejillones	MEJILLONES	2.74%
	Norgener	NORGENER	0.00%
	Nueva Zaldívar	NVZALDIVAR	6.31%
	Oeste	OESTE	0.95%
	O'Higgins	OHIGGINS	0.43%
	Palestina	PALESTINA	0.54%
	Pozo Almonte	POZOALM	4.27%
	Salta	SALTA	0.00%
	Tarapacá	TARAPACA	0.12%
	Tocopilla 110 kV	TOCOP110	0.00%
	Tocopilla 220 kV	TOCOP220	0.00%
Total Industrial			100.00%

⁷ Escondida - Fase 4 y Quebrada Blanca.

TIPO	NUDO	CLAVE	PORCENTAJE
RESIDENCIAL	Antofagasta	ANTOF	0.00%
	Arica	ARICA	0.00%
	Cóndores	CONDORES	29.66%
	Esmeralda	ESMERALDA	50.94%
	Iquique	IQUIQUE	0.00%
	Parinacota	PARINACOTA	19.40%
	SIC	SIC	0.00%
Total Residencial			100.00%

2.2 CURVA DE DURACIÓN.

La demanda de cada mes se representa por una curva de duración compuesta por seis etapas o bloques. La duración de los bloques obedece a un ajuste sobre lo observado históricamente en los años 2000 y 2001 en el SING. La Tabla 2 detalla la duración de cada bloque por mes empleada en el período de estudio.

Tabla 2: Duración en horas de cada bloque.

AÑO	BLOQUE [horas/mes]	1	2	3	4	5	6	Total Mes
2002-2006	Enero	31	93	124	248	155	93	744
	Febrero	28	84	112	224	140	84	672
	Marzo	31	93	124	248	155	93	744
	Abril	30	90	120	240	150	90	720
	Mayo	31	93	124	248	155	93	744
	Junio	30	90	120	240	150	90	720
	Julio	31	93	124	248	155	93	744
	Agosto	31	93	124	248	155	93	744
	Septiembre	30	90	120	240	150	90	720
	Octubre	31	93	124	248	155	93	744
	Noviembre	30	90	120	240	150	90	720
	Diciembre	31	93	124	248	155	93	744

La amplitud o demanda de cada bloque se calcula a partir de un porcentaje de la demanda mensual máxima estimada. Los porcentajes se presentan en la Tabla 3.

Tabla 3: Porcentaje de la demanda por bloque respecto de la demanda máxima mensual.

MES	1	2	3	4	5	6
Enero	100%	97%	95%	93%	90%	84%
Febrero	100%	97%	94%	92%	89%	88%
Marzo	100%	97%	94%	92%	89%	87%
Abril	100%	98%	96%	93%	91%	88%
Mayo	100%	98%	96%	93%	91%	88%
Junio	100%	98%	95%	93%	90%	88%
Julio	100%	98%	95%	92%	90%	87%
Agosto	100%	98%	95%	92%	89%	86%
Septiembre	100%	98%	95%	92%	90%	87%

MES	1	2	3	4	5	6
Octubre	100%	98%	95%	93%	90%	88%
Noviembre	100%	97%	94%	92%	89%	86%
Diciembre	100%	97%	94%	92%	89%	85%

La demanda se disgrega en los nudos del SING, de acuerdo a los consumos residenciales e industriales y en función de los porcentajes indicados en la Tabla 4.

Tabla 4: Disgregación de la demanda de acuerdo al tipo de consumo.

BLOQUE	INDUSTRIAL	RESIDENCIAL
1	88%	12%
2	88%	12%
3	89%	11%
4	90%	10%
5	90%	10%
6	91%	9%

Con lo expuesto en este punto se obtiene una distribución geográfica, estacional, diaria y horaria de la demanda del SING dentro del período.

2.3 CRECIMIENTO DE LA DEMANDA.

La demanda del SING en el período Enero 2002 y Septiembre 2003 es la publicada en el cálculo de precios de nudo del SING de Octubre de 2001. Para el resto de los años se utiliza una proyección lineal del consumo anual, lo que equivale a sostener una tasa de crecimiento decreciente tal como se aprecia en la Tabla 5.

Tabla 5: Tasa de crecimiento de la demanda en función del año.

Año	2002-2003	2003-2004	2004-2005	2005-2006
TASA	6.86%	6.71%	5.75%	5.69%

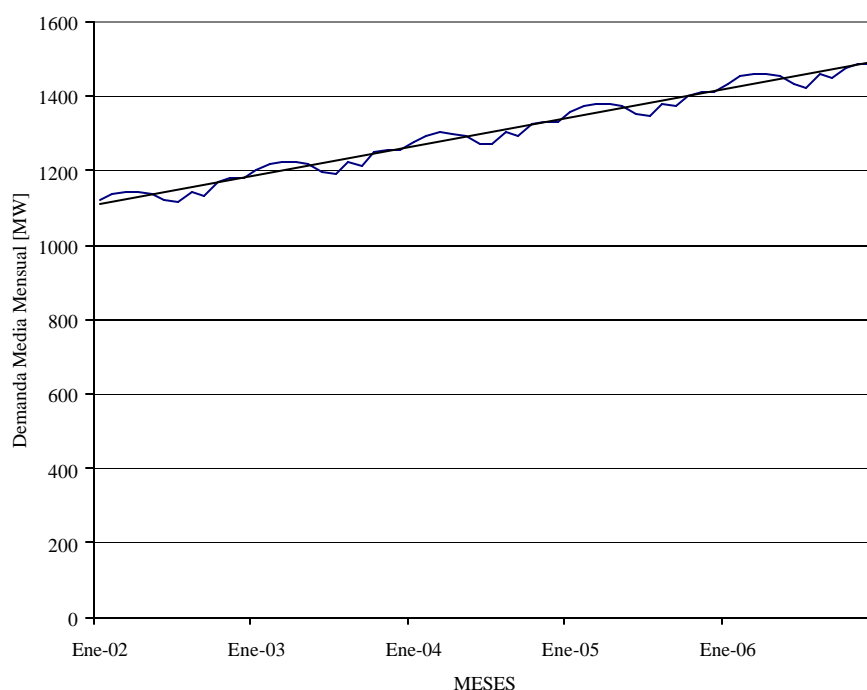
Tabla 6: Crecimiento de la demanda expresado como energía mensual [GWh].

DEMANDA-AÑO	2002	2003	2004 ⁸	2005	2006
Enero	834	892	950	1008	1067
Febrero	764	817	901	924	977
Marzo	850	909	968	1028	1087
Abril	821	879	936	994	1051
Mayo	845	904	963	1022	1081
Junio	805	861	917	973	1030
Julio	828	886	944	1002	1059
Agosto	850	909	968	1028	1087
Septiembre	816	873	930	987	1044

⁸ Considera año bisiesto.

DEMANDA-AÑO	2002	2003	2004 ⁸	2005	2006
Octubre	871	928	985	1042	1098
Noviembre	848	903	959	1014	1069
Diciembre	877	934	991	1049	1106
Total Año [GWh]	10009	10695	11414	12069	12756

Figura 1: Crecimiento de la demanda promedio mensual [MW].



2.4 PARQUE GENERADOR.

En atención a la inexistencia de fechas definidas para el retiro de algunas unidades generadoras, el presente informe contempla la totalidad del parque generador existente a la fecha.

En lo que respecta al plan de inversiones en generación, se considera la incorporación de una turbina a gas (TG2A) al Ciclo Combinado N°2 de NOPEL en Abril de 2002.

La Tabla 7 detalla las potencias máximas y mínimas netas de las unidades generadoras del SING⁹. Los costos variables de producción de cada unidad según el informe técnico de cálculo de precios de nudo del SING de Octubre de 2001.

⁹ Potencia Neta = Potencia Bruta - Consumos Propios.

Tabla 7: Centrales generadoras del SING.

CENTRAL	UNIDAD	POTENCIA MÍNIMA [MW] NETA	POTENCIA MÁXIMA [MW] NETA	COSTO VARIABLE [US\$/MWh]
CHAPIQUIÑA	CHAP	5.0	10.1	0.00
CAVANCHA	CAVA	3.0	3.0	0.00
ATACAMA	CC1	150.0	382.9	10.53
	CC2	150.0	383.0 ⁽¹⁰⁾	10.53
DIESEL ANTOFAGASTA	GMAN	2.0	16.7	78.75
	MAAN	6.0	11.3	47.31
DIESEL ARICA	GMAR	2.0	8.4	71.91
	M1AR	1.0	2.9	72.97
	M2AR	1.0	2.8	74.58
DIESEL ENAEX	DEUTZ	1.0	1.0	79.65
DIESEL IQUIQUE	MAIQ	6.0	5.6	44.43
	MIIQ	1.0	2.8	75.99
	MSIQ	6.0	5.9	36.50
	SUIQ	1.0	4.1	78.67
	TGIQ	10.0	23.6	84.98
DIESEL MANTOS BLANCOS	MIMB	2.0	27.9	44.82
SALTA	CC SALTA	182.0	632.7	10.66
TERMOELÉCTRICA MEJILLONES	CTM1	84.0	154.9	17.29
	CTM2	89.0	164.0	17.29
	CTM3	155.0	242.5	9.83
TERMOELÉCTRICA NORGENER	NTO1	61.0	127.4	18.70
	NTO2	61.0	131.9	18.70
TERMOELÉCTRICA TARAPACÁ	CTTAR	94.0	148.5	17.95
	TGTAR	8.0	23.7	85.82
TERMOELÉCTRICA TOCOPILLA	TG1	10.0	20.9	115.78
	TG2	10.0	20.9	115.78
	TG3	10.0	37.2	16.54
	U09	34.0	43.0	42.10
	U10	14.0	36.0	48.28
	U11	14.0	36.0	48.28
	U12	42.0	79.6	22.12
	U13	42.0	79.8	22.12
	U14	70.0	120.1	20.14
	U15	70.0	122.0	20.14
	U16	198.0	393.0	8.96
TOTAL		1595.0	3506.1	-

2.5 PLAN DE MANTENIMIENTOS DE UNIDADES.

Para efectos del presente informe se ha considerado un plan de mantenimiento mayor para las unidades generadoras, válido para cada año del período de estudio.

¹⁰ Antes de Abril del 2002 la unidad CC2 tiene una potencia máxima neta de 188.0 [MW].

El número de días de mantenimiento de cada unidad corresponde a una estimación basada en los períodos observados en el 2000 y 2001, y en el plan previsto para el 2002. El cronograma ha sido ajustado de forma tal de minimizar el costo total actualizado de operación y de racionamiento del sistema en su conjunto¹¹.

Tabla 8: Mantenimiento de unidades expresado en número de días.

UNIDAD	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
CC SALTA												31
CC1		28										
CC2				30								
CTM1							31					
CTM2					31							
CTM3										31		
CTTAR											30	
NTO1								31				
NTO2						30						
TG3									30			
U09											30	
U10												31
U11									30			
U12		28										
U13	31											
U14						30						
U15									30			
U16			31									

2.6 SISTEMA DE TRANSMISIÓN.

La Tabla 9 muestra los tramos que conforman el sistema de transmisión del modelo utilizado para representar el SING, con sus respectivos parámetros técnicos equivalentes y capacidades máximas admisibles.

Tabla 9: Líneas de transmisión representadas en el modelo del SING.

Nº	TRAMO	CLAVE ¹²	Capacidad [MVA]	Tensión [kV]	R[W]	X [W]
1	Chapiquiña 66 kV - Arica 66 kV	ARICA<-CHAPI	15.0	66.0	20.7	35.4
2	Arica 110 kV - Pozo Almonte 110 kV	ARICA<-POZOA	28.0	110.0	68.9	88.2
3	Iquique 66 kV - Pozo Almonte 66 kV	IQUIQ<-POZOA	70.0	66.0	5.8	9.5
4	Lagunas 220 kV - Pozo Almonte 220 kV	POZOA<-LAGUN	180.0	220.0	16.4	68.1
5	Lagunas 220 kV - Tarapacá 220 kV	LAGUN<-TARAP	400.0	220.0	1.5	11.0
6	Cóndores 220 kV - Tarapacá 220 kV	CONDO<-TARAP	189.0	220.0	6.9	28.0
7	Parinacota 220 kV - Cóndores 220 kV	PARIN<-CONDO	189.0	220.0	22.3	90.7
8	Lagunas 220 kV - Crucero 220 kV	LAGUN<-CRUC	360.0	220.0	8.6	34.2

¹¹ D.S. N°327/97 Artículo 194.

¹² La convención de A<-B significa que si el flujo es positivo el sentido es desde el B hasta A.

Nº	TRAMO	CLAVE ¹²	Capacidad [MVA]	Tensión [kV]	R[W]	X [W]
9	Norgener 220 kV - Crucero 220 kV	CRUC<-NORGE	614.0	220.0	1.9	14.1
10	Crucero 220 kV - Chuquicamata 220 kV	CHUQU<-CRUC	660.0	220.0	1.9	13.6
11	Tocopilla 220 kV - Crucero 220 kV	CRUC<-TOC2	660.0	220.0	2.2	14.4
12	Tocopilla 110 kV - Chuquicamata 110 kV	CHUQU<-TOC1	360.0	110.0	4.4	12.6
13	Tocopilla 220/110 kV	TOC1<-TOC2	200.0	220.0	0.0	60.0
14	C.Atacama 220 kV - Crucero 220 kV	CRUC<-C_ATA	808.0	220.0	3.7	23.2
15	C.Atacama 220 kV - Domeyko 220 kV	DOMEY<-C_ATA	406.0	220.0	10.1	42.1
16	C.Atacama 220 kV - Esmeralda 220 kV	ESMER<-C_ATA	189.0	220.0	6.9	28.2
17	Crucero 220 kV - Chacaya 220 kV	CRUC<-CHACA	180.0	220.0	15.8	63.1
18	Chacaya 220 kV - Capricornio 220 kV	CAPRI<-CHACA	300.0	220.0	4.5	22.8
19	Chacaya 220 kV - Mejillones 220 kV	MEJI<-CHACA	180.0	220.0	0.1	0.3
20	Mejillones 220 kV - O'Higgins 220 kV	OHIGG<-MEJI	163.0	220.0	7.3	30.3
21	Mejillones 110 kV - Antofagasta 110 kV	ANTOF<-MEJI	80.0	110.0	11.0	26.2
22	Capricornio 110 kV - Antofagasta 110 kV	CAPRI<-ANTOF	80.0	110.0	3.8	10.7
23	Alto Norte 110 kV - Antofagasta 110 kV	ALTON<-ANTOF	30.0	110.0	5.2	12.4
24	Alto Norte 110 kV - Capricornio 110 kV	ALTON<-CAPRI	80.0	110.0	5.8	16.3
25	Capricornio 220 kV-Mantos Blancos 220 kV	MBLAN<-CAPRI	300.0	220.0	1.4	7.3
26	O'Higgins 220 kV - Palestina 220 kV	PALES<-OHIGG	180.0	220.0	4.0	15.9
27	Palestina 220 kV - Domeyko 220 kV	DOMEY<-PALES	180.0	220.0	5.2	20.9
28	Escondida 220 kV - Domeyko 220 kV	ESCON<-DOMEY	180.0	220.0	0.7	2.9
29	Crucero 220 kV - Escondida 220 kV	ESCON<-CRUC	270.0	220.0	18.9	97.0
30	Escondida 220 kV - Nueva Zaldívar 220 kV	ESCON<-NVZAL	162.5	220.0	1.0	5.5
31	Nueva Zaldívar 220 kV - Laberinto 220 kV	LABER<-NVZAL	270.0	220.0	7.0	36.3
32	Nueva Zaldívar 220 kV - Andes 220 kV	NVZAL<-ANDES	456.0	220.0	1.9	12.2
33	Andes 345 kV - Salta 345 kV	ANDES<-SALTA	750.0	345.0	12.7	133.2
34	Oeste 220 kV - Andes 220 kV	OESTE<-ANDES	173.0	220.0	3.8	15.6
35	Laberinto 220 kV - Oeste 220 kV	LABER<-OESTE	209.0	220.0	7.8	34.1
36	Laberinto 220 kV - Mantos Blancos 220 kV	LABER<-MBLAN	173.0	220.0	7.4	30.5
37	Laberinto 220 kV - Crucero 220 kV	LABER<-CRUC	270.0	220.0	10.7	54.9
38	SIC 220 kV - Chacaya 220 kV (*)	SIC<-CHACA	250.0	220.0	12.6	63.3

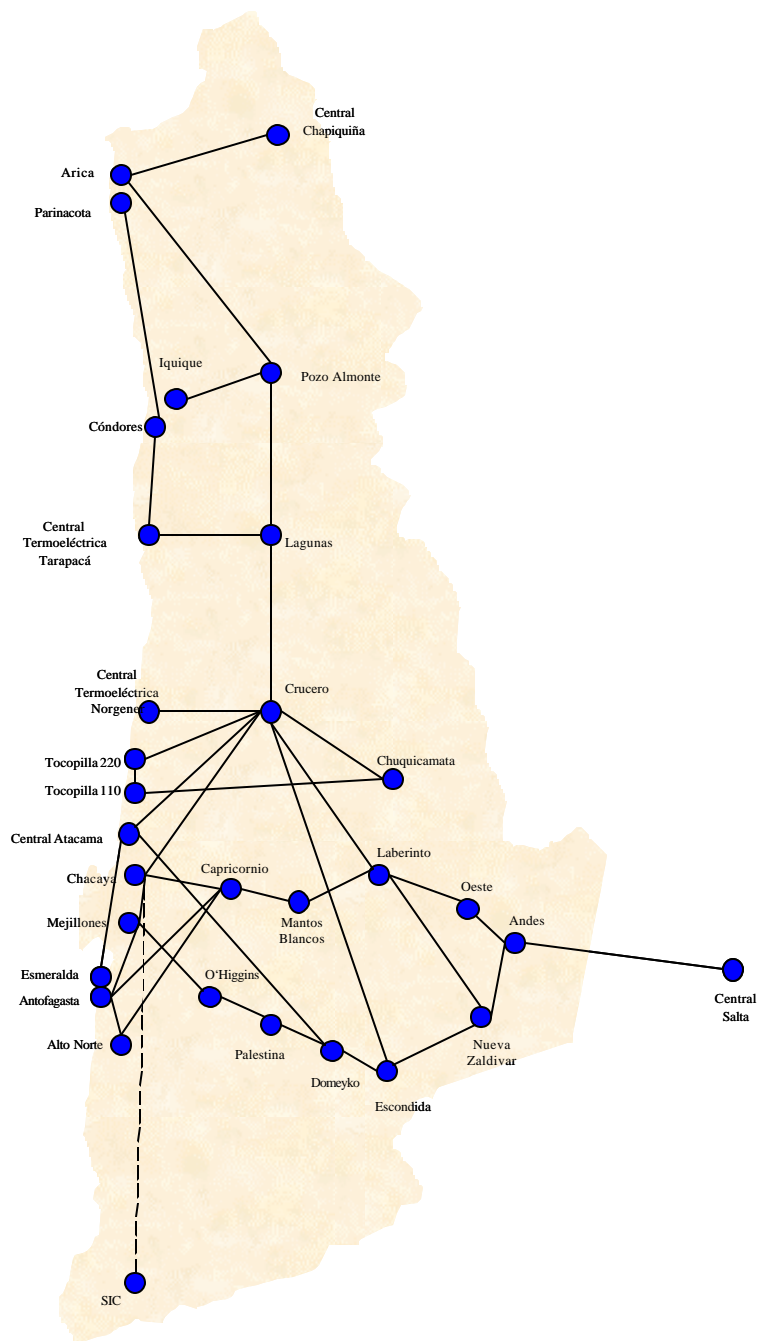
(*) Plan de Obras - Informe técnico de cálculo de precios de nudo del SIC de Octubre de 2001.

La Tabla 10 detalla los proyectos de inversión en transmisión y sus respectivas fechas de puesta en servicio.

Tabla 10: Proyectos de interconexión y líneas de transmisión.

INTERCONEXIÓN	TRAMO	FECHA DE PUESTA EN SERVICIO
SING-SADI	Salta 132 kV - Cobos 132 kV	Enero 2004
SING-SIC	SIC 220 kV - Chacaya 220 kV	Enero 2005

2.7 UNILINEAL DEL SING¹³.



¹³ El diagrama tiene propósitos ilustrativos y es de carácter de referencial.

3. ESTUDIOS REALIZADOS.

3.1 OPERACIÓN ESPERADA DEL SING.

Las condiciones normales de operación esperadas para el SING¹⁴ se obtienen a partir de la programación de la generación de mediano y largo plazo que cumple con:

- a) Restricciones técnicas y de seguridad; y,
- b) Minimizar el costo total actualizado de operación y racionamiento del SING.

Para este proceso se ha utilizado el Modelo PCP. Dentro de los resultados que despliega este modelo están:

- a) Flujos de potencia por las líneas.
- b) Pérdidas de transmisión por las líneas.
- c) Producción de las unidades generadoras.
- d) Costos marginales de energía por nudo.
- e) Ingresos por tramos por concepto de energía.

3.2 INTERCONEXIÓN SING-SADI.

3.2.1 INTENCIÓN DE INTERCONEXIÓN.

Dentro de los proyectos contemplados en el período está la intención de interconexión de la Subestación SALTA de AES-GENER¹⁵ con la subestación Cobos del Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

Para efectos del presente informe, en el evento que este proyecto se materialice, la Subestación SALTA es modelada como un generador y carga equivalente. Por lo tanto, las transferencias SING-SADI responderán a los precios relativos entre ambos.

3.2.2 SITUACIÓN DEL SISTEMA ARGENTINO.

El área prevista para la interconexión SING-SADI, denominada Nor Oeste Argentino (NOA), actualmente se encuentra congestionada. Se estima, sobre la base de las instalaciones existentes, que el NOA sólo podría llegar a soportar una carga adicional entre 100 y 150 [MW] ¹⁶.

¹⁴ D.S. N°327/97 Artículo 88.

¹⁵ La Resolución SEyP N°145/97 autorizó a TERMOANDES S.A. (AES-GENER S.A.) para ingresar como agente generador al MEM, en su carácter de titular de la central Salta. Este permiso posibilita exportar energía eléctrica a Chile sin vincularse eléctricamente con el SADI.

¹⁶ Prospectiva 2000. Secretaría de Energía y Minería - Ministerio de Economía - Argentina Abril 2001.

El Plan Federal de Transporte Eléctrico argentino contempla el alivio de áreas como el NOA y el cierre de anillos de transmisión. Se estudia la puesta en marcha de al menos cuatro grandes líneas de 500 [kV]¹⁷.

En este contexto, las proyecciones utilizadas en el mercado argentino consideran que aproximadamente 300 [MW] de la potencia instalada en la Central SALTA se destinarían al SING, y el resto, al interconectarse al SADI, quedarían disponibles para el NOA. A tal efecto CAMMESA considera que inicialmente se destinarán al mercado argentino 270 [MW]¹⁸.

3.2.3 MODELO ECONÓMICO DE INTERCONEXIÓN SING-SADI.

El Plan Federal de Transporte Eléctrico prevé que la congestión del NOA desaparece en Enero del 2004, cuando se habilite la ampliación Argentina-Brasil.

Por lo expuesto, el presente informe contempla que hasta Diciembre del 2003 la Central SALTA está conectada exclusivamente al SING. A partir de Enero del 2004 los intercambios entre el SING y el SADI pueden llegar a ser factibles dependiendo de la relación de precios entre ambos sistemas.

El precio relativo de la Subestación SALTA se ha supuesto igual al costo variable de producción de la Central SALTA en todo el período de estudio.

La modelación supone que las transferencias del SING al SADI estarán limitadas a un nivel seguro y económico.

3.3 INTERCONEXIÓN SING-SIC.

El informe técnico de cálculo de precios de nudo del SIC de Octubre de 2001 presenta como interconexión SING-SIC el proyecto de ELECTROANDINA.

Se adopta una modelación similar a la indicada en dicho informe:

- a) Se define una central ficticia conectada al nudo Diego de Almagro del SIC. El costo variable de producción es igual al costo marginal de la energía en ese nudo del sistema.
- b) El costo marginal de la energía es el utilizado en el cálculo del precio de nudo, ponderado por el factor de penalización del nudo Diego de Almagro.
- c) Se respeta la limitación de la potencia máxima a transferir en 250 [MW] en atención a criterios de estabilidad.

¹⁷ Estudio de Simulaciones de Operación de Mediano y Largo Plazo 2000-2007. CAMMESA - Febrero 2000.

¹⁸ Prospectiva 2000. Secretaría de Energía y Minería - Ministerio de Economía - Argentina Abril 2001.

3.4 OPERACIÓN DEL SING.

El despacho seguro y económico del SING se modela a través de dos acciones restrictivas:

- a) Nivel de inyección neta máxima.
 - 200 [MW] en el 2002.
 - 215 [MW] en el 2003.
 - 230 [MW] en el 2004.
 - 270 [MW] a partir del 2005.
- b) Reserva en giro por unidad.
 - Cada unidad debe reservar al menos un 8,5% de su producción máxima admisible.
 - Este porcentaje permanece constante en todo el período de estudio.
- c) Transferencia máxima hacia otros sistemas.
 - 250 [MW] en todo el período.

Los valores indicados son estimativos y responden a escenarios de despachos basados en los criterios de seguridad aplicados a la fecha por la Dirección de Operación.

Se debe tener presente que estos criterios pueden ser modificados por la Dirección de Operación, en atención a los requerimientos del sistema, sin que ello obligue actualizar el presente informe.

3.5 MODELACIÓN DE LAS INTERCONEXIONES.

Figura 2: Transferencias máximas desde SALTA hasta Diciembre 2003.

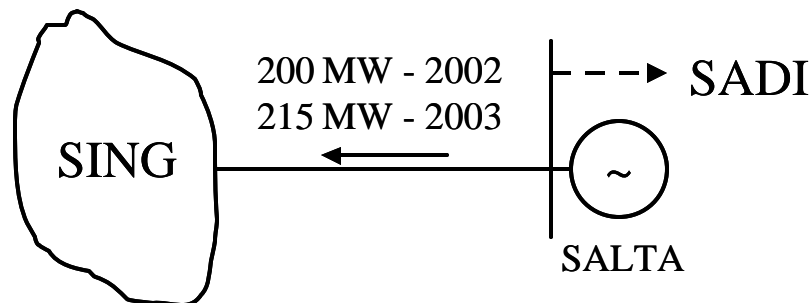


Figura 3: Transferencias máximas SING-SADI desde Enero 2004 en adelante.

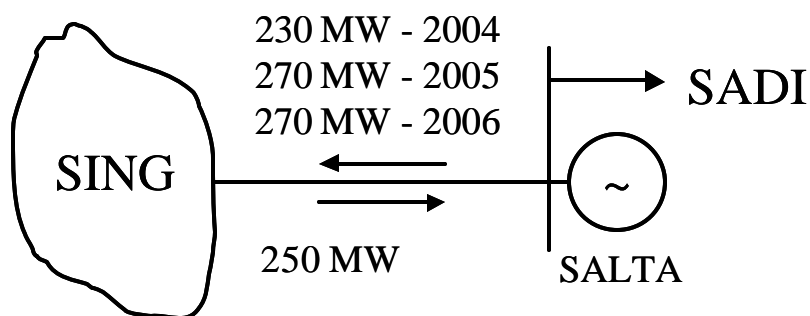
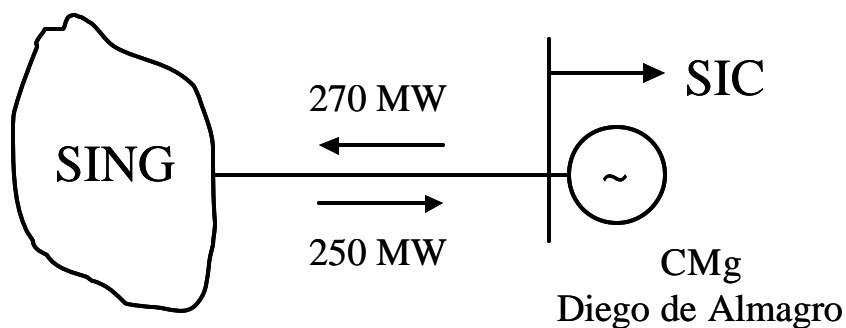


Figura 4: Transferencias máximas SING-SIC desde Enero 2005 en adelante.



3.6 OPERACIÓN DE LÍNEAS.

La Tabla 11 muestra las líneas que se consideran abiertas para efectos de definir las condiciones normales de operación del SING.

Tabla 11: Condición de operación de líneas de transmisión.

TRAMO	CONDICIÓN
Escondida 220 kV - Nueva Zaldívar 220 kV	Permanece abierta todo el período.
Mejillones 220 kV - O'Higgins 220 kV	Permanece abierta todo el período.

4. ÁREA DE INFLUENCIA.

Cuando una central generadora está conectada a un sistema eléctrico cuyas líneas y subestaciones en el área de influencia de la central pertenezcan a un tercero, se entiende que el propietario de la central hace uso efectivo de dichas instalaciones, independientemente del lugar y de la forma en que se comercializan los aportes de potencia y energía que aquella efectúa y, por consiguiente, debe pagar los correspondientes peajes a su dueño¹⁹.

Se define el área de influencia de una central generadora al conjunto de líneas, subestaciones y demás instalaciones del sistema eléctrico, directa y necesariamente afectado por la inyección de potencia y energía de dicha central²⁰.

Para fines de este informe, el área de influencia de una central generadora contiene también el conjunto mínimo de instalaciones que permiten conectar dicha central con la subestación básica de energía más próxima²¹.

Las subestaciones básicas de energía las define la Comisión en el cálculo del precio básico²². De acuerdo al informe técnico de cálculo de precios de nudo del SING de Octubre de 2001, el SING tiene sólo una subestación básica y corresponde a Crucero.

A partir de lo expuesto, la Tabla 12 indica, para el período de estudio y con fines referenciales, las instalaciones involucradas en el área de influencia de cada una de las centrales generadoras cuya operación coordina el CDEC-SING.

Tabla 12: Instalaciones que integran el área de influencia de cada central.

CENTRAL	TRAMO
CHAPIQUIÑA	Chapiquiña 66/23 kV
	Chapiquiña 66 kV - Arica 66 kV
	Arica 110/66 kV
	Arica 110 kV - Pozo Almonte 110 kV
	Pozo Almonte 220/110 kV
	Lagunas 220 kV - Pozo Almonte 220 kV
	Lagunas 220 kV - Crucero 220 kV
DIESEL ARICA	Arica 66 kV - CD Arica 66 kV
	Arica 110/66 kV
	Arica 110 kV - Pozo Almonte 110 kV
	Pozo Almonte 220/110 kV
	Lagunas 220 kV - Pozo Almonte 220 kV
	Lagunas 220 kV - Crucero 220 kV

¹⁹ DFL1/82 Artículo 51 B).

²⁰ DFL1/82 Artículo 51 B).

²¹ D.S. N°327/97 Artículo 84.

²² D.S. N°327/97 Artículo 274.

CENTRAL	TRAMO
CAVANCHA	Iquique 66 kV - Pozo Almonte 66 kV
	Pozo Almonte 110/66 kV
	Pozo Almonte 220/110 kV
	Lagunas 220 kV - Pozo Almonte 220 kV
	Lagunas 220 kV - Crucero 220 kV
DIESEL IQUIQUE	Iquique 66 kV - CD Iquique 66 kV
	Iquique 66 kV - Pozo Almonte 66 kV
	Pozo Almonte 110/66 kV
	Pozo Almonte 220/110 kV
	Lagunas 220 kV - Pozo Almonte 220 kV
	Lagunas 220 kV - Crucero 220 kV
TERMOELÉCTRICA TARAPACÁ	Lagunas 220 kV - Tarapacá 220 kV
	Lagunas 220 kV - Crucero 220 kV
	Cóndores 220 kV - Tarapacá 220 kV
TERMOELÉCTRICA NORGENER	Norgener 220 kV - Crucero 220 kV
TERMOELÉCTRICA TOCOPILLA	Tocopilla 220 kV - Crucero 220 kV
	Tocopilla 220/110 kV
	Tocopilla 110 kV - Chuquicamata 110 kV
ATACAMA	C. Atacama 220 kV - Encuentro 220 kV
	Encuentro 220 kV - Crucero 220 kV
	C. Atacama 220 kV - Domeyko 220 kV
	C. Atacama 220 kV - Esmeralda 220 kV
TERMOELÉCTRICA MEJILLONES	Crucero 220 kV - Chacaya 220 kV
	Chacaya 220 kV - Mejillones 220 kV
	Chacaya 220 kV - Mantos Blancos 220 kV
DIESEL ANTOFAGASTA	Mejillones 110 kV - Antofagasta 110 kV
	Mejillones 220/110 kV
	Chacaya 220 kV - Mejillones 220 kV
	Crucero 220 kV - Chacaya 220 kV
	Alto Norte 110 kV - Antofagasta 110 kV
	Capricornio 110 kV - Antofagasta 110 kV
SALTA	Andes 345 kV - Salta 345 kV
	Andes 220/345 kV
	Oeste 220 kV - Andes 220 kV
	Laberinto 220 kV - Oeste 220 kV
	Laberinto 220 kV - Crucero 220 kV
	Nueva Zaldívar 220 kV - Andes 220 kV
	Nueva Zaldívar 220 kV - Laberinto 220 kV
DIESEL MANTOS BLANCOS	Laberinto 220 kV - Mantos Blancos 220 kV
	Laberinto 220 kV - Crucero 220 kV
	Crucero 220 kV - Chacaya 220 kV

5. ANUALIDAD Y COSTOS DE OPERACIÓN.

La Tabla 13 presenta los VNR, AVNR y COyM informados por las empresas al CDEC-SING, expresados en miles de dólares.

Tabla 13: AVNR y COyM de los tramos [Miles US\$].

TRAMO	PROPIETARIO TITULAR	VNR [kUS\$]	AVNR [kUS\$]	COyM [kUS\$]
Alto Norte 110 kV - Antofagasta 110 kV	ALTO NORTE	489	52	16
Arica 110 kV - Pozo Almonte 110 kV	EDELNOR	7968	845	128
Arica 110/66 KV	EDELNOR	2017	214	64
Parinacota 220 kV - Cóndores 220 kV	NOPEL	-	-	-
Arica 66 kV - CD Arica 66 kV	EDELNOR	1161	123	30
Andes 220/345 kV	AES GENER	11533	1223	337
Andes 345 kV - Salta 345 kV	AES GENER	33608	3565	763
C.Atacama 220 kV - Domeyko 220 kV	ESCONDIDA	2542	270	76
C.Atacama 220 kV - Encuentro 220 kV	NOPEL	29617	3142	642
Capricornio 110 kV - Antofagasta 110 kV	EDELNOR	3212	341	69
Crucero 220 kV - Chacaya 220 kV	EDELNOR	16890	1792	314
Chacaya 220 kV - Mantos Blancos 220 kV	EDELNOR	8327	883	165
Chacaya 220 kV - Mejillones 220 kV	EDELNOR	3764	399	115
Chapiquiña 66 kV - Arica 66 kV	EDELNOR	7630	809	134
Chapiquiña 66/23 kV	EDELNOR	745	79	24
Encuentro 220 kV - Crucero 220 kV	NOPEL	6784	720	101
C.Atacama 220 kV - Esmeralda 220 kV	NOPEL	-	-	-
Cóndores 220 kV - Tarapacá 220 kV	NOPEL	-	-	-
Iquique 66 kV - CD Iquique 66 kV	EDELNOR	942	100	28
Iquique 66 kV - Pozo Almonte 66 kV	EDELNOR	6034	640	132
Laberinto 220 kV - Crucero 220 kV	ZALDÍVAR	1137	121	34
Laberinto 220 kV - Mantos Blancos 220 kV	AES GENER	9860	1046	239
Laberinto 220 kV - Oeste 220 kV	NORGNER	10537	1118	252
Lagunas 220 kV - Crucero 220 kV	CELTA-EDELNOR	32564	3454	646
Lagunas 220 kV - Pozo Almonte 220 kV	EDELNOR	9259	982	190
Lagunas 220 kV - Tarapacá 220 KV	CELTA	12868	1365	314
Mejillones 110 kV - Antofagasta 110 kV	EDELNOR	3698	392	78
Mejillones 220/110 kV	EDELNOR	2825	300	90
Norgener 220 kV - Crucero 220 kV	NORGNER	21975	2331	541
Nueva Zaldívar 220 kV - Andes 220 kV	AES GENER	11971	1270	289
Nueva Zaldívar 220 kV - Laberinto 220 kV	AES GENER	3553	377	107
Oeste 220 kV - Andes 220 kV	AES GENER	4304	457	101
Pozo Almonte 110/66 kV	EDELNOR	1585	168	50
Pozo Almonte 220/110 kV	EDELNOR	6484	688	196
Tocopilla 110 kV - Chuquicamata 110 kV	ELECTROANDINA	42514	4510	1245
Tocopilla 220 kV - Crucero 220 kV	ELECTROANDINA	20446	2169	666
Tocopilla 220/110 kV	ELECTROANDINA	23525	2496	588

6. RESULTADOS.

6.1 FLUJOS MEDIOS ANUALES.

Tabla 14: Flujos medios anuales [MW].

CLAVE	2002	2003	2004	2005	2006
ALTON<-ANTOF	16.0	16.8	18.4	17.4	18.7
ALTON<-CAPRI	13.2	14.4	14.9	17.9	18.6
ANDES<-SALTA	179.9	192.7	224.1	266.0	266.0
ANTOF<-MEJI	14.8	14.5	17.4	10.6	12.4
ARICA<-CHAPI	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1
ARICA<-POZOA	-3.9	-3.9	-3.9	-3.9	-3.9
CAPRI<-ANTOF	-1.4	-2.5	-1.2	-6.9	-6.5
CAPRI<-CHACA	66.1	62.6	78.1	36.5	45.5
CONDO<-TARAP	58.9	63.0	67.1	71.1	75.2
CRUC<-C_ATA	89.1	77.2	65.1	52.6	40.0
CRUC<-CHACA	129.1	121.7	168.5	106.3	114.2
CRUC<-NORGE	103.1	108.1	102.5	148.3	181.6
CRUC<-TOC2	168.6	225.7	218.8	302.0	322.1
CHUQU<-CRUC	199.1	202.9	220.5	233.0	244.2
CHUQU<-TOC1	49.9	63.4	62.8	67.5	73.5
DOMEY<-C_ATA	158.1	166.1	174.2	182.2	190.2
DOMEY<-PALES	-10.0	-10.6	-11.3	-12.0	-12.7
ESCON<-CRUC	50.9	57.3	63.9	70.6	77.2
ESCON<-DOMEY	119.4	124.7	130.0	135.2	140.4
ESCON<-NVZAL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ESMER<-C_ATA	60.8	65.0	69.2	73.4	77.6
IQUIQ<-POZOA	-1.2	-1.2	-1.2	-1.2	-1.2
LABER<-CRUC	-101.4	-99.5	-136.6	-118.0	-118.4
LABER<-MBLAN	22.8	15.1	29.4	-22.7	-15.9
LABER<-NVZAL	45.1	48.4	60.8	78.0	75.0
LABER<-OESTE	56.8	60.8	73.8	91.4	89.4
LAGUN<-CRUC	86.5	99.9	114.4	115.4	128.6
LAGUN<-TARAP	49.8	46.4	41.8	50.6	47.4
MBLAN<-CAPRI	51.1	45.3	61.6	11.4	20.1
MEJI<-CHACA	43.0	44.6	49.4	44.5	48.3
NVZAL<-ANDES	110.2	117.9	134.9	156.9	158.3
OESTE<-ANDES	67.0	71.8	85.5	104.2	102.8
OHIGG<-MEJI	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PALES<-OHIGG	-4.4	-4.7	-5.0	-5.3	-5.6
PARIN<-CONDO	23.2	24.8	26.4	28.0	29.6
POZOA<-LAGUN	38.9	42.0	45.0	48.1	51.1
SIC<-CHACA	-	-	-	249.5	246.7
TOC1<-TOC2	43.6	46.8	49.6	68.4	70.7

6.2 PÉRDIDAS MEDIAS ANUALES DE TRANSMISIÓN.

Tabla 15: Pérdidas medias anuales de transmisión [MW].

CLAVE	2002	2003	2004	2005	2006
ALTON<-ANTOF	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2
ALTON<-CAPRI	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2
ANDES<-SALTA	4.2	4.9	6.0	8.0	8.0
ANTOF<-MEJI	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2
ARICA<-CHAPI	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
ARICA<-POZOA	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
CAPRI<-ANTOF	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CAPRI<-CHACA	0.5	0.5	0.6	0.2	0.3
CONDO<-TARAP	0.6	0.6	0.7	0.8	0.9
CRUC<-C_ATA	1.2	1.1	1.0	0.9	0.8
CRUC<-CHACA	5.7	5.0	9.4	4.4	5.0
CRUC<-NORGE	0.6	0.7	0.6	1.1	1.5
CRUC<-TOC2	1.6	2.5	2.4	4.5	5.0
CHUQU<-CRUC	1.7	1.8	2.0	2.2	2.4
CHUQU<-TOC1	1.3	1.7	1.7	1.8	2.1
DOMEY<-C_ATA	5.3	6.0	6.6	7.2	7.9
DOMEY<-PALES	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ESCON<-CRUC	1.2	1.4	1.8	2.2	2.6
ESCON<-DOMEY	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3
ESCON<-NVZAL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ESMER<-C_ATA	0.6	0.7	0.7	0.8	0.9
IQUIQ<-POZOA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
LABER<-CRUC	2.6	2.4	4.3	3.3	3.4
LABER<-MBLAN	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
LABER<-NVZAL	0.4	0.5	0.6	1.0	0.9
LABER<-OESTE	0.7	0.8	0.9	1.4	1.3
LAGUN<-CRUC	1.7	2.2	2.8	2.9	3.4
LAGUN<-TARAP	0.2	0.2	0.1	0.2	0.2
MBLAN<-CAPRI	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
MEJI<-CHACA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NVZAL<-ANDES	0.6	0.6	0.8	1.1	1.1
OESTE<-ANDES	0.4	0.5	0.6	0.8	0.8
OHIGG<-MEJI	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PALES<-OHIGG	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PARIN<-CONDO	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5
POZOA<-LAGUN	0.5	0.7	0.8	0.9	1.0
SIC<-CHACA	-	-	-	16.1	15.8
TOC1<-TOC2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

6.3 GENERACIONES MEDIAS ANUALES.

Tabla 16: Generaciones medias anuales [MW].

UNIDAD	2002	2003	2004	2005	2006
CAVA	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
CHAP	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1
CC SALTA	182.0	195.1	-	-	-
SADI	-	-	227.1	270.0	270.0
CC1	156.9	157.4	157.7	157.7	157.7
CC2	154.6	154.7	154.9	154.9	154.9
CTM1	30.6	16.3	81.8	124.9	128.9
CTM2	27.3	18.5	15.8	118.8	132.8
CTM3	183.3	196.9	203.5	203.5	203.5
CTTAR	110.3	111.0	110.7	123.7	124.7
DEUTZ	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GMAN	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GMAR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
M1AR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
M2AR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MAAN	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MAIQ	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MIIQ	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MIMB	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MSIQ	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NT01	65.9	65.8	73.0	77.7	91.0
NT02	37.4	42.6	29.8	71.0	91.3
SUIQ	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TG1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TG2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TG3	29.6	29.2	29.4	33.9	33.9
TGIQ	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TGTAR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
U09	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
U10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
U11	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
U12	3.5	10.5	7.0	0.0	3.9
U13	3.5	7.0	7.1	0.0	0.0
U14	0.0	23.6	17.5	48.1	60.0
U15	0.0	23.8	11.8	43.1	54.0
U16	183.3	197.1	210.8	247.5	247.5
TOTAL	1173.8	1254.9	1343.2	1680.1	1759.4

6.4 COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA.

Tabla 17: Costos marginales de energía promedio anual [US\$/MWh].

BARRA	2002	2003	2004	2005	2006
Alto Norte	16.6	16.7	16.6	18.4	19.2
Andes	16.2	16.2	16.0	17.2	18.0
Antofagasta	16.5	16.5	16.4	18.1	18.9
Arica	17.9	18.1	18.3	19.7	20.6
Central Atacama	17.3	17.3	17.4	18.8	19.7
Capricornio	16.4	16.5	16.3	18.0	18.8
Cóndores	18.3	18.5	18.7	20.2	21.2
Crucero	17.5	17.5	17.6	19.0	19.9
Chacaya	16.2	16.2	15.9	17.8	18.6
Chapiquiña	17.2	17.4	17.6	19.0	19.8
Chuquicamata	17.8	17.8	17.9	19.3	20.2
Domeyko	18.3	18.6	18.8	20.4	21.3
Escondida	18.4	18.7	18.9	20.4	21.4
Esmeralda	17.6	17.6	17.8	19.2	20.1
Iquique	18.3	18.6	18.7	20.2	21.2
Laberinto	16.7	16.7	16.5	17.9	18.8
Lagunas	18.1	18.2	18.4	19.9	20.8
Mantos Blancos	16.5	16.5	16.4	18.0	18.8
Mejillones	16.2	16.3	15.9	17.8	18.6
Norgener	17.4	17.4	17.5	18.8	19.6
Nueva Zaldívar	16.4	16.4	16.1	17.4	18.2
Oeste	16.4	16.4	16.2	17.4	18.2
O'Higgins	18.5	18.7	19.0	20.5	21.5
Palestina	18.4	18.7	18.9	20.5	21.4
Parinacota	18.7	18.9	19.0	20.6	21.6
Pozo Almonte	18.7	18.9	19.1	20.6	21.6
Salta	15.5	15.5	15.2	16.4	17.2
SIC (*)	-	-	-	25.0	25.0
Tarapacá	18.0	18.2	18.4	19.8	20.7
Tocopilla 110 kV	17.3	17.1	17.2	18.5	19.2
Tocopilla 220 kV	17.2	17.2	17.2	18.5	19.3

(*) Costo marginal en el nudo Diego de Almagro - Informe precios de nudo del SIC de Octubre de 2001.

6.5 INGRESOS POR TRAMOS POR ENERGÍA.

La proyección de ingresos por tramos por concepto de energía se determina a partir de los costos marginales de energía y las respectivas inyecciones provenientes de líneas de transporte, así como los respectivos retiros destinados a ser transmitidos por otras líneas de transporte. La expresión utilizada es:

$$IT = CMg_I(F - \Delta F) - CMg_R F$$

Donde:

- IT Ingreso del tramo.
 F Retiro destinado a ser transmitido por el tramo.
 DF Pérdidas de transmisión.
 CMg_R Costo marginal de la energía en el nudo de retiro a ser transmitido.
 CMg_I Costo marginal de la energía en el nudo de inyección del tramo.

Tabla 18: Ingresos por tramos promedio anual por concepto de energía [US\$/h].

CLAVE	2002	2003	2004	2005	2006
Alto Norte 110 kV - Antofagasta 110 kV	0.9	1.0	1.0	2.5	3.2
Alto Norte 110 kV - Capricornio 110 kV	1.2	1.2	2.5	4.5	4.8
Andes 345 kV - Salta 345 kV	70.5	70.5	77.0	83.1	87.0
Mejillones 110 kV - Antofagasta 110 kV	0.9	0.0	2.7	0.0	0.5
Chapiquiña 66 kV - Arica 66 kV	2.0	2.0	2.0	2.1	2.2
Arica 110 kV - Pozo Almonte 110 kV	1.2	1.2	1.2	1.3	1.4
Capricornio 110 kV - Antofagasta 110 kV	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1
Chacaya 220 kV - Capricornio 220 kV	11.4	8.1	18.1	2.8	5.3
Cóndores 220 kV - Tarapacá 220 kV	8.2	10.3	11.1	14.3	15.6
C.Atacama 220 kV - Crucero 220 kV	9.5	8.8	3.7	2.5	1.2
Crucero 220 kV - Chacaya 220 kV	85.9	74.9	132.4	68.9	75.0
Norgener 220 kV - Crucero 220 kV	7.3	8.6	7.4	13.4	20.1
Tocopilla 220 kV - Crucero 220 kV	24.8	37.4	46.5	81.7	104.3
Crucero 220 kV - Chuquicamata 220 kV	24.1	28.9	26.8	27.4	35.8
Tocopilla 110 kV - Chuquicamata 110 kV	3.3	17.1	14.3	21.0	35.8
C.Atacama 220 kV - Domeyko 220 kV	70.3	108.0	123.2	140.4	154.7
Palestina 220 kV - Domeyko 220 kV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Crucero 220 kV - Escondida 220 kV	25.2	39.9	49.2	57.2	65.6
Escondida 220 kV - Domeyko 220 kV	3.5	3.7	4.9	5.2	6.8
Escondida 220 kV - Nueva Zaldívar 220 kV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
C.Atacama 220 kV - Esmeralda 220 kV	8.5	10.5	11.2	13.8	15.5
Iquique 66 kV - Pozo Almonte 66 kV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Laberinto 220 kV - Crucero 220 kV	47.9	46.9	77.9	72.3	72.2
Laberinto 220 kV - Mantos Blancos 220 kV	3.8	3.3	2.3	2.5	2.4
Nueva Zaldívar 220 kV - Laberinto 220 kV	8.5	12.8	13.8	24.1	23.3
Laberinto 220 kV - Oeste 220 kV	6.3	9.1	10.1	21.8	24.8
Lagunas 220 kV - Crucero 220 kV	27.0	42.0	48.0	53.1	55.5
Lagunas 220 kV - Tarapacá 220 kV	0.7	1.0	0.8	1.1	1.1
Capricornio 220 kV - Mantos Blancos 220 kV	3.0	2.0	4.5	0.5	0.6
Chacaya 220 kV - Mejillones 220 kV	0.2	0.4	1.0	0.6	0.8
Nueva Zaldívar 220 kV - Andes 220 kV	12.8	11.0	12.1	18.8	18.3
Oeste 220 kV - Andes 220 kV	7.3	9.1	10.0	12.4	8.2
Mejillones 220 kV - O'Higgins 220 kV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
O'Higgins 220 kV - Palestina 220 kV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Parinacota 220 kV - Cóndores 220 kV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3
Lagunas 220 kV - Pozo Almonte 220 kV	15.0	16.9	17.0	18.3	19.1
SIC 220 kV - Chacaya 220 kV	-	-	-	1445.5	1245.5
Tocopilla 220/110 kV	2.3	-1.3	1.9	1.3	-6.0

7. PEAJE BÁSICO.

El peaje es la cantidad que resulta de sumar las anualidades correspondientes a los costos de operación, de mantenimiento y de inversión en las líneas, subestaciones y demás instalaciones involucradas en un área de influencia, deducido el ingreso tarifario anual²³.

Las centrales deben pagar peaje básico por las instalaciones que pertenecen a su área de influencia y que, en condiciones normales de operación, tienen transmisiones físicas netas hacia la subestación básica de energía más próxima a la respectiva central, es decir la subestación Crucero²⁴. Se entiende como transmisión neta la transmisión media de energía a lo largo de un año calendario²⁵.

El peaje básico se debe pagar a prorrata de la potencia máxima transitada por cada usuario, respecto de la potencia máxima total transitada por todos los usuarios, incluido el dueño de las líneas, subestaciones y demás instalaciones referidas.

Para efectos del cálculo de la prorrata, la potencia máxima transitada por cada central generadora en las instalaciones de su área de influencia, se estima igual a su potencia firme, calculada en los términos que se señalan en el reglamento interno del CDEC-SING.

²³ DFL1/82 Artículo 51 C).

²⁴ D.S. N°327/97 Artículo 89.

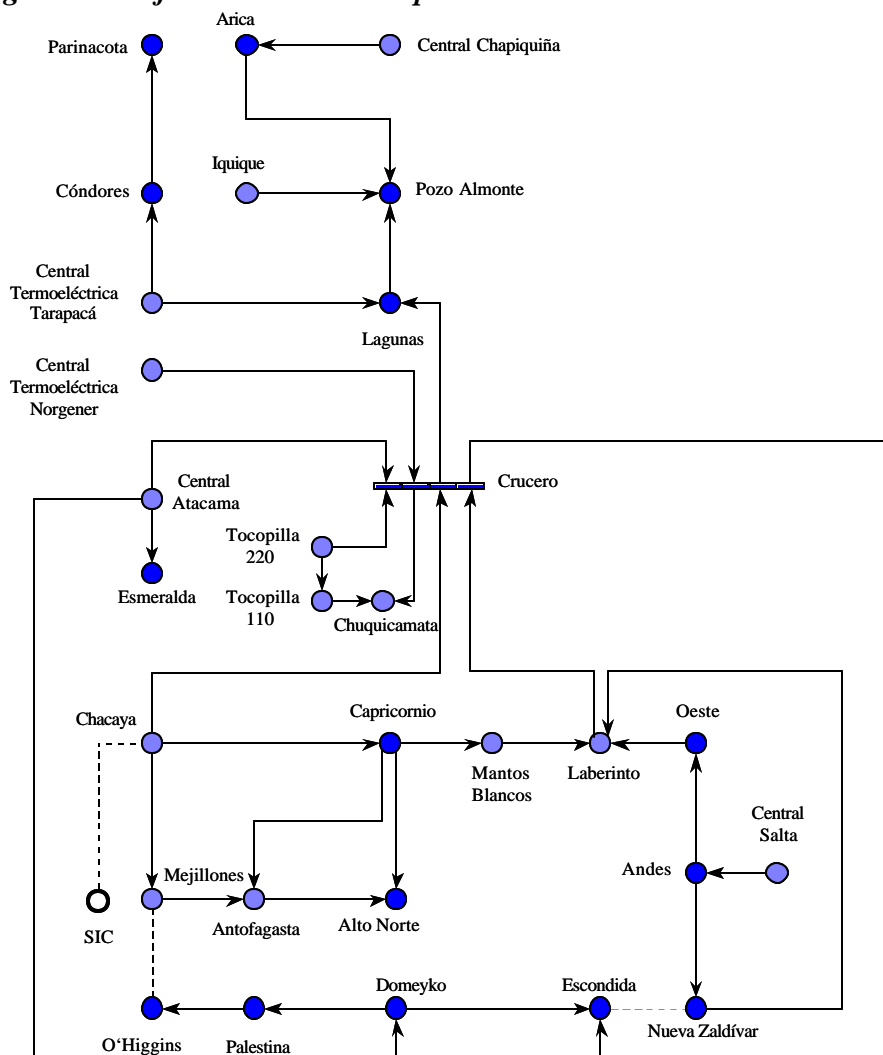
²⁵ D.S. N°327/97 Artículo 92.

8. TRAMOS AFECTOS A PEAJE BÁSICO.

Los siguientes diagramas muestran los sentidos de los flujos medios anuales indicados en la Tabla 14.

8.1 DIAGRAMAS CON FLUJOS MEDIOS ANUALES.

Figura 5: Flujos medios anuales período Enero 2002 - Diciembre 2003.



- Nudo de generación ●
- Nudo de consumo ●
- Nudo de interconexión ○
- Flujo de línea →
- Línea abierta - - -

Figura 6: Flujos medios anuales período Enero 2004 - Diciembre 2004.

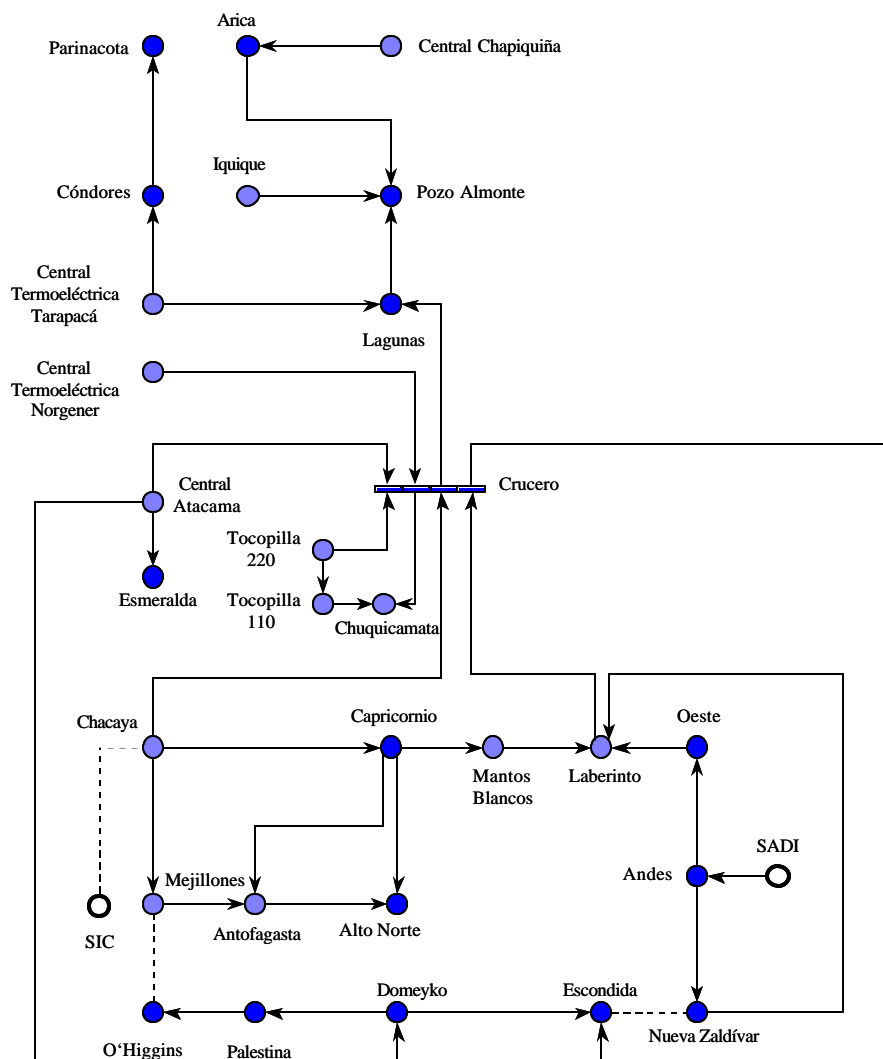
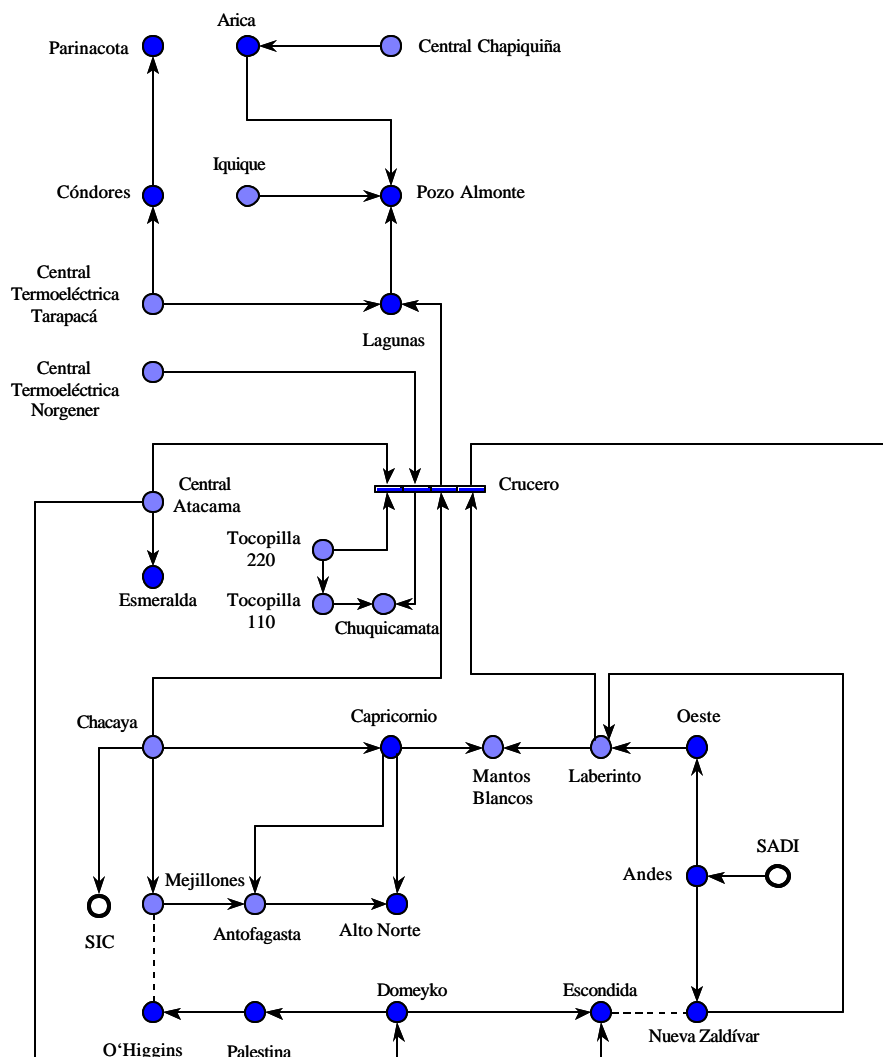


Figura 7: Flujos medios anuales período Enero 2005 - Diciembre 2006.



8.2 TRAMOS SUJETOS A PEAJE BÁSICO.

La Tabla 19 señala con “X” los tramos del área de influencia de cada central generadora sujetos a peaje básico.

Tabla 19: Tramos sujetos a peaje básico de cada central.

CENTRAL	TRAMOS DEL ÁREA DE INFLUENCIA	2002	2003	2004	2005	2006
CHAPIQUIÑA	Chapiquiña 66/23 kV	X	X	X	X	X
	Chapiquiña 66 kV - Arica 66 kV	X	X	X	X	X
	Arica 110/66 kV	X	X	X	X	X
	Arica 110 kV - Pozo Almonte 110 kV	X	X	X	X	X
	Pozo Almonte 220/110 kV					
	Lagunas 220 kV - Pozo Almonte 220 kV					
	Lagunas 220 kV - Crucero 220 kV					

CENTRAL	TRAMOS DEL ÁREA DE INFLUENCIA	2002	2003	2004	2005	2006
DIESEL ARICA	Arica 66 kV - CD Arica 66 kV	X	X	X	X	X
	Arica 110/66 kV	X	X	X	X	X
	Arica 110 kV - Pozo Almonte 110 kV	X	X	X	X	X
	Pozo Almonte 220/110 kV					
	Lagunas 220 kV - Pozo Almonte 220 kV					
	Lagunas 220 kV - Crucero 220 kV					
CAVANCHA	Iquique 66 kV - Pozo Almonte 66 kV	X	X	X	X	X
	Pozo Almonte 110/66 kV					
	Pozo Almonte 220/110 kV					
	Lagunas 220 kV - Pozo Almonte 220 kV					
	Lagunas 220 kV - Crucero 220 kV					
DIESEL IQUIQUE	Iquique 66 kV - CD Iquique 66 kV	X	X	X	X	X
	Iquique 66 kV - Pozo Almonte 66 kV	X	X	X	X	X
	Pozo Almonte 110/66 kV					
	Pozo Almonte 220/110 kV					
	Lagunas 220 kV - Pozo Almonte 220 kV					
	Lagunas 220 kV - Crucero 220 kV					
TERMOELÉCTRICA TARAPACÁ	Lagunas 220 kV - Tarapacá 220 kV	X	X	X	X	X
	Lagunas 220 kV - Crucero 220 kV					
	Cóndores 220 kV - Tarapacá 220 kV					
TERMOELÉCTRICA NORGENER	Norgener 220 kV - Crucero 220 kV	X	X	X	X	X
TERMOELÉCTRICA TOCOPILLA	Tocopilla 220 kV - Crucero 220 kV	X	X	X	X	X
	Tocopilla 220/110 kV					
	Tocopilla 110 kV - Chuquicamata 110 kV					
ATACAMA	C.Atacama 220 kV - Encuentro 220 kV	X	X	X	X	X
	Encuentro 220 kV - Crucero 220 kV	X	X	X	X	X
	C.Atacama 220 kV - Domeyko 220 kV					
	C.Atacama 220 kV - Esmeralda 220 kV					
TERMOELÉCTRICA MEJILLONES	Crucero 220 kV - Chacaya 220 kV	X	X	X	X	X
	Chacaya 220 kV - Mejillones 220 kV					
	Chacaya 220 kV - Mantos Blancos 220 kV					
DIESEL ANTOFAGASTA	Mejillones 110 kV - Antofagasta 110 kV					
	Mejillones 220/110 kV					
	Chacaya 220 kV - Mejillones 220 kV					
	Crucero 220 kV - Chacaya 220 kV	X	X	X	X	X
	Alto Norte 110 kV - Antofagasta 110 kV					
	Capricornio 110 kV - Antofagasta 110 kV					
SALTA	Andes 345 kV - Salta 345 kV	X	X	X	X	X
	Andes 220/345 kV	X	X	X	X	X
	Oeste 220 kV - Andes 220 kV	X	X	X	X	X
	Laberinto 220 kV - Oeste 220 kV	X	X	X	X	X
	Laberinto 220 kV - Crucero 220 kV	X	X	X	X	X
	Nueva Zaldívar 220 kV - Andes 220 kV	X	X	X	X	X
	Nueva Zaldívar 220 kV - Laberinto 220 kV	X	X	X	X	X

CENTRAL	TRAMOS DEL ÁREA DE INFLUENCIA	2002	2003	2004	2005	2006
DIESEL MANTOS BLANCOS	Laberinto 220 kV- Mantos Blancos 220 kV					
	Chacaya 220 kV - Mantos Blancos 220 kV					
	Crucero 220 kV - Chacaya 220 kV	X	X	X	X	X

8.3 TRAMOS COMPARTIDOS POR PEAJE BÁSICO.

La Tabla 20 muestra los tramos del sistema de transmisión que son utilizados por una o más centrales por peaje básico.

Tabla 20: Tramos compartidos por peaje básico.

TRAMOS SUJETOS A PEAJE BÁSICO	CENTRAL	2002	2003	2004	2005	2006
Andes 220/345 kV	SALTA	X	X	X	X	X
Andes 345 kV - Salta 345 kV	SALTA	X	X	X	X	X
Arica 110 kV - Pozo Almonte 110 kV	CHAPIQUIÑA	X	X	X	X	X
	DIESEL ARICA	X	X	X	X	X
Arica 110/66 kV	CHAPIQUIÑA	X	X	X	X	X
	DIESEL ARICA	X	X	X	X	X
Arica 66 kV - CD Arica 66 kV	DIESEL ARICA	X	X	X	X	X
C.Atacama 220 kV - Encuentro 220 kV	ATACAMA	X	X	X	X	X
Crucero 220 kV - Chacaya 220 kV	DIESEL ANTOFAGASTA	X	X	X	X	X
	DIESEL MANTOS BLANCOS	X	X	X	X	X
	TERMOELÉCTRICA MEJILLONES	X	X	X	X	X
Chapiquiña 66 kV - Arica 66 kV	CHAPIQUIÑA	X	X	X	X	X
Chapiquiña 66/23 kV	CHAPIQUIÑA	X	X	X	X	X
Encuentro 220 kV - Crucero 220 kV	ATACAMA	X	X	X	X	X
Iquique 66 kV - CD Iquique 66 kV	DIESEL IQUIQUE	X	X	X	X	X
Iquique 66 kV - Pozo Almonte 66 kV	CAVANCHA	X	X	X	X	X
	DIESEL IQUIQUE	X	X	X	X	X
Laberinto 220 kV - Crucero 220 kV	SALTA	X	X	X	X	X
Laberinto 220 kV - Oeste 220 kV	SALTA	X	X	X	X	X
Lagunas 220 kV - Tarapacá 220 kV	TERMOELÉCTRICA TARAPACÁ	X	X	X	X	X
Norgener 220 kV - Crucero 220 kV	TERMOELÉCTRICA NORGENER	X	X	X	X	X
Nueva Zaldívar 220 kV - Andes 220 kV	SALTA	X	X	X	X	X
Nueva Zaldívar 220 kV - Laberinto 220 kV	SALTA	X	X	X	X	X
Oeste 220 kV - Andes 220 kV	SALTA	X	X	X	X	X
Tocopilla 220 kV - Crucero 220 kV	TERMOELÉCTRICA TOCOPILLA	X	X	X	X	X

9. ÍNDICE DE TABLAS E ILUSTRACIONES.

9.1 TABLAS.

Tabla 1: Nudos del SING, tipo de consumo y porcentaje de participación.	5
Tabla 2: Duración en horas de cada bloque.....	6
Tabla 3: Porcentaje de la demanda por bloque respecto de la demanda máxima mensual.	6
Tabla 4: Disgregación de la demanda de acuerdo al tipo de consumo.	7
Tabla 5: Tasa de crecimiento de la demanda en función del año.	7
Tabla 6: Crecimiento de la demanda expresado como energía mensual [GWh].	7
Tabla 7: Centrales generadoras del SING.	9
Tabla 8: Mantenimiento de unidades expresado en número de días.....	10
Tabla 9: Líneas de transmisión representadas en el modelo del SING.	10
Tabla 10: Proyectos de interconexión y líneas de transmisión.	11
Tabla 11: Condición de operación de líneas de transmisión.	16
Tabla 12: Instalaciones que integran el área de influencia de cada central.	17
Tabla 13: AVNR y COyM de los tramos [Miles US\$].	19
Tabla 14: Flujos medios anuales [MW].	20
Tabla 15: Pérdidas medias anuales de transmisión [MW].	21
Tabla 16: Generaciones medias anuales [MW].	22
Tabla 17: Costos marginales de energía promedio anual [US\$/MWh].	23
Tabla 18: Ingresos por tramos promedio anual por concepto de energía [US\$/h].	24
Tabla 19: Tramos sujetos a peaje básico de cada central.	28
Tabla 20: Tramos compartidos por peaje básico.....	30

9.2 FIGURAS.

Figura 1: Crecimiento de la demanda promedio mensual [MW].	8
Figura 2: Transferencias máximas desde SALTA hasta Diciembre 2003.	15
Figura 3: Transferencias máximas SING-SADI desde Enero 2004 en adelante.	16
Figura 4: Transferencias máximas SING-SIC desde Enero 2005 en adelante.	16
Figura 5: Flujos medios anuales período Enero 2002 - Diciembre 2003.	26
Figura 6: Flujos medios anuales período Enero 2004 - Diciembre 2004.	27
Figura 7: Flujos medios anuales período Enero 2005 - Diciembre 2006.	28