

MEMORIA ANUAL 2002

Annual Report



Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A.
PUNO

EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SAN GABÁN S.A.

MEMORIA ANUAL 2002 ANNUAL REPORT



Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A.

Empresa de Generación Eléctrica
San Gabán S.A.

Puno:

Av. La Floral N° 245, Bellavista.
Telf.: (51-51) 36 4401 / 36 5783
Fax: (51-51) 36 5782

San Gabán:

Km. 290 Carretera a San Gabán, Puno
Telf.: (51-51) 86 2139 / 86 2105
Anexo 2440 (Oficina Administrativa)
Anexo 2240 (Subestación San Gabán)
Fax: (51-51) 86 2105 - Anexo 2442

e-mail: postmaster@sangaban.com.pe

www.sangaban.com.pe

PUNO

MEMORIA ANUAL 2002



La energía de su gente

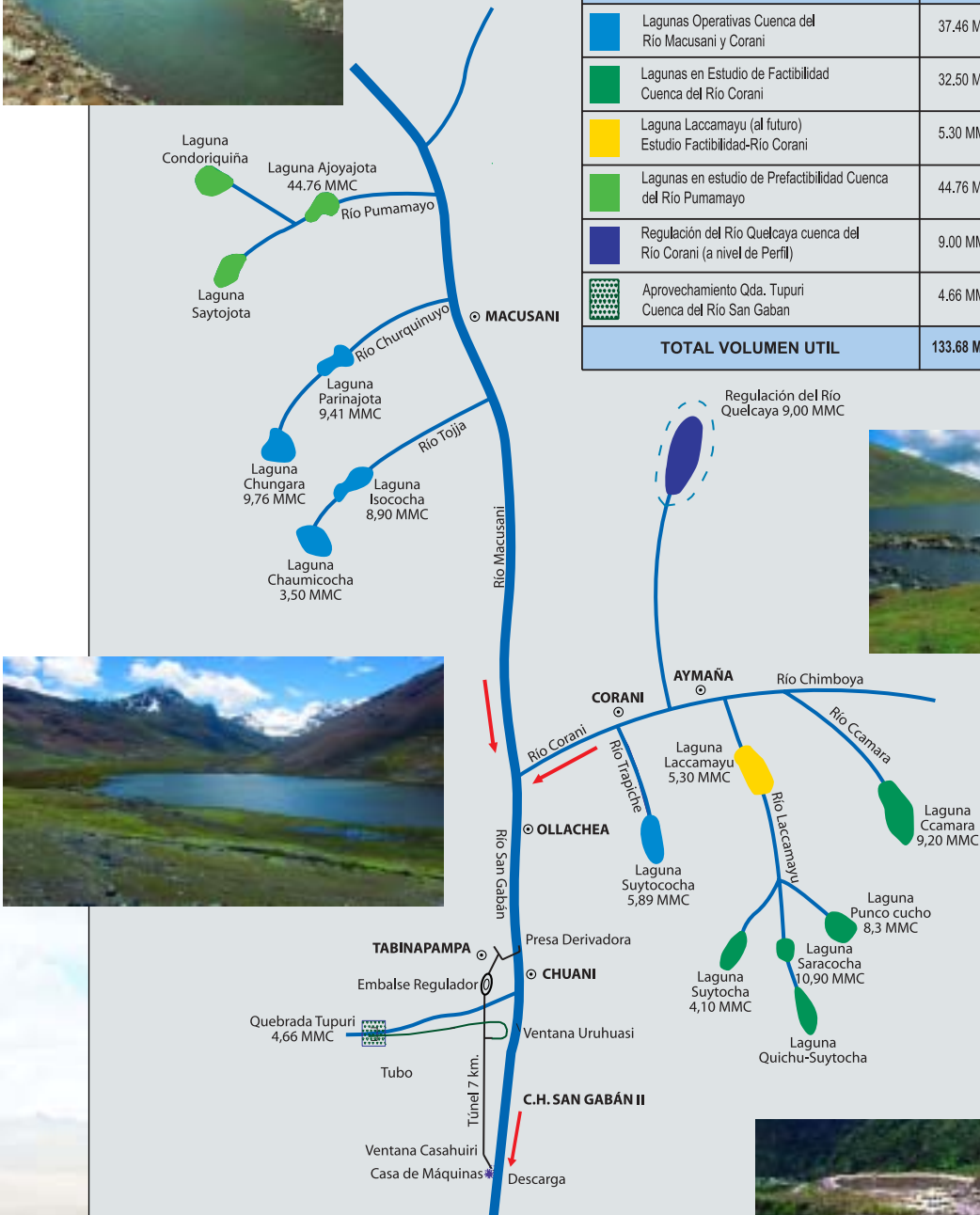
ÍNDICE / Index

Carta a los Accionistas / <i>Letter to the Stockholders</i>	3
Directorio / <i>Board of Directors</i>	7
Reseña Histórica / <i>Brief History</i>	9
Gestión Comercial <i>Commercial Management</i>	17
Gestión Financiera <i>Financial Management</i>	27
Gestión de la Producción <i>Production Management</i>	31
Gestión de Planeamiento, Gestión Empresarial e Imagen Institucional / <i>Planning Management, Managerial Management, and Institutional Image</i>	45
Estados Financieros / <i>Financial Statements</i>	57

AFIANZAMIENTO HÍDRICO / *Hydric Reinforcement* Diagrama de lagunas de embalse / *Diagram of lakes of the impounding*



LEYENDA / Legend		
RESERVIORIOS / Reservoirs	VOLUMEN / Volume	
■	Lagunas Operativas Cuenca del Río Macusani y Corani	37.46 MMC
■	Lagunas en Estudio de Factibilidad Cuenca del Río Corani	32.50 MMC
■	Laguna Laccamayú (al futuro) Estudio Factibilidad-Río Corani	5.30 MMC
■	Lagunas en estudio de Prefactibilidad Cuenca del Río Pumamayo	44.76 MMC
■	Regulación del Río Quelcaya cuenca del Río Corani (a nivel de Perfil)	9.00 MMC
■	Aprovechamiento Qda. Tupuri Cuenca del Río San Gabán	4.66 MMC
TOTAL VOLUMEN UTIL		133.68 MMC



Estimados Señores Accionistas:

Dando cumplimiento a los Estatutos de la Empresa me es muy grato someter a su consideración la Memoria Anual correspondiente al ejercicio 2002, que incluye los Estados Financieros al 31 de diciembre y el Dictamen, sin salvedades, de los auditores independientes Caipo y Asociados, firma miembro de KPMG Internacional.



En el 2002 la Central Hidroeléctrica San Gabán II ha entregado al Sistema Interconectado Nacional 773,68 GWh, 5,18 % por encima de lo entregado en el Ejercicio anterior; de nuestros grupos térmicos de Taparachi y Bellavista 1,07 GWh, logrando una generación anual total de 774,75 GWh. En comparación con el Ejercicio anterior la generación térmica disminuyó en un 81,15 % como consecuencia de una mayor oferta hidráulica. De otro lado, cabe destacar que la Central Hidroeléctrica San Gabán II mantiene a disposición del sistema una potencia efectiva de 112,9 MW y por su alta eficiencia es una de las primeras en ser programadas por el COES en el despacho económico.

En lo que respecta al cumplimiento de las obligaciones financieras de la empresa, durante el año 2002, con recursos propios, se ha efectuado puntualmente el pago del servicio de la deuda de las dos operaciones que financiaron la construcción de la Central Hidroeléctrica San Gabán II, por un total de US\$ 1 914 000 a la Corporación Andina de Fomento - CAF, y ¥ 1 041 446 000 (equivalentes a US\$ 11 655 866,75) al Japan Bank for International Cooperation, quedando al 31/12/2002 una deuda pendiente de pago en yenes de ¥11 883 275 000,00 de los ¥15 500 000 000,00 recibidos del JBIC; y US\$ 12 352 941,18 de los US\$ 15 000 000,00 recibidos de la CAF por la construcción de la Central Hidroeléctrica San Gabán II.

Como resultado de la gestión comercial, se han suscrito nuevos contratos de suministro de electricidad con las empresas QUIMPAC S.A., ALICORP S.A., Universal Textil S.A., Industrias del Espino S.A. e Industria Textil Piura S.A., haciendo un total de 32,3 MW. en horas punta y 77,6 MW en horas fuera de punta; y se ha renegociado el contrato con MINSUR de 13 MW ampliando su vigencia en 2 años 7 meses.

Por el lado de los recursos generados por la venta de energía y potencia en el ámbito del Sistema Interconectado Nacional, la facturación alcanzó 82 466 940,00 Nuevos Soles sin incluir IGV, superior en 0,5% a lo registrado durante el año 2001.

En las gestiones realizadas con los representantes de la firma Alstom Enterprise - Alstom Energía, no se ha concluido con la Liquidación del Contrato de Equipamiento de la Central (Lote N° 4). Sin embargo, la central ha funcionado normalmente a plena capacidad, con un mínimo número de desconexiones por fallas en los grupos de generación o en nuestras líneas de transmisión y en el Sistema Interconectado Nacional, lo cual se refleja en el cumplimiento de los indicadores técnicos previstos en el Plan Operativo Año 2002 de la Empresa: 100% índice de generación, 92,3% índice de salidas de línea, 100% índice de disponibilidad de la central y 91,3% índice de desconexiones de los grupos.

También, es digno de destacar la participación de nuestros representantes en los diferentes Comités Técnicos del Comité de Operación Económica del Sistema - COES Nacional.



Dando cumplimiento a lo dispuesto en el Artículo 83 de nuestros Estatutos paso a resumir los logros obtenidos en el ejercicio 2002, de las proyecciones y/o requerimientos de corto plazo para una eficiente gestión empresarial:

- *Cabe destacar que por cuarto año consecutivo la empresa ha logrado cumplir con las Metas acordadas con el Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado – FONAFE, en el Convenio de Gestión suscrito, logro alcanzado gracias al esfuerzo de todo el personal.*
- *En el ejercicio 2002 la empresa afrontó el reto fundamental de sentar sólidas bases para lograr un incremento de nuestros ingresos operativos, por la marcada baja en las tarifas de energía eléctrica, tomando como base una de las acciones previstas en el Plan Estratégico, consistente en lograr el Afianzamiento Hídrico de la C.H. San Gabán II. Para ello en el año 2000 se dio un paso importante con la construcción de 05 embalses en lagunas ubicadas en las cuencas de los ríos Macusani y Corani que en su confluencia reciben el nombre de río San Gabán. En el 2001 se culminó el Estudio a nivel Prefactibilidad de 05 embalses más en la zona del río Corani y en el Ejercicio que nos ocupa se ha concluido el Estudio de Factibilidad, el mismo que ha sido entregado a la Oficina de Proyectos del Ministerio de Energía y Minas para su revisión, evaluación y aprobación, teniéndose previsto para el Ejercicio 2003 realizar el Estudio definitivo y convocar su construcción.*
- *De otro lado y con la misma finalidad se ha realizado el Estudio a Nivel Prefactibilidad del aprovechamiento de las aguas del río Pumamayo y de la quebrada Tupuri, igualmente ha sido entregado a la Oficina de Proyectos del Ministerio de Energía y Minas y se encuentra en evaluación. Se estima realizar en el Ejercicio 2003 los Estudios de Factibilidad y Definitivo.*

Finalmente, me permito agradecer a todos los Directores que hemos sido designados durante la gestión del año 2002, al personal de Gerencia, funcionarios, trabajadores en general y colaboradores externos de la Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A., a quienes en conjunto, se les debe atribuir los logros del ejercicio que ahora reportamos y que el actual Directorio se compromete a reforzar para el crecimiento de la empresa y logro de sus objetivos empresariales.

Puno, Abril 2003

Ing° Roberto Zegarra Ponce
Presidente del Directorio

To the Stockholders:

In compliance with the Company's By-laws I am glad to submit for your consideration the Annual Summary corresponding to the fiscal year 2002, which includes the Financial Statements as of December 31 and the Report, without waivers, from the independent auditors Caipo y Asociados, a company which is part of KPMG International.



In 2002 the San Gabán II Hydroelectric Power Plant has delivered to the National Interconnected System 773,68 GWh 5,18% over that delivered in the previous year; from our thermal generating sets of Taparachi and Bellavista 1,07 GWh, obtaining an annual total generation of 774,75 GWh. In comparison with the previous year, the thermal generation decreased in 81,15% as consequence of a larger hydraulic demand. On the other hand, it should be stressed that the San Gabán II Hydroelectric Power Plant maintains for the system's availability an effective power of 112,9 MW and due to its high efficiency is one of the first ones to be programmed by COES in the economical dispatch.

In what refers to the compliance of the financial obligations of the company, during the year 2002, with own resources, punctual payment has been made of the debt service of the two operations which financed the construction of San Gabán II Hydroelectric Power Plant, for a total of US\$ 1 914 000 to Corporacion Andina de Fomento - CAF, and ¥1 041 446 000 (equivalent to US\$ 11 655 866,75) to Japan Bank for International Cooperation, remaining a balance debt pending payment of ¥11 883 275 000,00 from the ¥15 500 000 000,00 received from JBIC and US\$ 12 352 941,18 of the US\$ 15 000 000,00 received from CAF for the construction of San Gabán II Hydroelectric Power Plant.

As result from the commercial management, new contracts have been signed regarding electricity supply with QUIMPAC S.A., ALICORP S.A., Universal Textil S.A., Industrias del Espino S.A. and Industria Textil Piura s.A., for a total of 32,3 MW at peak hours and 77,6 MW in non peak hours and the MINSUR 13 MW contract has been renegotiated, extending its time term in two (2) years and seven (7) months.

Regarding the resources generated from the energy and power sales in the National Interconnected System, the invoicing reached 82 466 949,00 Nuevos Soles without including General Sales Tax (IGV) and was 0,5% higher than that registered in the previous year 2001.

In the proceedings with the firm Alstom Enterprise - Alstom Energia, the Liquidation of the Contract for Equipment of the Plant (Lot N° 4) has not been concluded. Nevertheless, the plant has functioned normally at full capacity, with a minimum quantity of disconnection due to failure in the generating sets or in our transmission lines and in the National Interconnected System, which is seen in the technical indicators foreseen in the Operation Plan Year 2002 of the Company: 100% generation index, 92,3% index of line interruptions, 100% index of availability of the plant and 91,3% index of disconnection of the generating sets.

The participation of our representatives in the various National Economical System Committee's (Comité de Operación Económica del Sistema - COES) Technical Committees should also be mentioned.



Complying what Article 83 of our By-Laws rules I will summarize in the following our achievements for the year 2002, of the projections and/or requirements of the short term form an efficient managerial management.

- It should be stressed that for fourth consecutive year the company has complied with the Goals agreed upon with the National Fund for Financing of the Managerial Activity of the State (Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado – FONAFE), in the Management Agreement signed, goal which has been reached thanks to the effort of all the personnel.

- In the year 2002 the company faced the fundamental challenge of having to lay the solid bases to obtain an increase of our operation income, due to the very obvious lowering in electric energy tariffs, taking as basis one of the actions foreseen in the Strategic Plan, which consisted in obtaining the Hydric Reinforcement of San Gabán II Hydroelectric Power Plant. For that purpose, in the year 2000 an important step was taken with the construction of five (5) impoundings at lakes located in the basins of the Macusani and Corani Rivers, which in their confluence receive the name of San Gabán River. In the year 2001 was finished the Study at Feasibility Level of five (5) impoundings more in the zone of the Corani River and in the year 2002 has been concluded the Feasibility Study, same which has been delivered to the Projects' Office of the Ministry of Energy and Mines for review, assessment and approval, having foreseen for the year 2003 the development of the Final Study and the calling for construction bids.

- On the other hand and with the same purpose the Study for Pre Feasibility Level has been made of the use of the Putumayo River waters and of the Tupuri Gorge, and this has been handed over also the Projects' Office of the Ministry of Energy and Mines and is in the process of assessment. It is foreseen to develop during the year 2003 the Feasibility and Final Studies.

Finally, I wish to thank all the Directors who together with me, have been designated during the year 2002, the Management personnel, officers, workers in general and external collaborators of Empresa de Generacion Electrica San Gabán S.A., to whom as a whole, should be attributed the achievements obtained during that year, on which we herewith inform and which the present Board of Directors commits itself to reinforce for the growth of the company and the achievement of its managerial objectives.

Puno, April 2003

Ing° Roberto Zegarra Ponce
Chairman of the Board



DIRECTORIO / Board of Directors

PRESIDENTE DEL DIRECTORIO / Chairman of the Board

Ing° Roberto Zegarra Ponce
Hasta (*up to*) 16/01/2002 y a partir del (& *from*) 19/03/2002

Ing° Aquiles Córdova Obispo
Desde (*from*) 16/01/2002, hasta (*up to*) 19/03/2002

VICE - PRESIDENTE DEL DIRECTORIO / Vice-Chairman of the Board

Ing° Eddy Alberto Pino Ponce
Hasta (*up to*) 16/01/2002

Ing° Lizandro Figueroa Arizaca
Desde (*from*) 16/01/2002 hasta (*up to*) 19/03/2002

Econ° Luis Salas Aronés
Desde (*from*) 19/03/2002

DIRECTORES / Members of the Board

Hasta el (*up to*) 16/01/2002
Ing° Dante Carrillo Fiorani
Ing° Leonardo Edwin Loayza Choque
Econ° Luis Salas Aronés

Desde (*from*) 16/01/2002, hasta (*up to*) 19/03/2002

Ing° Roberto Zegarra Ponce
Ing° Hugo Zea Barriga
Ing° Juan Chumberiza López
Dr. Lizandro Figueroa Arisaca

Desde (*from*) 19/03/2002
Ing° Hugo Zea Barriga
Dr. Daniel Quispe Machaca
Ing° Hernán Mamani Luque



PERSONAL DE GERENCIA *Management's Personnel*

GERENTE GENERAL / *General Manager*

Ing° Oscar Manuel Renteros Saba, hasta (*up to*) Feb. 2002

Ing° Víctor Vázquez Meneses, hasta (*up to*) Abr. 2002

Ing° Víctor Teodoro Carlos Estrella, desde (*from*) Abr. 2002

GERENTE DE PRODUCCIÓN / *Production Manager*

Ing° Hugo Soto Montes

GERENTE COMERCIAL / *Commercial Manager*

Ing° Rómulo Salcedo Barrientos

GERENTE DE PLANEAMIENTO, GESTIÓN EMPRESARIAL E IMAGEN INSTITUCIONAL / *Planning, Managerial and Institutional Image Manager*

Sr. Alfonso Mago Mena (e), desde (*from*) 07.06

GERENTE DE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS / *Administration & Finance Manager*

Econ. María Peche Becerra, hasta (*up to*) Feb. 25, 2002

Sr. Hermógenes Mendoza Ancco, hasta (*up to*) Abr. 2002

Econ. Eduardo Buendía Zevallos, desde (*from*) Jul. 2002

JEFE GENERAL DE CENTRALES / *Main Chief of Power Stations*

Ing. Javier Muñante Aquije (e), desde (*from*) Jun. 2002

AUDITOR INTERNO / *Internal Auditor*

CPC Juan Díaz Uribe

ASESOR LEGAL Y SECRETARIO DEL DIRECTORIO / *Legal Advisor and Board Secretary*

Dr. Leonardo Quintana Portal, hasta (*up to*) Feb. 2002

Dra. Rocío Morán Acuña, desde (*from*) Mar. 2002



Virgen de La Candelaria - Puno.
La Candelaria Virgin - Puno.

RESEÑA HISTÓRICA *Brief History*



Diablada Puneña - Fiesta de La Candelaria.
Diablada of Puno - Feast of La Candelaria.



Topografía de lagunas
en cuenca del río Corani



Vista de las
Obras de Cabecera de la
C.H. San Gabán II,
Puno, Perú
HeadWorks' Night
View of the San Gabán
Hydroelectric Power Station



Casa de Máquinas
CHSGBII
Nivel Principal.
Generadores 1 y 2
Power House San
Gabán II Hydroelectric
Power Plant.
Main Level and
Generators 1 and 2.





Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A., was created with Agreement of Private Investment Promotion Commission (Comisión de Promoción de la Inversión Privada - COPRI) dated November 7, 1994, through which ELECTROPERU S.A. is authorized to constitute it with a capital contribution of Twenty Million and 00/100 Nuevos Soles (S/. 20'000,000.00).

With Public Deed dated December 6th, 1994, the Chairman of the Board of ELECTROPERU S.A., Ing. Oscar Gomez Izaguirre and the General Manager, Ing. Alfredo Montesinos, formalized its constitution with the previously mentioned contribution of capital, which represents twenty million shares of one Nuevo Sol each, totally subscribed and paid, contribution which was destined to the execution of the Preliminary Works of the San Gabán II Hydroelectric Power Plant Project and so the company would dedicate itself to the electric generation activities within its concession area in accordance with the present legislation.

In January 1995, is incorporated as a new shareholder, Region Moquegua-Tacna-Puno with a capital contribution of S/. 14 079 998, increasing social capital of the Company to S/. 34 079,998, divided in the same number of shares of a nominal value of S/. 1.00 each, totally subscribed and paid. This amount represents the historical value of the final studies of the project of San Gabán II Hydroelectric Power Plant paid by Region Moquegua - Tacna - Puno to the firm Cesel S.A.

As of the month February of that year, its administrative activities started, while the respective preliminary works contracts started in the month of March 1995.

The activities developed by the Company during 1995 were oriented towards consolidating the legal basis for the administration and execution of the works of the San Gabán II Hydropower Plant, as well as its integral

La Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A. fue creada mediante Acuerdo de la Comisión de Promoción de la Inversión Privada - COPRI de fecha 07 de noviembre de 1994, a través del cual autoriza a ELECTROPERÚ S.A., a su constitución mediante un aporte de capital de S/. 20 millones (Veinte millones y 00/100 Nuevos Soles).

Mediante Escritura Pública de fecha 06 de diciembre de 1994, el Presidente del Directorio de ELECTROPERÚ, Ing° Oscar Gómez Izaguirre y el Gerente General, Ing. Alfredo Montesinos formalizaron su constitución, con el aporte del capital antes mencionado, que representa veinte millones de acciones de Un Nuevo Sol cada una, íntegramente suscritas y pagadas, aporte a ser destinado a la ejecución de las Obras Preliminares del Proyecto Central Hidroeléctrica San Gabán II, así como para que la empresa se dedique en general a las actividades propias de la generación eléctrica dentro de su área de concesión de acuerdo a la legislación vigente.

En enero de 1995 se incorpora como nuevo accionista a la Región Moquegua - Tacna - Puno con un aporte de capital de S/. 14 079 998, incrementándose el capital social de la Empresa a S/. 34 079 998, dividido en el mismo número de acciones de un valor nominal de S/. 1.00 cada una, íntegramente suscritas y pagadas. Este monto representa el valor histórico de los estudios definitivos del proyecto de la Central Hidroeléctrica San Gabán II, pagados por la Región Moquegua - Tacna - Puno a la firma Cesel S.A.

A partir del mes de febrero de ese año, se da inicio a sus actividades administrativas, mientras que los contratos de las obras preliminares respectivos se iniciaron a partir del mes de marzo de 1995.

Las actividades desarrolladas por la Empresa durante 1995 estuvieron orientadas a consolidar la base legal para la administración y ejecución de las obras del proyecto de la Central Hidroeléctrica San Gabán II, así como para su financiamiento integral, siendo así que se negoció y



Carretera Tabinapampa - Tunquini: Sector Chuani
Tabinapampa - Tunquini Highway: Chuani Sector



Antiguo Puente de
acceso a zonas de
obras de cabecera,
trabajos para bases de
nuevo puente (1995)
*Old access bridge to
the zones of head works,
works for foundations of
new bridge (1995)*



participó en la suscripción del Convenio de Préstamo entre la República del Perú y el Export Import Bank de Japón, por un monto de Quince mil quinientos millones de Yenes. Asimismo, se obtuvo la aprobación dentro del presupuesto de la República de un total de S/. 41 millones destinados a la contrapartida local. No obstante fue recién en noviembre de 1995 que se logró, mediante el Decreto de Urgencia N° 058-95, se autorice a la Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A. a asumir la administración y ejecución del proyecto.

Durante el mismo año se iniciaron y se ejecutaron importantes avances en las obras preliminares del proyecto, cuyo costo durante 1995 y el primer trimestre de 1996 fue íntegramente pagado con los recursos del aporte de capital de ELECTROPERÚ en San Gabán. Con ello, la administración vigente al 20.5.96, recibió satisfactoriamente la obra Mejoramiento de la Carretera Tabinapampa - Tunquini, de 13 km. de longitud y logró completar el 100% en la construcción de la Villa de Residentes y Sede Administrativa, dándole la recepción de obra respectiva.

A continuación se detalla un breve resumen, año por año, de las actividades de la empresa relacionadas con la construcción de la Central Hidroeléctrica San Gabán II y su

financing, and thus participated in the negotiation and signing of the Loan Agreement between The Republic of Peru and The Export Import Bank of Japan for Fifteen thousand Five Hundred Million Yens (¥ 15'500 000). Likewise, the approval within the Budget of the Republic for a total of forty one (41) million Nuevos Soles, destined to the local counterpart.

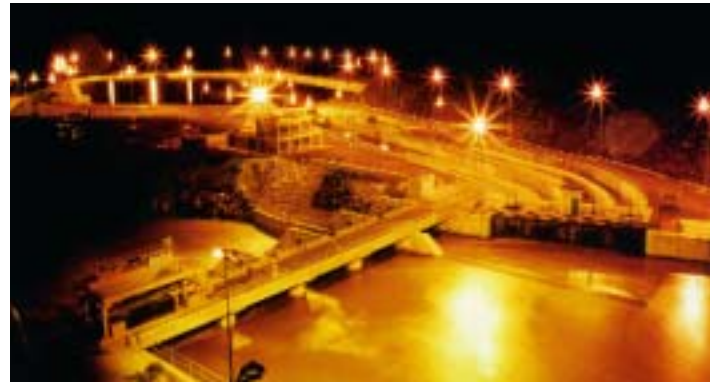
Notwithstanding this, only in November 1995, with Urgent Decree N° 058-95 was obtained the authorization for Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A. to assume the administration and execution of the project.

During that same year were started and executed important progresses in the preliminary works of the project, the cost of which during 1995 and the first quarter of 1996 was fully paid with the resources of the capital contribution of ELECTROPERU to San Gabán. With this, the current administration, by May 20, 1996, has received satisfactorily the Works of Improvement of the Tabinapampa-Tunquini Highway, 13 km long and could complete 100% the construction of the Residents' Villa and Administrative Seat, extending the respective reception of works.

In the following is detailed a brief summary, year by year, of the activities of the company related with the Construction of San Gabán II Hydroelectric Power Plant and its commissioning.



Lote 1: Obras Concluidas de Cabecera
de la C.H. San Gabán II
*Lot 1 - Concluded Head Works
of the San Gabán II
Hydroelectric Power Plant*



Vista nocturna de las obras de cabecera.
Night view of the head works.

1996

The Access Bridge to the Head Works was finished and received in the third quarter of 1996 by the management which was in force on that date.

The contracts corresponding to the main civil works were signed and the works such as Head Works, Intake Tunnel and complementary works, Power House and complementary works were initiated.

1997

During 1997 the corresponding liquidations of contracts for all preliminary works were finished and progress was made in the liquidation of the respective supervision contracts executed by Alpha Consult S.A. in order to make the works liquidations.

puesta en operación.

1996

El Puente de Acceso a las Obras de Cabecera, fue culminado y recepcionado en el tercer trimestre de 1996, por la administración vigente a esa fecha.

Se suscribieron los contratos correspondientes a las obras civiles principales dándose inicio a las obras tales como Obras de Cabecera, Túnel de Aducción y obras conexas, Casa de máquinas y obras conexas.

1997

Durante 1997 se culminaron las correspondientes liquidaciones de contrato de todas las obras preliminares y se avanzó en la liquidación de los contratos de supervisión respectivos, ejecutados por la firma Alpha Consult S.A., a fin de poder realizar las liquidaciones de obra.



Carretera Tabinapampa-Tunquini - 1998
Tabinapampa - Tunquini Highway - 1998



El 23 de enero de 1997 se firmó el contrato con la Asociación Accidental CEGELEC S.A. - MECÁNICA PESADA S.A. (Lote 4) por el Suministro, transporte, montaje, pruebas, puesta en servicio, operación experimental del Equipamiento Electromecánico, Mecánico e Hidro mecánico de la central. A fines de 1997 se había logrado un avance del 8% en la ejecución de este contrato.

Entre agosto y diciembre del mismo año se suscribieron 8 de los 9 contratos para el suministro de los elementos necesarios para el montaje de la Línea de Transmisión Sub Estación San Gabán - Sub Estación Azángaro, de 160 Km de longitud (Lote 5A) y en diciembre se suscribió el contrato por las obras civiles y montaje de la misma línea (lote 5B).

Al finalizar el año 1997 las obras en su conjunto mostraron un avance de 32%.

1998

A lo largo de 1998 se logró un avance acumulado promedio de las obras del orden de 78,5%, destacándose la culminación de las Obras de Cabecera y el mantenimiento de la carretera Macusani - Tunquini, habiéndose asfaltado 14 Km desde Tabinapampa hasta Tunquini.

Los otros tramos de obras mostraron un avance sostenido en este año, habiéndose culminado el Lote 2, Lote 3 y Lote 5 (A y B) en 1999.

In January 23, 1997 was signed the contract with Asociación Accidental CEGELEC S.A. - MECÁNICA PESADA S.A. (Lot 4) for the supply, transportation, installation, tests, commissioning, experimental operation of the Electromechanical, Mechanical and Hydro-mechanical Equipment of the plant. At the end of 1997 a progress of 8% had been made in the execution of this contract.

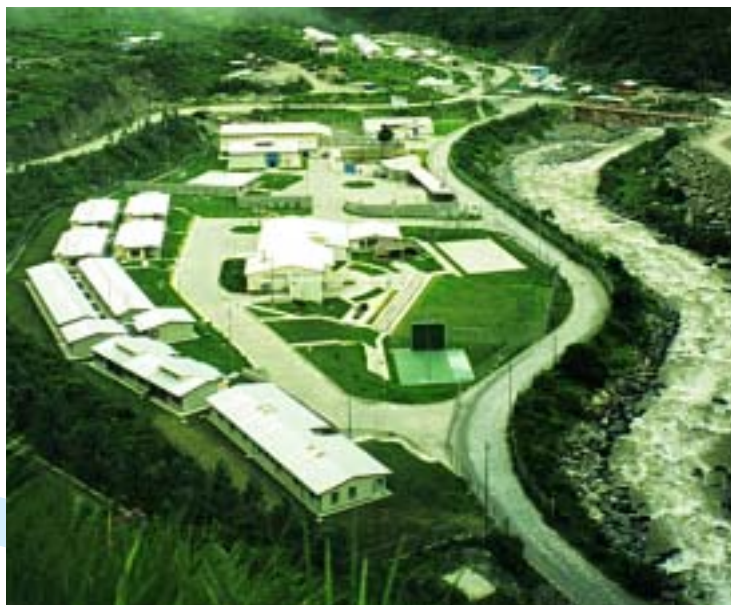
Between August and December of that same year were signed eight (8) of the nine (9) contracts for the supply of the elements necessary for the installation of the Transmission Line from San Gabán Substation to Azangaro Substation of 160 Km long (Lot 5 A) and in December was signed the contract for the civil works and installation of the same line (Lot 5 B).

At the end of the year 1997 works as a whole had a progress of 32%.

1998

Along 1998 was obtained an accumulated average progress of the works in the rang of 78,5%, in which was outstanding the conclusion of the Head Works and the maintenance of the Macusani - Tunquini Highway, having covered with asphalt 14 Km from Tabinapampa to Tunquini.

The other two works spans showed a sustain progress in that year, having finished Lot 2, Lot 3 and Lot 5 (A and B) in 1999.



Villa de Residentes,
Sede Administrativa de la
C.H. San Gabán II
Residents Villa
Administrative Seat of
San Gabán II Hydroelectric
Power Plant.

"La Pandilla Puneña"
Danza típica.
Cerrito Huajsapata.



1999

In 1999, were finished all the civil works and the installation of the Transmission Line, and there was an average progress of 96% in Lot 4.

In spite the delays for the conclusion of the contract of Lot 4, were started the tests of Group N° 2 and experimental operation of same in the month of November 1999, and tests of Group N° 1 in December of that same year, in which was obtained the generation with both groups and an extraordinary input of 4,6 GWh.

On the other hand, in 1999 were started the hydric reinforcement works of the Hydroelectric Power Plant, with the construction of an Impounding System of five (5) affluent lakes to San Gabán River, which was concluded in the year 2000.

The progress corresponding to the year 2000 are shown in the chapter on Investment Management.

2000

On January 19, 2000 the President of the Republic inaugurated San Gabán II Hydroelectric Power Plant, starting formally the operation stage of the company. As of that year, the Main Office was established at the Thermal Plant of Bellavista, Puno and the Commercial Office at the Thermal Plant of Taparachi, Juliaca.

1999

En 1999, se culminaron la totalidad de las obras civiles y el montaje de la Línea de Transmisión, presentándose un avance promedio del Lote 4 de 96%.

No obstante presentarse demoras para la conclusión del contrato del Lote 4, se dio inicio a las pruebas del Grupo N° 2 y operación experimental del mismo en el mes de noviembre de 1999, y pruebas del Grupo N° 1 en diciembre de dicho año, en el cual se logró generar con ambos grupos y obtener un ingreso extraordinario correspondiente a 4,6 GWh.

Por otro lado, en 1999 se dio inicio a las obras de afianzamiento hídrico de la Central Hidroeléctrica, mediante la construcción de un Sistema de Embalses de 05 lagunas afluentes del río San Gabán, el cual fue concluido en el año 2000.

Los avances correspondientes al año 2000 se reportan en el capítulo de Gestión de Inversiones.

2000

El 19/01/2000 el Presidente de la República inauguró la C.H.S.G.B.II, dando inicio formal a la etapa operativa de la empresa. A partir de este año se estableció la Oficina Principal en la Planta Térmica de Bellavista, Puno, y la Oficina Comercial en la Planta Térmica de Taparachi, Juliaca.

Obras de Cabecera de la
C.H.S.G. II y río San Gabán
Head Works San Gabán II
Hydroelectric Power Plant and
San Gabán River





ÁREA DE CONCESIÓN DE SAN GABÁN

Mediante Resolución Suprema N° 026-97-EM, el Ministerio de Energía y Minas aprueba la concesión definitiva de Generación Eléctrica para San Gabán, en el área determinada por los límites de las instalaciones de la Central Hidroeléctrica San Gabán II, ubicada en los distritos de San Gabán, Ollachea y Ayapata, de la Provincia de Carabaya en el Departamento de Puno.

Asimismo, mediante Resolución Suprema N° 027-97-EM, el Ministerio de Energía y Minas aprueba la concesión definitiva de transmisión de energía eléctrica, para la operación de la Línea de Transmisión, en 138 KV, Subestación de San Gabán II - Subestación Azángaro, componente del proyecto, de 160 Km de longitud, que lleva la energía generada en la Central Hidroeléctrica San Gabán II al Sistema Interconectado Sur en el punto de la Subestación Azángaro, pasando por las provincias de Carabaya y Azángaro del Departamento de Puno.

Desde el mes de octubre del año 2000, la energía producida por la Central Hidroeléctrica San Gabán II es entregada a nivel nacional a través del Sistema Interconectado Nacional reforzando de esta manera la oferta de energía en todo el territorio nacional.

SAN GABÁN CONCESSION AREA

With Supreme Resolution N° 026-97-EM, the Ministry of Energy and Mines approves the final concession of electric generation for San Gabán, in the area determined by the limits of the installations of the San Gabán II Hydroelectric Power Plant, located in the districts of San Gabán, Ollachea and Ayapata of the Province of Carabaya in the Department of Puno.

Likewise, with Supreme Resolution N° 027-97-EM, the Ministry of Energy and Mines approves the final concession of transmission of electric energy for the operation of the transmission Line at 138 kV, San Gabán II Substation to Azangaro Substation, which is a component of the project, of 160 Km length which carries the energy generated at the San Gabán II Hydroelectric Power Plant to the Southern Interconnected System in the point where the Azangaro Substation is, passing by the provinces of Carabaya and Azángaro of the Department of Puno.

Since the month of October 2000, the energy produced by the San Gabán Hydroelectric Power Plant is delivered nationwide through the National Interconnected System, reinforcing thus the offer for energy in all the national territory.



Laguna Embalsada - Cuenca Río Macusani.
Lake of impounding - Macusani River Flows.



Vista nocturna de la ciudad de Puno.
Night view of the city of Puno.

GESTIÓN COMERCIAL *Commercial Management*



Iglesia de la Virgen del Rosario - Pomata - Lago Titicaca - Puno.
Church of La Virgen del Rosario - Pomata - Titicaca Lake - Puno





GESTIÓN COMERCIAL

La gestión comercial de San Gabán durante el año 2002 se orientó principalmente a:

- Desarrollar acciones de mercadeo para colocar en la forma más ventajosa la potencia firme y energía firme no comprometidas de la Empresa.
- Participar activamente en los Comités de Trabajo del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES SINAC) para velar por los intereses de la Empresa.
- Administrar los contratos de suministro de electricidad y los de operación y explotación.
- Asegurar el mejor servicio a los clientes de la Empresa, proporcionándoles atención oportuna en aspectos técnicos y comerciales.
- Asegurar el monitoreo y control permanente de la calidad de suministro y de producto del servicio eléctrico a los clientes tanto del mercado regulado como del mercado libre, a través de mediciones y evaluación periódicas de tensión, frecuencia, perturbaciones e interrupciones, de acuerdo a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).

VENTAS Y PRECIOS

- El volumen total de energía eléctrica vendida durante el año 2002 alcanzó los 727,22 GWh. Dicho volumen de venta de energía es mayor en 4,9% respecto al del año 2001 (33,99 GWh).

Volumen Total de Venta de Energía : 727,2 GWh

Mercado Regulado
(ElectroPuno S.A.A. y ENOSA) : 169,8 GWh

Mercado Libre
(BHP Billiton Tintaya S.A., MINSUR S.A.,
EMYSA y QUIMPAC) : 291,4 GWh

Mercado Spot
(COES) : 266,0 GWh

Commercial Management

Commercial management of San Gabán during the year 2002 was oriented mainly to:

- Develop marketing actions to place in a more advantageous manner non committed firm power and firm energy of the Company
- Participate actively in the National Interconnected System Economical System Committee's (Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional - COES SINAC) Technical Committees to look after the interests of the Company.
- Administer the electricity supply contracts and those of operation and exploitation.
- Ensure the best service to the clients of the Company, giving them opportune service in technical and commercial aspects.
- Ensure monitoring and permanent control of the quality of supply and of the product of the electric service to the clients both in the regulated market as in that of the free market, through periodical metering and assessment of voltages, frequency, perturbations and interruptions, according to the Technical Standard for Electric Services Quality (Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE))

SALES AND PRICES

- Electric energy total volume sold during the year 2002 reached 727,22 GWh. That volume of energy sales is greater in 4,9% with respect to that of the year 2001 (33,99 GWh).

Total Volume of Energy Sales: 727,2 GWh

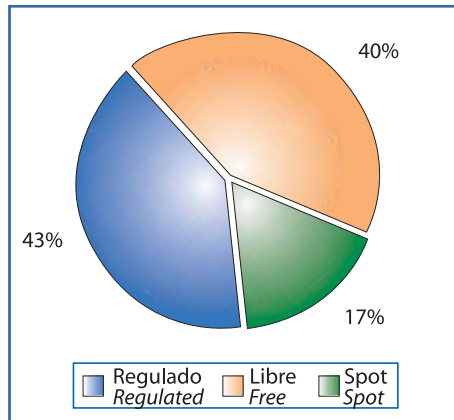
Regulated Market
(ElectroPuno S.A.A. and ENOSA): 169,8 GWh

Free Market
(BHP Billiton Tintaya S.A., MINSUR S.A.,
EMYSA and QUIMPAC): 291,4 GWh

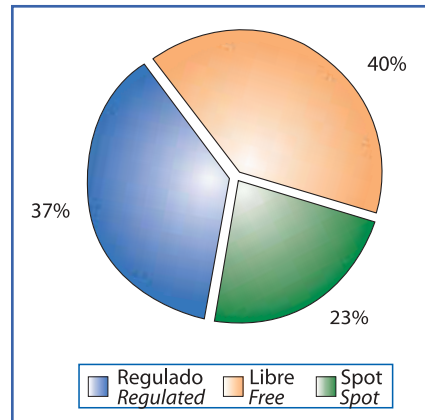
Spot Market
(COES): 266,0 GWh



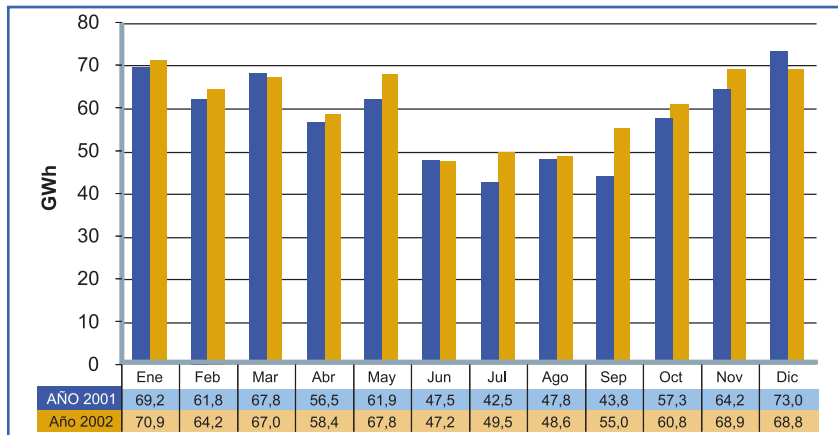
VENTAS DE ENERGÍA 2001
Energy Sales 2001



VENTAS DE ENERGÍA 2002
Energy Sales 2002

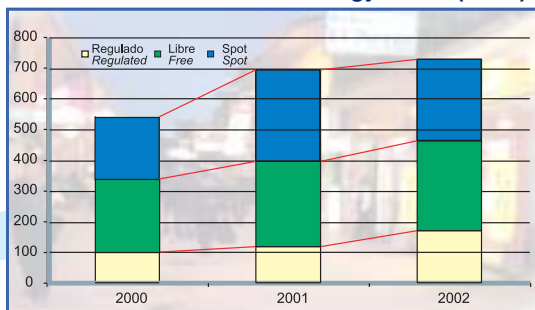


VOLUMEN DE VENTAS DE ENERGÍA / Volume of Energy Sales

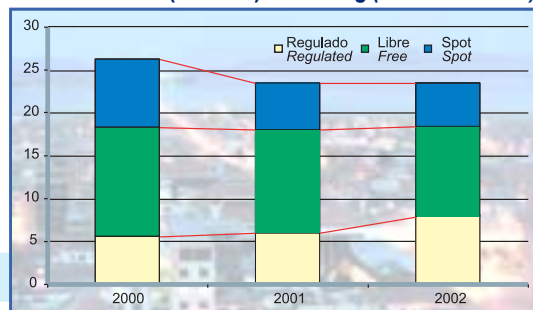


- The total invoiced amount for electricity sales was 82 466,94 Nuevos Soles thousands (without General Sales Tax IGV), equivalent to 23 401,06 US Dollars thousands, superior in 0,5% to that registered in the year 2001.
- El monto total facturado por ventas de electricidad fue 82 466,94 Miles de Nuevos Soles (sin IGV), equivalente a 23 401,06 Miles de US\$, superior en 0,5% a lo registrado el año 2001.

VENTAS DE ENERGÍA / Energy Sales (GWh)

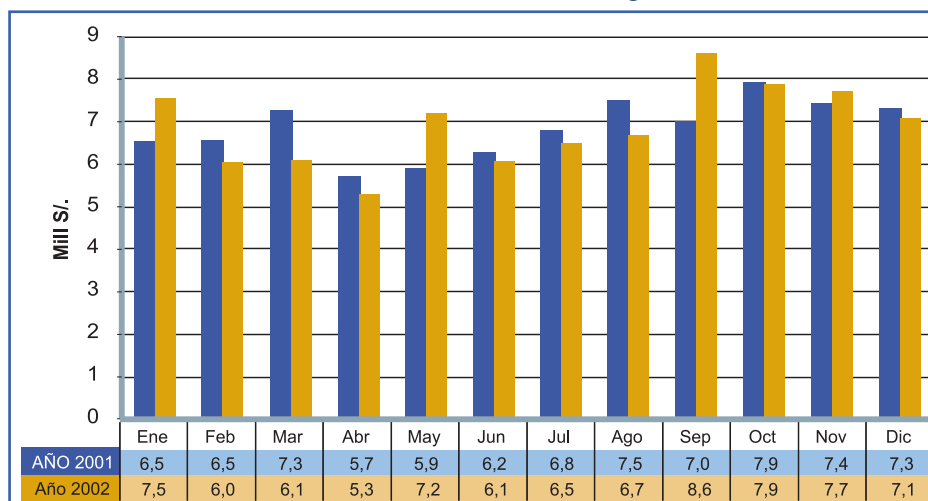


FACTURACIÓN (Mill US\$) / Invoicing (US\$ thousands)



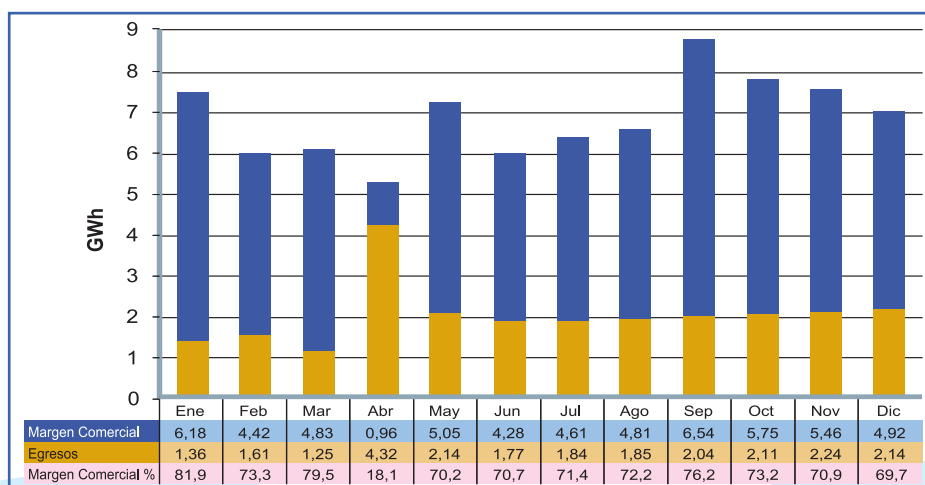


FACTURACIÓN / Invoicing



- El margen comercial obtenido en el ejercicio fue de 57 795,66 Miles de Nuevos Soles (16 380,55 Miles de US\$), el cual representa el 70,08% de los ingresos de la empresa del mismo año, resultando inferior en 9,5% a lo registrado en el año 2001 debido principalmente a los mayores pagos efectuados por el sistema secundario atribuibles a los generadores del año 2002 y 2001 inclusive (L.T. en 138 KV Azángaro-Juliaca y Juliaca-Puno).
- *The commercial margin obtained in the fiscal year was 57 795,66 Nuevos Soles thousands (16 380,55 US Dollars thousands), which represents 70,08% of the income of the company of the same year, with a result of less in 9,5% to that registered in the year 2001 due mainly to the larger payments made by the secondary system attributable to the generators of the year 2002 and 2001 inclusively (Transmission Line at 138 KV Azángaro-Juliaca and Juliaca-Puno)*

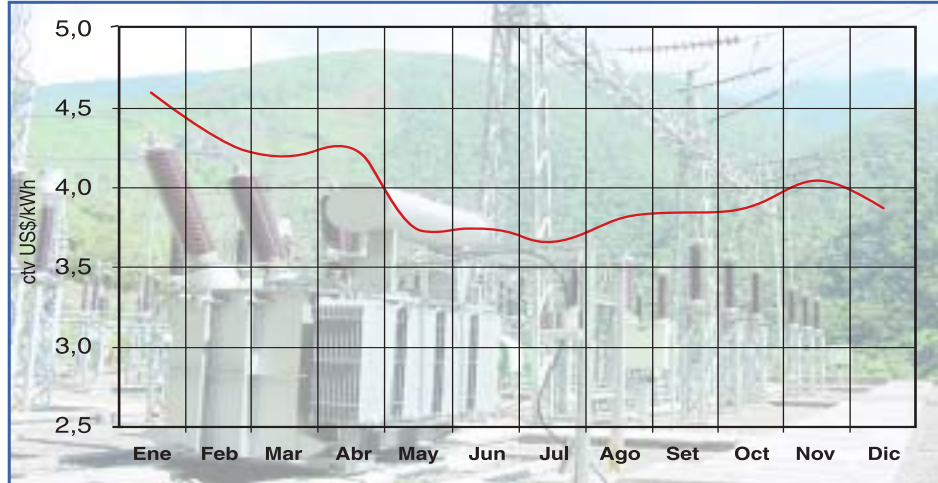
MARGEN COMERCIAL / Commercial Margin 2002



- El precio medio de venta de energía a clientes en promedio para el año 2002 fue de 4,0 ctv US\$/KWh.
- *The mean sales price of energy to clients in average for the year 2002 was 4,0 cents US\$/kWh.*



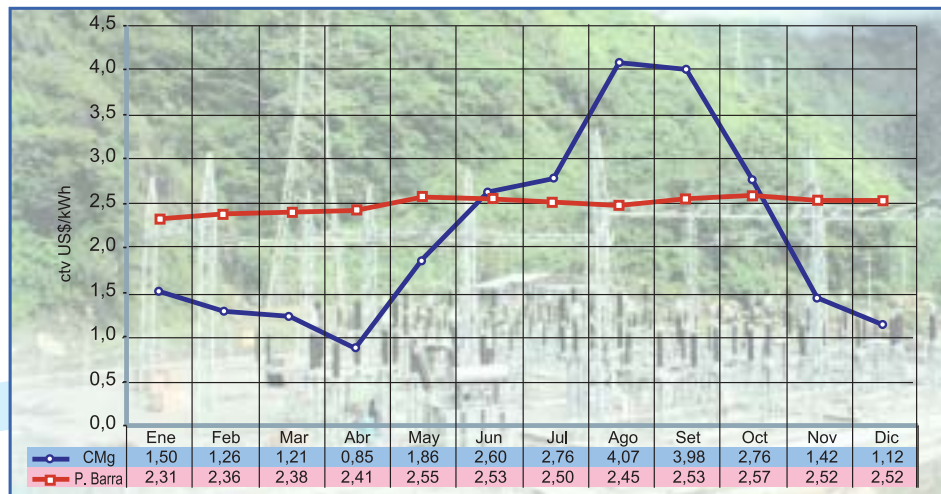
PRECIO MEDIO DE CLIENTES / Mean Sales Prices of Clients 2002



During the year 2002 in the Azangaro busbar at 138 KV (Sales Busbar to COES) the Marginal Cost in the Short Term was 2,12 cents US\$/KWh in average, increasing in 16,9% with respect to the year 2001, this increase is explained mainly by less hydraulic production, as consequence of the automation project of the SCADA system to the generation units of Mantaro Hydroelectric Power Plant (generally one additional unit out of service), the non availability of the Chimay Hydroelectric Power Plant for approximately two (2) months, the non availability of the Gallito Ciego Hydroelectric Power Plant during (1) one month.

Durante el año 2002 en la barra Azángaro 138 KV (Barra de Venta al COES), el Costo Marginal de Corto Plazo fue de 2,12 ctv US\$/KWh en promedio, incrementándose en 16,9% respecto al del año 2001, este incremento se explica principalmente por la menor producción hidráulica, como consecuencia del proyecto de automatización del sistema SCADA de las unidades de generación de la C.H. Mantaro (por lo general una unidad adicional fuera de servicio), la indisponibilidad de la C.H. de Chimay aproximadamente 2 meses, la indisponibilidad de la C.H. Gallito Ciego durante un mes.

COSTO MARGINAL Vs. PRECIOS EN BARRA - AZÁNGARO 138 KV
Marginal Cost Versus Nodal Prices - Azángaro 138 kv





**El Balance de Energía para el año 2002 es el siguiente:
The balance of energy for the year 2002 was as follows:**

PRODUCCIÓN BRUTA / Gross Production:	774,6 GWh
Centrales Térmicas / Thermal Plants	: 1,0 GWh
C.H. San Gabán II / San Gabán II Power Plant	: 773,6 GWh
PÉRDIDAS / Losses (*)	: 47,4 GWh
PRODUCCIÓN NETA / Net Production	: 727,2 GWh
VENTAS POR CONTRATOS / Sales by Contracts	: 461,2 GWh
BHP Tintaya	: 20,9 GWh
Minsur	: 84,5 GWh
Yauliyacu	: 72,7 GWh
Electro Puno S.A.A.	: 127,2 GWh
ENOSA	: 42,6 GWh
Quimpac S.A.	: 113,4 GWh
SUPERÁVIT (DÉFICIT) / Surplus (Deficit)	: 266,0 GWh
Ventas Mercado Spot / Sales Spot Market:	266,0 GWh

(*) Corresponde a las pérdidas de la L.T. San Gabán II - Azángaro y al Sistema Secundario de Transmisión.

(*) Corresponding to the losses of San Gabán II - Azángaro Transmission Line and the Secondary Transmission System.



BHP Tintaya.

**El Balance de Potencia Firme para el año 2002 es el siguiente:
The Firm Power Balance for the year 2002 is as follows:**

Balance de Potencia Firme / Firm Power Balance

Generación Propia Own Generation	Potencia Firme en MW Firm Power in MW	Compromisos con Clientes Commitments with clients	Potencia Contratada MW Contracted power MW
C.H.San Gabán II Hydroelectric Power Plant	112,9	BHP Tintaya	22,0
C.T. Bellavista Thermal Power Plant	5,7	Minsur	13,0
C.T. Taparachi Thermal Power Plant	5,3	Yauliyacu	11,0
		Electropuno	28,4
		ENOSA	6,2
		QUIMPAC	22,0
TOTAL (1)	123,9	TOTAL (2)	102,6
		Superávit (Surplus)/Déficit (1-2)	21,3 MW

POTENCIA FIRME: potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad de acuerdo a lo que defina el Reglamento.

FIRM POWER: power each generating unit may supply with high security according to what is defined by the Bylaws.



CONTRATOS / Contracts

Durante el año 2002 se negociaron y suscribieron los siguientes contratos:
 During the year 2002 were negotiated and signed the following contracts:

Cliente Client	Fecha de suscripción del Contrato Date of Contract signing	Potencias Contratadas / Power Contracted		Plazo Time Term
		Horas de Punta Peak hours	Horas Fuera de Punta Non Peak hours	
MINSUR S.A.	30 de octubre / October 30, 2002	13,0 MW	13,0 MW	4 años, 10 meses 4 years, 10 months
QUIMPAC S.A.	30 de abril / april 30, 2002	22,0 MW	54,0 MW	10 años 10 years
ALICORP S.A.	27 de diciembre/ december 27, 2002	6,05 MW	13,35 MW	5 años, 3 meses 5 years, 3 months
Universal Textil S.A.	27 de diciembre/ december 27, 2002	3,0 MW	3,35 MW	5 años 3 meses 5 years, 3 months
Industrias del Espino S.A.	27 de diciembre/ december 27, 2002	1,25 MW	1,25 MW	5 años, 1 mes 5 years, 1 month
Industria Textil Piura S.A.	27 de diciembre/ december 27, 2002	0,0 MW	5,7 MW	4 años, 10 meses 4 years, 10 months

QUALITY OF SERVICE

In the year 2002 has been started the application of the third phase of Technical Standard for Electric Services Quality (Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), having consolidated the procedures and mechanisms designed for its adequate compliance, which was started in the year 2000 with the metering and total application of the assessment periods of the quality of service campaign.

CALIDAD DEL SERVICIO

En el año 2002 se ha iniciado la aplicación de la tercera etapa de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), habiéndose consolidado los procedimientos y mecanismos diseñados para su adecuado cumplimiento, que se inició el año 2000 con campañas de medición y aplicación completa de los periodos de evaluación de la Calidad del Servicio.



CALIDAD DE PRODUCTO

De acuerdo a la NTCSE y a los compromisos contractuales con nuestros clientes del mercado regulado y libre, se han realizado las siguientes mediciones de calidad de producto (tensión y perturbaciones):

QUALITY OF PRODUCT

According to NTCSE and the contractual commitments with our clients of the regulated and free market, the following quality product metering (voltage and perturbations) have been made:

Cliente / Client	Frecuencia de Medición Metering Frequency	Observaciones / Observations
Electro Puno S.A.A.	Doce (12) mediciones <i>Twelve (12) meterings</i> Dieciséis (16) mediciones <i>Sixteen (16) meterings</i>	No se han registrado transgresiones de las tolerancias. <i>No transgressions of tolerances have been registered.</i>
Minsur S.A.	Cinco (5) mediciones <i>Five (5) meterings</i>	No se han registrado transgresiones de las tolerancias. <i>No transgressions of tolerances have been registered.</i>
EMYSA	Seis (6) mediciones <i>Six (6) meterings</i>	Se ha registrado emisión de Perturbaciones. <i>Emission of Perturbations has been registered.</i>



Planta Térmica de Bellavista - Puno / Bellavista Thermal Power House - Puno.



Planta Térmica de Taparachi - Juliaca / Taparachi Thermal Power House - Puno.

The voltage quality at the delivery points to our clients is within the tolerance of NTCSE. The cases of emission of perturbations have been informed to clients so that they may adopt the necessary measures for their correction.

With respect to the frequency quality, forty eight (48) sudden variations were registered and seven (7) sustained variations originated by failures of the National Interconnected System were registered, the indicators of which have not transgressed the tolerances established by NTCSE.

According with Article 6 of NTCSE, the application of numeral 3,7 is suspended and the payment of compensations for emissions of perturbations to which numeral 5,3 of NTCSE refers. Notwithstanding this, the clarification issued by OSINERG with Official Letter N° 1628-2002 OSINERG-GFE dated August 7, 2002, metering of perturbations (flicker and harmonics) to report to OSINERG has continued.

La calidad de tensión en los puntos de entrega a nuestros clientes se encuentra dentro de las tolerancias de la NTCSE. Los casos de emisión de perturbaciones han sido informados los clientes para que adopten las medidas necesarias para su corrección.

Respecto a la calidad de frecuencia, se registraron 48 variaciones súbitas y 7 variaciones sostenidas originadas por fallas en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, cuyos indicadores no han transgredido las tolerancias establecidas por la NTCSE.

De acuerdo el Artículo 6º de la NTCSE, se suspende la aplicación del numeral 3,7 y el pago de compensaciones por emisión de Perturbaciones a que se refiere el numeral 5,3 de la NTCSE. Sin embargo, de acuerdo a la aclaración emitida por el OSINERG mediante oficio N° 1628-2002 OSINERG-GFE del 07/08/02, se ha continuado con las mediciones de perturbaciones (flicker y armónicos) para reportar al OSINERG.



CALIDAD DE SUMINISTRO

A través del D.S. N° 040-2001-EM, se ha aprobado nuevas adecuaciones y modificaciones de la NTCSE, así como la aplicación gradual de la compensación por interrupciones, el 30% de los montos calculados para el primer semestre y 60% de los montos calculados para el segundo semestre.

El número de interrupciones consideradas para la compensación a nuestros clientes por mala calidad de suministro fueron las siguientes:

Cliente <i>Client</i>	N° Interrupciones Parciales <i>N° Interruptions Partials</i>	N° Interrupciones Totales <i>N° Interruptions Total</i>
Electro Puno S.A.A.	01	04
Minsur S.A.	10	14
BHP Tintaya S.A.	03	0
Electronoroeste S.A.	0	0
Quimpac S.A.	0	0
Empresa Minera Yauliyacu S.A.	0	02

COMPENSACIONES Y RESARCIMIENTOS

La transgresión de las tolerancias de la NTCSE origina las compensaciones y resarcimientos.

Las compensaciones y resarcimientos por calidad de producto y de suministro, reconocidos de acuerdo a la NTCSE y a las responsabilidades asignadas por el COES SINAC, se resumen en el cuadro siguiente:

ITEM	U.S. \$
Compensaciones a clientes por mala calidad de suministro <i>Compensations from San Gabán to clients due to bad quality of own responsibility</i>	22 498,85
Resarcimiento de otras Empresas del SINAC a San Gabán <i>Indemnization of other Companies of SINAC to San Gabán</i>	40 224,62
Resarcimiento de San Gabán a otras Empresas <i>Indemnization from San Gabán to other Companies</i>	5 282,73

QUALITY OF SUPPLY

Through Supreme Decree N° 040-2001-EM, has been approved new adaptations and modifications of NTCSE, as well as the gradual application of the compensation due to interruptions, 30% of the amounts calculated for the first semester and 60% of the amounts calculated for the second semester.

The number of interruptions considered for the compensation to our clients due to poor quality of supply were as follows:

COMPENSATIONS AND INDEMNIFICATION

Transgression of the tolerances of NTCSE originate compensations and indemnification.

Compensations and indemnification due to quality of product and supply, acknowledged according to NTCSE and the responsibilities assigned by COES SINAC, are summarized in the following chart:



Pueblo de Ollachca - Carabaya.
Ollachca Town - Carabaya.

GESTIÓN FINANCIERA *Financial Management*



Torre de Transmisión - Ayaviri.
Transmission Lines - Ayaviri.





GESTIÓN FINANCIERA *Financial Management*

En el año 2002, se ha optimizado los recursos financieros por venta de energía, en la colocación de fondos, en la modalidad de depósitos a plazo fijo, en dólares americanos, en los Bancos de primer nivel del sistema financiero nacional, en salvaguarda de los intereses de la empresa y con la finalidad de reducir el riesgo de tipo de cambio del Yen Japonés, con la finalidad entre otras de provisionar fondos, para el pago del servicio de la deuda con el Japan Bank International Cooperation (JBIC) y la Corporación Andina de Fomento (CAF), con dos pagos semestrales en el año con cada una de las entidades crediticias.

La empresa viene cumpliendo con el pago del servicio de la deuda con el Japan Bank International Cooperation (JBIC) con la amortización y pago de intereses, de las cuotas que vencieron hasta el 10 de octubre del año 2002, quedando al 31/12/2002 una deuda pendiente de pago de yenes 11 883 275 000,00 de los yenes 15 500 000 000,00 recibidos por la EGESG, entre mayo 1996 y enero 1999, para la construcción de la Central Hidroeléctrica San Gabán II. El plazo de amortización es de 30 cuotas, con vencimientos semestrales a partir de octubre de 1999 hasta el mes de abril del 2014.

Asimismo la empresa viene cumpliendo con el pago del servicio de la deuda con la Corporación Andina de Fomento con la amortización y pago de intereses, de las cuotas que vencieron hasta el 09 de agosto 2002, quedando al 31/12/2002 una deuda pendiente de pago de US\$ 12 352 941,18 de Dólares Americanos, de los US\$ 15 000 000,00, recibidos por la EGESG, entre el mes de octubre de 1999 y agosto del 2000, para la finalización de la construcción de la Central Hidroeléctrica San Gabán II. El plazo de amortización es de 20 cuotas semestrales a partir de agosto 2001 hasta el año 2011.

En la ejecución presupuestal del año 2002, en cuanto a los Ingresos de Operación, que comprende la Venta de Energía, los Ingresos Finan-

In the year 2002, the financial resources have been optimized due to energy sales, in the placing of funds in the modality of fixed term deposits, in American Dollars, in first class local financial system banks, to preserve the interests of the company and in order to reduce the risk of rate of exchange of Japanese Yen, and among others, provide funds for the payment of the debt service with Japan Bank for International Cooperation (JBIC) and Corporacion Andina de Fomento (CAF) with two payments per semester each year to each one of the credit organizations.

The company has complied with the payment of debt service with the Japan Bank for International Cooperation with the amortization and payment of interests, of the installments which fell due up to October 10, 2002, and to December 31, 2002 there remains a pending debt in Yens of 11 883 275 000,00 of the ¥ 15 500 000 000,00 received by EGESG, from May 1996 to January 1999, for the construction of San Gabán II Hydroelectric Power Plant. The time term for the amortization is 30 installments, with due dates each semester as of October 1999 up to the month of April 2014.

Likewise the company is complying with the debt service with Corporacion Andina de Fomento with the amortization and payment of interests, of the installments which fell due up to August 9, 2002, remaining as of December 31, 2002 a debt pending payment of US\$ 12 352 941,18 of the US\$ 15 000 000,00, received by EGESG, between the month of October 1999 and August 2000, to finish the construction of the San Gabán II Hydroelectric Power Plant. The amortization time term is 20 installments with due dates each semester from August 2001 to the year 2011.

In the budgetary execution of the year 2002, with respect to the Operation Income, which includes the Sales of Energy, the Financial



Represamiento Laguna Isococha / Lake Isococha Impounding.

Income and Extraordinary Income, the sum of S/. 86 518 463,00, has been executed and the sum of S/. 81 265 419,00 had been foreseen in the budget. This greater income represents 106% of what had been foreseen in the budget.

As to the expenses of the operation, which include the Purchase of Goods, Expenses of Personnel, Services rendered by Third Parties, Taxes, Various Management Expenses and Extraordinary Expenses, has been executed the sum of S/. 41 462 419,00, as the sum of S/. 40 272 142,00 had been foreseen in the budget. This larger expenses represents 103 % of what had been foreseen in the budget.

As to the expenses regarding Capital Expenses, which includes expenses for Investment Project and Expenses of Capital not Linked to the Project, a sum has been executed of S/. 2 839 362, having foreseen the sum of S/. 8 532 265 in the budget. This lesser expense represents only 33 % of what had been foreseen in the budget.

The Expenses for Net External Financing have been executed in the sum of S/. 50 549 534,00, having foreseen in the

cieros e Ingresos Extraordinarios, se ha ejecutado la suma de S/. 86 518 463,00, habiéndose presupuestado la suma de S/. 81 265 419,00. Este mayor ingreso representa el 106 % de lo Presupuestado.

En cuanto a los egresos de operación, que comprende la Compra de Bienes, Gastos de Personal, Servicios Prestados por Terceros, Tributos, Gastos Diversos de Gestión, y Egresos Extraordinarios, se ha ejecutado la suma de S/. 41 462 419,00, habiéndose presupuestado la suma de S/. 40 272 142,00. Este mayor egreso representa el 103 % de lo presupuestado.

En cuanto a los egresos por Gastos de Capital, que comprende gastos por Proyecto de Inversión y Gastos de Capital no Ligados a Proyecto, se ha ejecutado la suma de S/. 2 839 362, habiéndose presupuestado la suma de S/. 8 532 265. Este menor egreso representa sólo el 33 % de lo presupuestado.

En cuanto a los egresos por Financiamiento Externo Neto, se ha ejecutado la suma de S/. 50 549 534,00, habiéndose presupuestado la

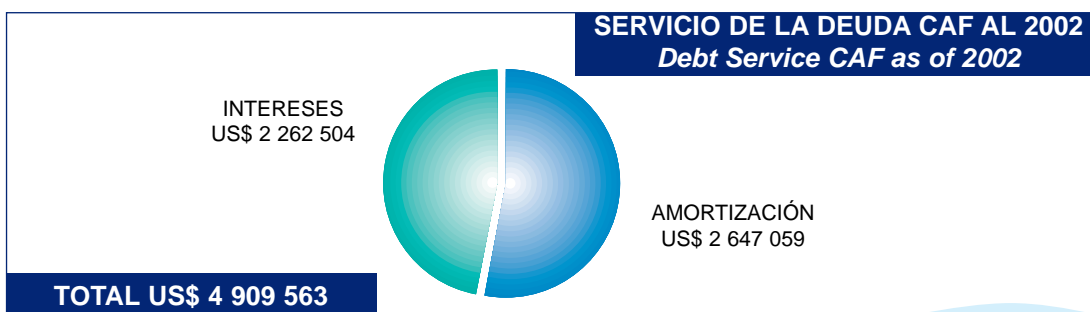
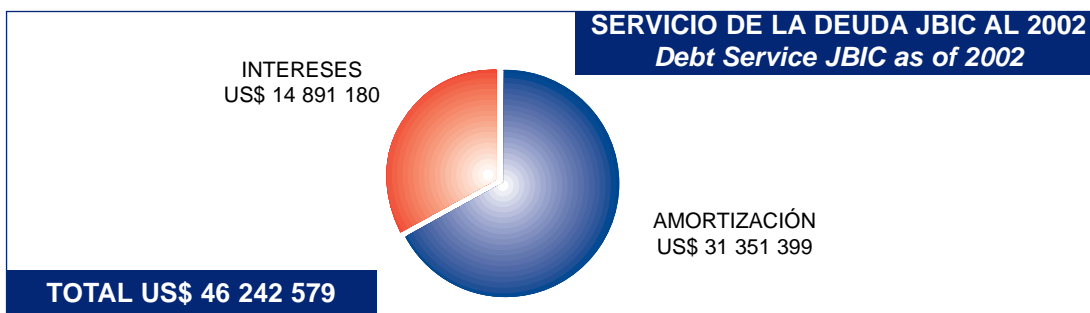
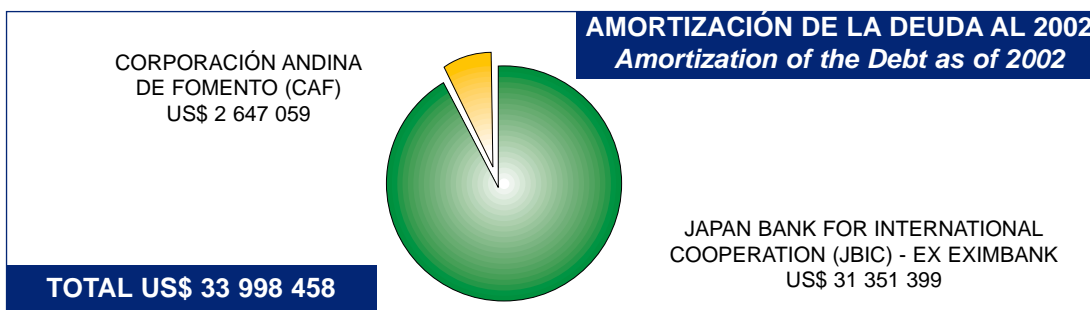


suma de S/. 55 159 568,00. Este menor egreso representa sólo el 92 % de lo presupuestado.

El saldo final del Presupuesto 2002, es un Superávit a favor de la empresa, que alcanza la suma de S/. 14 365 704,00, y que representa una menor ejecución con relación al Presupuesto Aprobado, lo cual se sustenta por partidas no ejecutadas por medidas de austeridad y restricciones presupuestarias.

budget the sum of S/. 55 159 568,00. This lesser expense represents only 92 % of the quantity foreseen in the budget.

The final balance of the 2002 Budget, is a surplus in favor of the company, which amounts to S/. 14 365 704,00, and which represent a lesser execution in comparison with the Budget Approved. which is supported by items not executed due to austerity measures and budgetary restrictions.





Electrificación rural - Camatani-Ollachea, Carabaya - Puno.
Rural electrification Camantani-Ollachea, Carabaya - Puno

GESTIÓN DE LA PRODUCCIÓN *Production Management*



Nave Principal - Casa de Máquinas C.H.S.G.B. II
Main Bay - Power House San Gabán II Hydroelectric Power Plant.





INFRAESTRUCTURA

Infrastructure

La Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A. tiene como objeto social la generación de la energía eléctrica, la cual es producida a través de sus centrales hidráulicas y térmicas que alimentan al Sistema Interconectado Nacional.

Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A. has as social object the generation of electric energy, which is produced by its hydraulic and thermal plants which feed the National Interconnected System

POTENCIA INSTALADA Y EFECTIVA EJERCICIO 2002 (MW) Installed and Effective Power Year 2002 (MW)

Centrales de Generación <i>Generation Plants</i>	Tipo <i>Type</i>	Potencia / Power	
		Instalada <i>Installed</i>	Efectiva <i>Effective</i>
Central Hidroeléctrica San Gabán II / San Gabán II Hydroelectric Power Plant			
2 Grupos Generadores / 2 <i>Generating Sets</i> Alstom	Pelton	110,00	112,90
Total Central Hidroeléctrica / Total Hydroelectric Power Plant		110,00	112,90
Central Térmica de Taparachi / Taparachi Thermal Power Plant			
MAN N° 1	Diesel	1,000	0,799
MAN N° 3	Diesel	2,300	1,730
MAN N° 4	Diesel	2,300	1,756
SKODA N° 1	Diesel	1,104	0,352
SKODA N° 2	Diesel	1,004	0,695
Sub Total		7,708	5,332
Central Térmica de Bellavista / Bellavista Thermal Power Plant			
ALCO	Diesel	2,500	1,824
MAN N° 1	Diesel	2,300	1,751
MAN N° 2	Diesel	2,300	—
DEUTZ	Diesel	0,750	—
Sub Total		7,850	3,575
Central Térmica de Tintaya / Tintaya Thermal Power Plant (*)			
MAN N° 1	Diesel	2,245	2,180
MAN N° 2	Diesel	2,245	2,170
MAN N° 3	Diesel	2,245	2,185
MAN N° 4	Diesel	2,245	2,025
MAN N° 5	Diesel	2,245	2,164
MAN N° 6	Diesel	2,245	2,225
MAN N° 7	Diesel	2,245	2,072
MAN N° 8	Diesel	2,245	2,145
Sub Total		17,960	17,166
Central Térmica de San Rafael / San Rafael Thermal Power Plant (*)			
Sulzer N° 1	Diesel	1,240	0,531
Sulzer N° 2	Diesel	1,240	0,531
Sulzer N° 3	Diesel	1,240	0,520
Sulzer N° 4	Diesel	1,860	0,797
Sulzer N° 5	Diesel	1,860	0,791
Sulzer N° 6	Diesel	1,860	0,694
Sulzer N° 7	Diesel	1,860	0,841
Sub Total		11,160	4,705
Total Centrales Térmicas / Total Thermal Power Plants		44,774	30,780
TOTAL GENERAL / General Total		154,774	143,680

(*) En sesión de uso / *Under operations contract.*



We have a hydroelectric power plant called San Gabán II, located in the margin of the hydrological basin of San Gabán River, with an installed power of 110,00 MW.

The thermal generating equipment includes two (2) own thermal plants and two (2) rented thermal plants with a total installed power of 44,774 MW.

The total installed power is 154,774 MW.

These generation plants and the high index of availability of the equipment made possible for San Gabán to contribute with the coverage of the energy demand in the National Interconnected System, participating with 3,94% of the total of the electrical production.

The total effective power of the company for the year 2002 has been 143,68 MW.

Also there are three (3) lines at 138 kV between San Gabán II Substation and Azangaro Substation to transmit generation from San Gabán II Hydroelectric Power Plant.

Contamos con una central hidroeléctrica denominada San Gabán II, situada en la margen de la cuenca hidrológica del río San Gabán, con una potencia instalada de 110,00 MW.

El parque generador térmico consta de 02 centrales térmicas propias y 02 centrales térmicas en alquiler con una potencia instalada total de 44,774 MW.

La potencia instalada total es de 154,774 MW.

Estas centrales de generación y el alto índice de disponibilidad de los equipos, permitieron a San Gabán contribuir con la cobertura de la demanda de energía en el Sistema Interconectado Nacional, participando con un 3,94% del total de la producción eléctrica.

La potencia efectiva total de la empresa para el ejercicio 2002 ha sido de 143,68 MW.

Además se cuenta tres líneas en 138 kV entre la S.E. San Gabán II y la S.E. Azángaro, para poder transmitir la generación de la Central Hidroeléctrica San Gabán II.

Código/ Code	Sub-Estación Desde / From	Sub-Estación Hasta / to	Longitud / Length (Km)	Tensión Nominal (KV) / Nominal Voltage (KV)	Capacidad de conducción (MVA) / Conduction Capacity (MVA)
L-1009	San Rafael	Azángaro	89,28	138	120
L-1010	San Gabán II	Azángaro	159,14	138	120
L-1013	San Gabán II	San Rafael	76,46	138	120

PRODUCTION

Energy production during 2002 had an increase of 4,49% compared with 2001. This increase was due to a larger hydraulic production, mainly due to the use of the water volume of the five (5) lakes (Corani and Macusani)

In the month of September COES indicated that the units of Taparachi Thermal Power Plant should be started due to the overcharge of the 60/10 KV - 12 MVA transformer of Juliaca Substation.

PRODUCCIÓN

La producción de energía durante el año 2002 tuvo un incremento de 4,49% con respecto al 2001. Este incremento se debió a la mayor producción hidráulica, debido principalmente al aprovechamiento del volumen de agua de las 5 lagunas (Corani y Macusani).

En el mes de setiembre el COES indicó el arranque de las unidades de la CT Taparachi debido a la sobrecarga del transformador de 60/10 KV - 12 MVA de la S.E. Juliaca.



La producción total de energía en el presente ejercicio ha sido de 774 801,96 MWh, de la cual 99,86% ha correspondido a generación hidráulica y 0,14% a generación térmica.

La generación hidráulica fue 5,18% mayor a la obtenida en el 2001, debido al mayor caudal turbinado por el la mayor represamiento de las lagunas de Corani y Macusani.

Por otra parte la generación térmica disminuyó en 81,99% con respecto al año 2001, debido principalmente a la mayor oferta hidráulica del sistema, quedando la mayor parte de la generación térmica en reserva.

Total energy production in this year has been 774 801,96 MWh, from which 99,86% has corresponded to a hydraulic generation and 0,14% to thermal general.

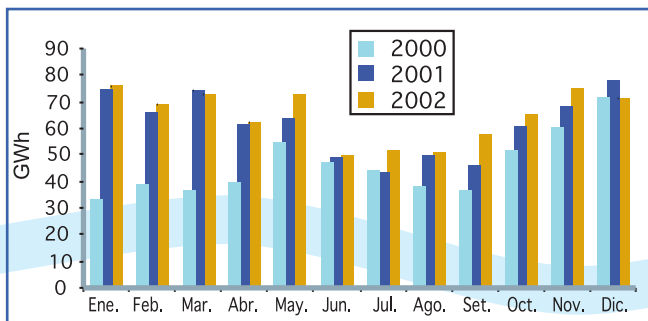
The hydraulic generation was 5,18% greater than that obtained in 2001, due to a larger centrifugalized volume of flow because of more damming of the Corani and Macusani lakes.

On the other part the thermal generation was decreased in 81,99% with respect to 2001, due mainly to the greater hydraulic offer of the system, and the larger part of the thermal generation remained in reserve.

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA (MWh) / ENERGY PRODUCTION (MWh)

Centrales de Generación Generating Plants	MWh 2001	Porcentaje Percentage (%) 2001	MWh 2002	Porcentaje Percentage (%) 2002	Diferencia(%) Difference (%) 2001/2002
Generación Hidráulica / Hydraulic Generation					
CH San Gabán II	773 682,73	99,20	735 556,52	99,86	5,18
Sub-Total	773 682,73	99,20	735 556,52	99,86	5,18
Generación Térmica / Thermal Generation					
CT Taparachi	171,00	0,02	584,59	0,07	19,23
CT Bellavista	127,50	0,02	152,06	0,02	241,64
CT Tintaya	1 214,20	0,16	298,20	0,05	-75,44
CT San Rafael	4 424,22	0,60	32,99	0,00	-99,25
Sub-Total	5 937,07	0,14	1 067,84	0,80	-81,15
Total General / General Total	741 493,59	100,00	774 801,96	100,00	4,49

ENERGÍA GENERADA (GWh) Generated Energy (GWh) CH. SAN GABÁN II - 2000 - 2002



Inspección Sistema de Refrigeración - CHSGBII
Inspection over refrigeration System, SGBII PP



INDICES DE GESTIÓN / Management Indices 2002

Índice / Index	Valor Alcanzado / Value Reached
Disponibilidad / Availability	93,00%
Desconexiones Forzadas / Forced Disconnections	0,189
Generación de Energía / Energy Generation	86,42%
Falla de líneas por cada 100 Km año / Failure in lines per each 100 km year	4,270
Factor de Planta CH San Gabán II / San Gabán II Hydroelectric Power Plant factor	80,29%
Factor de Planta Total / Total Plant factor	57,14%

Maintenance

EGESG S.A. has as goal the optimization of generation and maintenance of the equipment of the various generation plants and lines, for which purpose it is main policy to reduce the time employed in the preventive and corrective maintenance. Thus, the indices of corrective maintenance reached are the following:

MANTENIMIENTO

EGESG S.A. tiene como objetivo la optimización de la operación y mantenimiento de los equipos de las diferentes centrales de generación y líneas, para lo cual es política primordial la reducción del tiempo utilizado en los mantenimientos preventivos y correctivos. Es así que los índices de mantenimiento correctivos alcanzados son los siguientes:

Índice de Mantenimiento Correctivo Corrective Maintenance Index	
CH San Gabán II	3,56%
CT. Taparachi	1,37%
CT Bellavista	0,79%
Líneas/Lines	2,48%

Maintenance actions along the year were as follows:

San Gabán II Hydroelectric Power Plant

- Minor Maintenance (Plan 0,1 and 1C) of the generating sets and the own and common auxiliary equipment.
- Major Maintenance of the generating sets 1 and 2 (Plan 2 and 2C), made in march 2002 at 17 950 and 18 169 hours of service, respectively.
- Preventive Maintenance: vibrations, ultrasound, mechanical balance, electrical balance, physical, chemical, metalographic and chromatographic analyses.

Las acciones de mantenimiento efectuadas a lo largo del ejercicio, fueron las siguientes:

Central Hidroeléctrica San Gabán II

- El Mantenimiento Menor (Plan 0, 1 y 1C) de los grupos generadores y los equipos auxiliares propios y comunes.
- El Mantenimiento Mayor de los grupos generadores 1 y 2 (Plan 2 y 2C), realizado en marzo del 2002 a los 17 950 y 18 169 horas de servicio respectivamente.
- Mantenimiento predictivo: vibraciones, ultrasonido, balanceo mecánico, balanceo eléctrico, análisis físico, químico, metalográfico y cromatográfico.



Inspección y modificación del Cojinete Guía Turbina
Inspection and modification of the Guide Bearing Turbine



Esmerilado y Pulido de las cucharas del Rodete Pelton
Sanding and finishing of the Pelton Runner buckets

- Reparaciones de sensores de temperatura, sensores de posición, servomotores de los deflectores, contra chorros, cojinete guía turbina y recuperación del perfil hidráulico de las cucharas de los rodets, mediante rellenos puntuales, esmerilados y pulidos, experimentando desgaste puntual máximo de 8 %.
- *Repair of temperature sensors, position sensors, deflector servomotors, against jets, turbine guide bearing and recovery of hydraulic profile of the runner buckets, with punctual fillings, sandings and finishings, experimenting a maximum punctual wear of 8%.*

Centrales Térmicas

- Se contrataron los servicios de la Empresa SERING S.A. para realizar el mantenimiento programado a las unidades de las Centrales Térmicas de Bellavista y Taparachi.
- Durante el año se realizaron el mantenimiento programado por tiempo de espera para la conservación de las unidades de las Centrales Térmicas de Bellavista y Taparachi.

Thermal Power Plants

- *The services of SERING S.A. were hired to make the programmed maintenance of the units of the Bellavista and Taparachi Thermal Power Plants.*
- *During the year programmed maintenance was made during the waiting period for the preservation of the units of the Bellavista and Taparachi Thermal Power Plants.*

Líneas de Transmisión

- Se ha contratado los servicios de la Empresa VCN S.A.C. para realizar el mantenimiento preventivo y correctivo de las líneas y subestaciones durante el año.
- En la zona de Macusani, San Rafael y San Antón se ha cambiado aisladores rotos y fogueados de las líneas.

Transmission Lines

- *VCN S.A.C. has been hired to make the preventive and corrective maintenance of lines and substation along the year.*
- *In the zone of Macusai, San Rafael and San Anton, broken and burnt isolators from the lines were changed.*



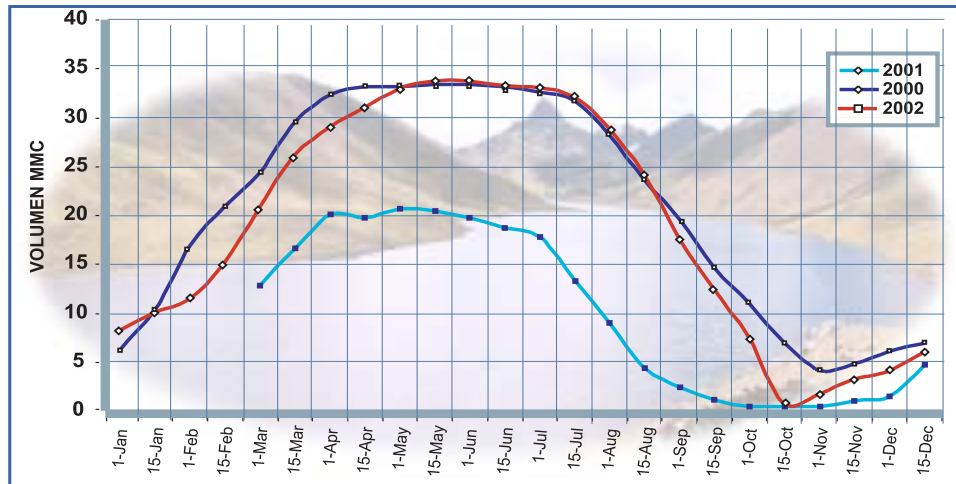
- Along the lines the connection to earth of the structures has been improved.
- The access roads to the structures of the lines have been repaired.
- A lo largo de las líneas se ha mejorado las puestas a tierra de las estructuras.
- Se han reparado los caminos de acceso a las estructuras de las líneas.

INFORMACIÓN HIDROLÓGICA / Hydrologic Information

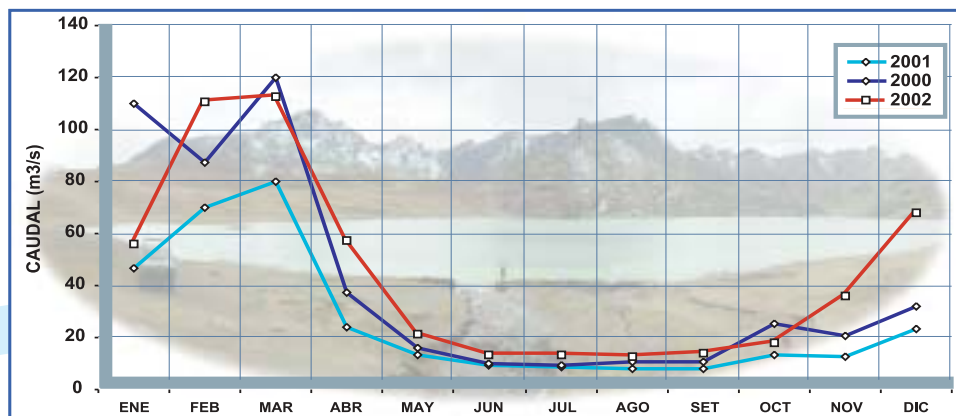
CAUDAL PROMEDIO MENSUAL / Average Monthly Volume of Flow

	Enero Jan.	Feb. Feb.	Marzo March	Abril April	Mayo May	Junio June	Julio July	Ago. Aug.	Set. Sep.	Oct. Oct.	Nov. Nov.	Dic. Dec.
Año 2000	46,5	70,0		24,1	13,6	9,6	9,0	7,8	8,1	13,3	12,9	23,6
Año 2001	109,9	87,6	119,7	37,6	15,8	10,1	9,4	10,6	10,8	14,1	20,9	31,7
Año 2002	56,0	110,6	112,6	57,3	21,3	13,1	13,4	12,5	14,1	18,1	35,8	67,8

CONTROL DE AGUA EN EMBALSE DE LAGUNAS / Water control in Lakes Impounding



HIDROLOGÍA DE CAUDALES / Hydrology of Volumes of Flow





Aguas de la quebrada Tupari bajo el puente de la carretera Tabinapampa-Tunquini.
Water of the Tupari gorge below the bridge of the Tabinapampa-Tunquini highway

PRESERVACIÓN AMBIENTAL

De acuerdo a la Política Ambiental que se ha implantado en la Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A., Empresa dedicada a la generación de energía eléctrica para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, la protección del Medio Ambiente juega un papel prioritario en los procesos que desarrolla la Empresa.

Es por ello que la mitigación de los impactos ambientales es una tarea que involucra a todos los componentes de la Empresa, comprometiéndonos a una labor conjunta con dependencias externas.

La Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A. en virtud a la importancia sustantiva que se le ha otorgado a la preservación del me-

Environmental Protection

According to the Environmental Policy implanted in Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A., which is a company dedicated to the electric energy generation for the National Interconnected Electric System, the protection of the environment has a priority role in its development process.

For this reason the mitigations regarding the environmental impacts is a task which involves all the components of the Company, and the joint work with external organizations.

Because of the worldwide great importance given to the preservation of the environment Empresa de Generación Eléctrica



Construcción de muro de gaviones para el sostenimiento de taludes en la zona de Tunquini. *Construction of gabion wall for the support of talus in the Tunquini zone*

San Gabán S.A., is committed to develop a series of tasks to mitigate the environmental impacts, which we mention in the following:

- *Construction of sanitary filling to deposit the solid residues and the incinerator of toxic residues from the medical assistance area of the San Gabán II Hydroelectric Power Plant*
 - *Development of the monthly Environmental Monitoring Program in the San Gabán II Hydroelectric Power Plant and quarterly program in the Bellavista and Taparachi Thermal Plants*
 - *Reforestation of Chinquini and Uruhuasi Taluses for their stabilization as well as in the Head Works of the San Gabán II Hydroelectric Power Plant.*
 - *Reforestation of the neighboring zones to the Bellavista and Taparachi Thermal Plants*
 - *Gabions construction in the zones of landslides in Uruhuasi and Chacaneque.*
 - *Maintenance of the Macusai – Tunquini Highway, repairing effects from huaycos (land with water slides), landslides and holes.*
- *Construcción de relleno sanitario para depositar los residuos sólidos e incinerador de residuos tóxicos provenientes del área médica de la Central Hidroeléctrica San Gabán II.*
 - *Desarrollo de Programa de Monitoreo Ambiental mensual en la Central Hidroeléctrica San Gabán II y trimestral de las Centrales Térmicas Bellavista y Taparachi.*
 - *Reforestación de los taludes de Chinquini y Uruhuasi para su estabilización, así como en las Obras de Cabecera de la Central Hidroeléctrica San Gabán II.*
 - *Reforestación en las zonas aledañas de las Centrales Térmicas Bellavista y Taparachi.*
 - *Construcción de gaviones en las zonas de derrumbes en Uruhuasi y Chacaneque.*
 - *Mantenimiento de la carretera Macusani – Tunquini, atendiendo casos de huaicos, derrumbes y bacheos.*



Letreros de seguridad: Fuego Abierto, Tanque de petróleo - Grupo de Emergencia, S.E.S.G.B. II.
 Safety signs. Open Fire, Oil tank - Emergency Generating Set San Gabán II Hydroelectric Power Plant

SEGURIDAD E HIGIENE INDUSTRIAL

Industrial Safety and Hygiene

La Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A. de acuerdo a lo señalado en el Reglamento de Seguridad e Higiene Ocupacional del Sub Sector Electricidad (RSHOSSE) aprobado por R.M. 263-2001-EM/VME, viene desarrollando un Plan de Adecuación de acuerdo a las disposiciones establecidas en el mismo.

La Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A. in accordance to what is ruled in the Occupational Safety and Hygiene of the Electricity Sub Sector Bylaws (Reglamento de Seguridad e Higiene Ocupacional del Sub Sector Electricidad (RSHOSSE)) approved by Ministerial Resolution N°. 263-2001-EM/VME, is developing an Adaptation Plan according to the stipulations of that norm.

El objetivo de la Empresa es obtener 0 (cero) accidentes incapacitantes, dándole al personal propio de la Empresa y Contratista una cultura en lo referente a la seguridad para que ellos mismos sean responsables de su propia seguridad y la de sus compañeros, utilizando para ello la identificación, análisis e eliminación o minimización de los riesgos potenciales previo a los trabajos a desarrollar.

The goal of the company is zero (0) incapacitating accidents, giving to the own personnel of the Company and to that of the Contractor knowledge regarding safety so that they themselves will be responsible for their own safety and that of the ones working with them, using for that purpose the identification, analysis and elimination or minimization of the potential risks, before starting the work they have to do.



Likewise, safety lectures will be dictated and first aid courses and also there will be Occupational Health examinations (twice a year) conducted by personnel from CEPRIT, ESSALUD – Puno and there are also fire exercises and water analyses, etc.

Regarding the Frequency Indices, Severity Index and Accidentability Index (Índices de Frecuencia (IF), Índice de Severidad (IS) and Índice de Accidentabilidad (IA)) we must mention that during the year 2002 they have been zero (0) for the personnel of Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A.

For the case of our Contracting Companies IF, IS and IA have been 9,94; 9,94 y 0,01 respectively.

It should be mentioned that those indices are the result of a fatal accident in the work of our Contracting Company.



Aviso de Seguridad en Torre A, Tunquini.
Safety sign in Tower A, Tunquini.

Igualmente se dictaron al personal de nuestra Empresa y Empresas Contratistas, charlas de seguridad y cursos de Primeros Auxilios, además se realizaron exámenes de Salud Ocupacional (2 veces al año) llevados a cabo por el personal del CEPRIT, ESSALUD – Puno, también se hicieron simulacros de incendio y se efectuaron análisis de agua, etc.

En cuanto a los Índices de Frecuencia (IF), Índice de Severidad (IS) e Índice de Accidentabilidad (IA) debemos manifestar que durante el año 2002 ha sido 0 (cero) para el personal de la Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A.

Para el caso de nuestras Empresas Contratistas el IF, IS e IA han sido 9,94; 9,94 y 0,01 respectivamente.

Cabe recalcar que dichos índices son resultado de haberse ocasionado un accidente fatal en el trabajo en nuestra Empresa Contratista.



Charla de Seguridad: Uso de Extintores.
Safety lecture, use of fire extinguisher.



Patio de llaves y transformador de Servicios Auxiliares Sub-Estación San Gabán II.
Switchyard and Auxiliary Services transformer San Gabán II Substation

DESARROLLO DE PROYECTOS

PROYECTO ICCP

Interconexión de los Centros de Control de la C.H. San Gabán II y del COES.

El objetivo de la interconexión responde a la necesidad de transmitir al Coordinador de Operación del SINAC, en tiempo real, la información de la operación de la C.H. San Gabán II, sus Líneas de Transmisión y Subestaciones Asociadas, y monitorear el suministro eléctrico de nuestros principales clientes, conforme a la Norma Técnica de Operación en Tiempo Real (NTOTR)

De esta manera, se logrará lo siguiente:

- Ampliar el Sistema de Control de la C.H. San Gabán II (instalación del sistema ICCP).
- Integrar la S.E. Azángaro al Centro de Control de San Gabán II.
- Integrar la S.E. San Rafael al Centro de Control de San Gabán II.

Projects Development

PROYECT FOR INTERCONNECTION OF THE CONTROL CENTERS ICCP

The interconnection of the control centers of San Gabán II Hydroelectric Power Plant and COES.

The purpose of the interconnection responds to the necessity of transmitting to the SINAC Operation Coordinator, in real time, the information on the operation of the San Gabán II Hydroelectric Power Plant, its Transmission Lines and Associated Substations and monitor the supply of electricity of our main clients, according to the Technical Standar on Real Time Operation (Norma Técnica de Operación en Tiempo Real (NTOTR))

Thus, the following will be obtained:

- *Extend the Control System of the San Gabán II Hydroelectric Power Plant (installation of the ICCP system).*
- *Integrate the Azángaro Substation to the San Gabán II Control Center.*
- *Integrate the San Rafael Substation to the San Gabán II Control Center.*

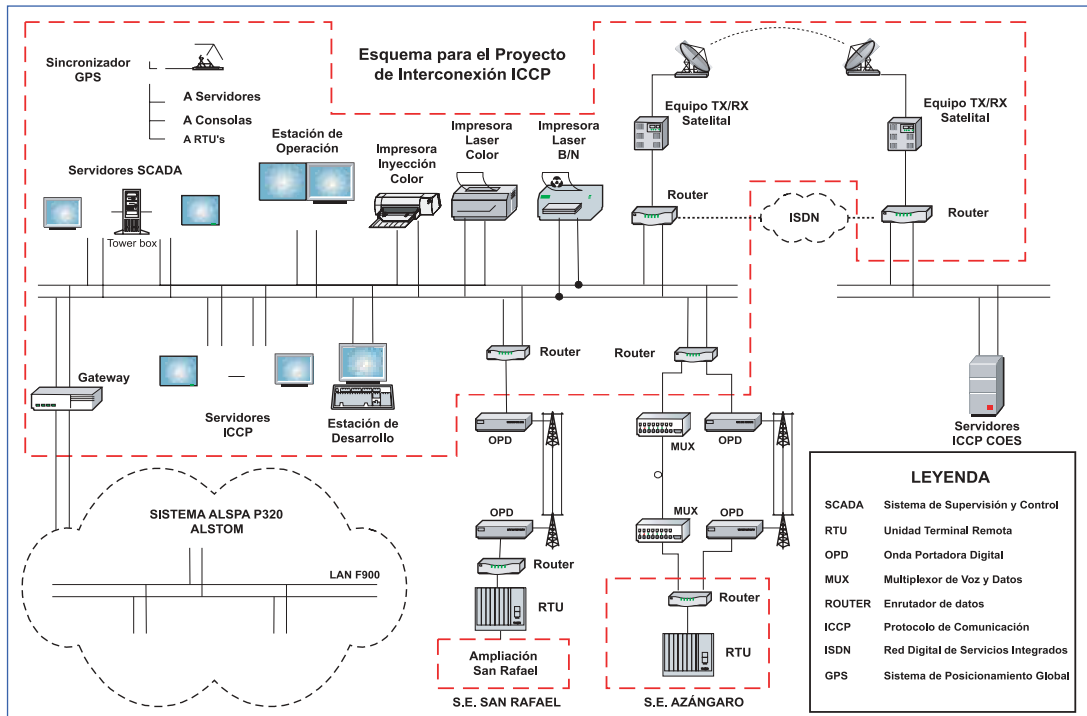
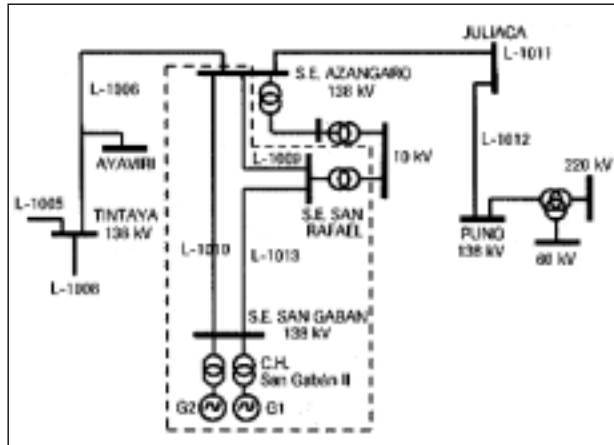


ÁREA DE INFLUENCIA / Influence Area



Centro de Control SE. SGBII
Control Center Sub-Station SGBII

CONFIGURACIÓN DEL PROYECTO / Configuration of Project



S.E. S.G.B. II.



Líneas de transmisión
Macusani-Carabaya
Transmission lines
Macusani-Carabaya



Sistema de Lubricación
de Cojinete - Generador
en CHSGBII.
*Lubrication system of
Bearing at SGBIIPS
Generator.*



Imilla - Comunidad de Aymaña - Carabaya - Puno
Imilla - Aymaña Community - Carabaya - Puno

GESTIÓN DE PLANEAMIENTO, GESTIÓN EMPRESARIAL E IMAGEN INSTITUCIONAL



Fiesta en la Comunidad de Aymaña, Distrito de Corani - Carabaya - Puno
Feast of the Aymaña Community, District of Corani - Carabaya - Puno





ÁREA DE PLANEAMIENTO CIVIL

1. PROYECTOS DE AFIANZAMIENTO HÍDRICO

La Central Hidroeléctrica San Gabán II para asegurar su potencia máxima de 110 MW, requiere de un caudal de $19 \text{ m}^3/\text{s}$, el mismo que está asegurado en época de avenidas (de noviembre a abril), pero en los seis meses de estiaje (de mayo a octubre) el caudal disminuye considerablemente.

Para que la Central Hidroeléctrica opere a plena carga todo el año, el volumen necesario de agua en época de estiaje, es de 302 Mm^3 (100%); el aporte natural del río San Gabán en esta época es de $161,80 \text{ Mm}^3$; la diferencia (déficit) es de $140,40 \text{ Mm}^3$ (46,5%).

En los Proyectos de Afianzamiento Hídrico, en su PRIMERA ETAPA, concluidos el 15/06/2001 con la Recepción Definitiva de la construcción de los embalses en cinco lagunas (Chungara, Parinajota, Chaumicocha, Isococha y Suytococho), obteniéndose un volumen de $37,46 \text{ Mm}^3$ de agua, a un costo de US\$ 3 672 758. Con este aporte, el déficit se ha reducido de 140,40 a 102,94 millones de metros cúbicos.

Para superar este déficit de $102,94 \text{ Mm}^3$ de agua, se tiene proyectado embalsar otras lagunas, para lo cual se está realizando varios estudios que determinen la factibilidad de represamientos en las cuencas de los ríos Corani, Macusani y Quel-



Laguna Saracocha,
cuena del Río Corani.

Civil Planning Area

1. HYDRIC REINFORCEMENT PROJECTS

San Gabán II Hydroelectric Power Plant to ensure its maximum power of 110 MW, requires a volume of flow of $19 \text{ m}^3/\text{s}$, same which is ensured in the flood season (from November to April), but in the six months of draught (from May to October) the volume of flow decreases considerably.

So the Hydroelectric Power Plant operates at full load all year long, the necessary volume of water in draught season is 302 Mm^3 (100%), the natural contribution of San Gabán River is $161,80 \text{ Mm}^3$, the difference (deficit) is $140,40 \text{ Mm}^3$ (46,5%).

The Hydric Reinforcement Projects, in their FIRST PHASE, were concluded in June 15, 2001 with the Final Reception of the construction of the impoundings of five (5) lakes (Chungara, Parinajota, Chaumicocha, Isococha and Suytococho), obtaining a volume of $37,46 \text{ Mm}^3$ of water, at a cost of US\$ 3 672 758. With this contribution, the deficit has been reduced from 140,40 to 102,94 million of cubic meters.

To overcome this deficit of $102,94 \text{ Mm}^3$ of water, there is a project to impound other lakes, for which purpose several studies are being conducted to determine the feasibility of damming in the basins of the Corani, Macusani and Quelcaya Rivers. This corresponds to the SECOND PHASE of the Hydric Reinforcement Projects, which



Levantamiento topográfico de lagunas en la zona Corani.
Topographic survey of the lakes of the Corani zone



Río San Gabán.
San Gabán River.

includes the development of studies from the level of Profile to that of Final level.

Within the reinforcement studies which are being developed since the year 2001, it is estimated that an additional volume of 96,22 Mm³ will be impounded with which contribution the scarcity of water in the draught season will be reduced from 102,94 to 6,72 Mm³, which will mean only 2,2% of the deficit of required annual volume of flow.

Of the volume projected to be impounded 96,22 Mm³ it is estimated that this will be entering progressively to the Plant, it being initially 15% in the year 2003, 15% in the year 2004 and the difference between the years 2005 and 2006.

SUPPLEMENTARY CIVIL WORKS

The Supplementary Civil Works are those which, in some way are linked to the Production of the San Gabán Hydroelectric Power Plant. Among the most important are considered: the Maintenance Works of the highways, those oriented towards the Environmental Control and Management and those of the Office Infrastructure, Warehouses and Services.

STUDY OF NEW HYDROELECTRIC POWER PLANTS

The goal is to develop studies of new hydroelectric power plants, the most interesting for San Gabán company being the technical and economical assessment at Profile level of the San Gabán III Hydroelectric Power Plant, the study of which has been started in the year 2002.

caya. Esta gestión corresponde a la SEGUNDA ETAPA de Proyectos de Afianzamiento Hidrico, que comprende la realización de estudios desde el nivel de Perfil hasta el Definitivo.

Dentro de los estudios de afianzamiento que vienen desarrollándose desde el año 2001, se estima embalsar un volumen adicional del orden de 96,22 Mm³; con cuyo aporte estaríamos reduciendo la escasez de agua en época de estiaje de 102,94 a 6,72 Mm³, que sólo significaría el 2,2% de déficit del volumen anual requerido.

Del volumen proyectado a embalsar 96,22 Mm³, se estima que estaría ingresando progresivamente a la Central, siendo inicialmente el 15% en el año 2003, el 15% en el año 2004 y la diferencia entre los años 2005 y 2006.

OBRAS CIVILES COMPLEMENTARIAS

Las Obras Civiles Complementarias son aquellas que, en alguna forma están ligadas a la Producción de la Central Hidroeléctrica San Gabán. Dentro de las más importantes se consideran, las Obras de Mantenimiento de carreteras; las orientadas al Control y Manejo Ambiental, y las de Infraestructura de Oficinas, Almacenes y Servicios.

ESTUDIO DE NUEVAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

Se tiene como objetivo desarrollar estudios de nuevas centrales hidroeléctricas, siendo una de las más interesantes para la empresa San Gabán, la evaluación técnica y económica a nivel de Perfil de la Central Hidroeléctrica San Gabán III, estudio que se ha iniciado en el año 2002.



2. METAS

En el año 2002 se ha desarrollado los proyectos, cumpliéndose con las metas previstas. Los alcances se describen a continuación.

Estudio de Factibilidad de Cinco Lagunas para el Afianzamiento Hídrico de la C.H. San Gabán II: Se cumplió al 100% con la elaboración del estudio con resultados favorables considerando Cuatro lagunas, logrando embalsar hasta 32,5 Mm³ de agua. En el año 2003, se continuará con el desarrollo de los Estudios Definitivos e iniciar la etapa constructiva primeramente en dos lagunas.

Estudio de Prefactibilidad de los Aprovechamientos de Pumamayo, Chahuana y Tupuri para el Afianzamiento de la C.H. San Gabán II: Se cumplió al 100% la elaboración de dicho estudio, con resultados favorables de embalse de 44,7 Mm³ de agua. En el año 2003, se estima desarrollar los estudios de Factibilidad y Definitivos.

Estudio a Nivel de Perfil de Afianzamiento del río Quelcaya: se ha hecho las incursiones preliminares de reconocimiento al río Quelcaya. Según la información inicial recogida en campo se estima que hay posibilidades de represamiento, considerando embalsar el cauce en el mismo río. En el 2002 se ha avanzado un 15 % en los estudios a nivel de Perfil.

Otras Obras Civiles Complementarias ligadas a la Producción: dentro de las más importantes se mencionan:

- Obras de Mantenimiento Carretera Macusani - Tunquini, a cargo del Contratista CETIC. Cumplimiento, 100%.
- Construcción de dos Almacenes para Activos de Línea de Transmisión, uno en la Central Térmica de Taparachi - Juliaca y el segundo en la Villa de Residentes de San Gabán. Cumplimiento 100%.
- Obras orientadas al Medio Ambiente, considero la construcción de la Planta de Relleno Sanitario y la fabricación de un Incinerador de Residuos Tóxicos, ambos para el uso de la Central Hidroeléctrica. Avance logrado 100%.

2. GOALS

During the year 2002, the projects developed were those complying with the foreseen goals. The scope is described in the following:

Feasibility Study of Five Lakes for the Hydric Reinforcement of the San Gabán II Hydroelectric Power Plant. *Elaboration of the study with favorable results considering four lakes was complied with 100%, and impounding reached up to 32,5 Mm³ of water. In the year 2003, development of the Final Studies will continue and construction phase will start first in two lakes.*

Pre-Feasibility Study of the use of Pumamayo⁹, Chahuana and Tupuri for the Reinforcement of San Gabán II Hydroelectric Power Plant. *The elaboration of this study was complied with 100%, with favorable impounding results of 44,7 Mm³ of water. It is foreseen that during the year 2003, the Feasibility and Final Studies will be developed*

Profile Level Study for Reinforcement of Quelcaya River. *Initial incursions have been made for survey of Quelcaya River. According to the initial information collected in the field it is foreseen that there are two possibilities of impounding, considering the placing of dams in the river bed itself. In the year 2002 profile level studies have progressed in approximately 15%.*

Other Supplementary Civil Works linked to the Production. *Among the most important can be mentioned:*

- *Maintenance Works Macusani - Tunquini Highway, in charge of Contractor CETIC. Compliance: 100%*
- *Construction of two Warehouses for Assets of the Transmission Line, one in the Taparachi Thermal Plant, Juliaca and the second in the Residents Villa at San Gabán. Compliance: 100%.*
- *Works oriented to environmental preservation, considered the construction of the sanitary fill plant and the manufacture of a toxic residues incinerator, both for the use of the Hydroelectric Power Plant. Progress obtained: 100%.*



Tienda de campaña a 4 800 msnm y medición riesgo geológico Laguna Nueva.
Tent at 4 800 m.a.s.l. and metering of geologic risk Laguna Nueva

- Construction of two carriers (hanging baskets) for hydric metering in rivers, in the zones of Casahuiri in San Gabán River and San Francisco in the Macusani River. Compliance 100%
- Repair of the floors of the Intake gates – Head Works of the San Gabán Hydroelectric Power Plant.
- Construcción de dos Oroyas para mediciones hídricas de los ríos, en la zonas de Casahuiri en el río San Gabán y San Francisco en el río Macusani. Cumplimiento 100%.
- Reparación de las soleras en las compuertas de Bocatoma – Obras de Cabecera de la Central Hidroeléctrica San Gabán. Cumplimiento 100%.

Study at Profile Level of Project, San Gabán III Hydroelectric Power Plant. The Project Study has been elaborated at profile level, same which is located in the zone of the right side of the San Gabán river, immediately after San Gabán II Hydroelectric Power Plant. This project foresees two alternatives, the better being Mayhuanto, place where it is considered to install the Power House. That Plant is designed to generate 160 MW with three turbines, with a design volume of flow of 35 m³/s and a head of 517 m. Progress at level of Profile Project: 100%

Estudio a nivel de Perfil de Proyecto, Central Hidroeléctrica San Gabán III: Se ha elaborado el Estudio del Proyecto a nivel de Perfil, el mismo que se ubica en la zona flanco derecho del río San Gabán, inmediatamente después de la C.H. San Gabán II. Este proyecto contempla dos alternativas siendo la mejor Mayhuanto, lugar donde se considera instalar la Casa de Máquinas. Dicha Central está diseñada para generar con tres Turbinas una Potencia de 160 MW, con un caudal de diseño de 35 m³/s y un salto de 517 m. Avance a nivel de Perfil de Proyecto: 100%.

3. PLANS

Among the plans for the year 2003 the following Projects are considered for development:

Final Study Project Four Lakes Corani, for the Hydric Reinforcement of San Gabán II Hydroelectric Power Plant. For the year 2003 it is foreseen to develop the Final Study and the constructive process of two impoundings, to deliver initially to the Plant, 50% of the projected 32.5 Mm³. Likewise, for the year 2004 the other two lakes will be constructed, to deliver the balance of the projected volume.

3. PLANES

Dentro de los planes para el año 2003 se considera desarrollar los siguientes Proyectos:

Estudio Definitivo Proyecto Cuatro Lagunas Corani, para el Afianzamiento Hídrico de la C.H. San Gabán II: Se tiene proyectado en el ejercicio 2003, desarrollar el Estudio Definitivo y el proceso constructivo de dos embalses, para entregar inicialmente a la Central, el 50% de los 32,5 Mm³ proyectados. Asimismo para el año 2004 se construirá las otras dos lagunas, a fin de entregar el saldo del volumen proyectado.



Estudio a nivel de Factibilidad y Definitivo de los Afianzamientos de Pumamayo y Tupuri para el Afianzamiento de la C.H. San Gabán II: Se tiene proyectado para el ejercicio 2003, desarrollar los dos estudios. Según planificación propuesta se considera que en el año 2004 se ejecuten las obras y en el ejercicio 2005 poder entregar a la Central 44,7 Mm³ de agua almacenada.

Estudio a Nivel de Perfil del Afianzamiento del río Quelcaya: Se ha planificado desarrollar en el ejercicio 2003, los estudios a nivel de Perfil y Prefactibilidad y en el año 2004 realizar los Estudios de Factibilidad y Definitivo.

Estudio a nivel de Prefactibilidad del Proyecto Central Hidroeléctrica San Gabán III: Se tiene planificado desarrollar en el año 2003 el Estudio a Nivel de Prefactibilidad de la C.H. San Gabán III, la misma que está proyectada para generar una potencia del orden de 160 MW, con un caudal de diseño de 35 m³/s.

Convenio con el Ministerio de Transportes y Comunicaciones – MTC, para el Mantenimiento de la Carretera Macusani – Tunquini: se viene realizando las gestiones pertinentes con el MTC a fin de suscribir dicho Convenio, para realizar el mantenimiento de carretera a nivel de transitabilidad, utilizando los equipos del MTC.

4. ACCIONES REALIZADAS EN EL AÑO 2002

A continuación se detallan los proyectos que se han desarrollado en el año 2002:

A) OBRAS HIDRÁULICAS

Estudio de Factibilidad: Embalse de 5 lagunas en la Cuenca del Corani, para el afianzamiento hídrico de la C.H. San Gabán II.

Mediante Licitación por Invitación la UNOPS adjudicó en febrero-2002 la Buena Pro a la Empresa CESEL S.A., para realizar los estudios de factibilidad del embalse de 5 lagunas en la cuenca del Corani.

Feasibility and Final level Studies for the Reinforcements of Pumamayo and Tupuri for the Reinforcement of San Gabán II Hydroelectric Power Plant. For the year 2003 it is projected to develop the two studies. According to proposed planning it is considered that in the year 2004 will be executed the works and in the year 2005 be able to deliver to the Plant 44,7 Mm³ of water impounded.

Profile Level Study of the Reinforcement of Quelcaya River. It has been planned to develop in the year 2003, the studies at Profile and Pre-Feasibility level and in the year 2004 develop the Feasibility and Final Studies.

Pre-Feasibility Level Study of the San Gabán III Hydroelectric Power Plant. It has been planned to develop in the year 2003 the Pre-Feasibility Level Study of the San Gabán III Hydroelectric Power Plant, same which is projected to generate a power of 160 MW with a design volume of flow of 35 m³/s.

Agreement with the Ministry of Transportation and Communications – MTC for the Maintenance of Macusani – Tunquini Highway. The procedures are being made at the MTC in order to sign that Agreement to conduct the maintenance of the highway at a level fit for traffic, using the equipment of MTC.

4. ACTIONS DEVELOPED IN THE YEAR 2002

In the following are detailed the projects which have been developed during the year 2002.

A) HYDRAULIC WORKS

Feasibility Study. Impounding of five (5) lakes in the Basin of Corani, for the hydric reinforcement of the San Gabán II Hydroelectric Power Plant.

With Tender by Invitation, UNOPS awarded in february 2002 the Contract to the company CESEL S.A. to conduct the Feasibility studies of the impounding of five (5) lakes in the basin of Corani.



Limpieza del Embalse - CHSGBII / Reservoir cleaning. SGBII PS.

The Feasibility Study was made from may to october 2002, having assessed the lakes of Quichusuitococha-Saracocha, Suytococha, Puncocucho, Ccamara and Laccamayu.

Technical-Economical Assessment of the Study. *Cesel S.A. assessed three alternatives, the first considering five (5) lakes, the second with four (4) and the third with four (4) lakes and maintaining in abeyance for ten (10) years the construction of the fifth.*

- *The First Alternative was discarded as it had a Benefit/Cost ratio of less than one (1).*
- *The Second Alternative is the one with better viability since with an investment of 8,6 million Dollars, there could be an annual impounding of an average of 32,5 MMC, with a Benefit/Cost ratio of 1,04.*
- *The Third Alternative maintains in abeyance for ten (10) years the construction of the fifth lake, until San Gabán III Hydroelectric Power Plant is commissioned, with an Investment of 11,7 million Dollars, and an annual average impounding of 37,8 MMC., one Benefit/Cost ratio of also 1.04*

Conclusion: *From what has been mentioned, the Consultant concludes that according to the interests of San Gabán, the best alternative is the project of four (4) lakes because of its favorable economic indicators. Through its Board of Directors, the company in november 2002 authorized to start the per-*

El Estudio de Factibilidad se realizó de mayo a octubre de 2002, habiéndose evaluado las lagunas de Quichusuitococha-Saracocha, Suytococha, Puncocucho, Ccamara y Laccamayu.

Evaluación Técnico - Económica del Estudio: La empresa Cesel S.A. evaluó tres alternativas, la primera considerando con cinco lagunas, la segunda con cuatro, y la tercera con cuatro lagunas y difiriendo 10 años la construcción de la quinta.

- La Primera Alternativa quedó descartada por tener una relación Beneficio/Costo menor que uno (01).
- La Segunda Alternativa es la de mayor viabilidad ya que con una Inversión de 8,6 millones de dólares, se lograría embalsar anualmente un promedio de 32,5 MMC., con una relación Beneficio/Costo de 1,04.
- La Tercera Alternativa difiere 10 años la construcción de la quinta laguna, hasta que entre en servicio la C.H. San Gabán III, con Inversión de 11,7 millones de dólares, y un embalse promedio anual de 37,8 MMC., una relación Beneficio/Costo también de 1,04.

Conclusión: Según lo expuesto, el Consultor concluye que de acuerdo a los intereses de San Gabán, la mejor alternativa es el proyecto 4 Lagunas por sus indicadores económicos favorables. A través de su Directorio, la empresa en noviembre 2002 autorizó se proceda con los trámites pertinentes a fin de continuar con el



Estudio a nivel Definitivo, procediéndose en el mismo mes a presentar el Informe Final de dicho Estudio a la Oficina de Proyectos de Inversión del MEM (OPI) para su aprobación, para luego remitirlo a la Oficina de Inversiones del MEF (ODI) para su conformidad y con su autorización proseguir con el Estudio Definitivo en el primer semestre del 2003.

Estudio de Prefactibilidad: Obras de aprovechamiento de la Quebrada Tupuri, Regulación de la Quebrada Chahuana y Regulación del Río Pumamayo

El Comité evaluador de San Gabán, adjudicó en marzo-2002 la Buena Pro a la empresa S.V.S. Ingenieros S.A. para realizar dicho estudio; el mismo que se realizó de julio a octubre del 2002, habiéndose evaluado los posibles aprovechamientos de las quebradas Tupuri, Chahuana y la del río Pumamayo.

Evaluación Técnico - Económica del Estudio: La empresa SVS Ingenieros S.A. realizó las labores siguientes:

- 1) Evaluó tres alternativas para el aprovechamiento de las aguas de la quebrada Tupuri: a) Derivar las aguas directamente al Túnel de aducción, b) Derivar las aguas al embalse regulador, aprovechando el salto para instalar una minicentral y, c) Derivar las aguas directamente al embalse regulador. La alternativa que resultó económicamente más beneficiosa fue la tercera ya que con una inversión de 0,6 millones de dólares se obtendría una mayor generación de 10 GWh/año, con relación Beneficio/Costo de 3,2.
- 2) Evaluó diferentes alternativas para aprovechar las aguas de la quebrada Chahuana, con resultados negativos; en todas ellas se obtuvo una relación Beneficio/Costo menor que uno. Esta alternativa quedó descartada.
- 3) Evaluó dos alternativas para aprovechar las aguas del río Pumamayo, siendo la más favorable la construcción de un solo embalse en la Laguna Ajoyajota. La inversión sería de 4,73 millones de dólares, para embalsar

the following procedures to continue with the Study at Final level, and in that same month the Final Report of that Study was submitted to the Investment Projects Office (OPI) of the Ministry of Energy and Mines (MEM) for its approval, and then send it to the Investment Office (ODI) of the Ministry of Economics and Finance (MEF) for their authorization to continue with the Final Study in the first semester of 2003.

Pre-Feasibility Study. Works for the Use of Tupuri Gorge Regulation of Chahuana Gorge and Regulation of Pumamayo River.

The assessment committee of San Gabán granted in march 2002 the contract to S.V.S. Ingenieros S.A. to conduct that study, same which was made from july to october 2002, having assessed the possible use of the Tupuri, Chahuana gorges and that of Pumamayo River.

Technical-Economical Assessment of the Study: SVS Ingenieros S.A. developed the following tasks:

- 1) Assessed three (3) alternatives for the use of the waters of Tupuri gorge: a) Derive waters directly to the Headrace Tunnel, b) Deviate the waters from the regulating impounding, using the head to install a mini-plant and, c) Deviate the waters directly to the regulating impounding. *The alternative which resulted as the most beneficial economically speaking was the third one since with an investment of 0,6 million Dollars could be obtained a generation of more than 10 GWh/year, with a Benefit/Cost ration of 3,2.*
- 2) Assessed various alternatives to use the waters of the Chahuana gorge, with negative results, in all of them was obtained a Benefit/Cost ratio of less than one. *This alternative was discarded.*
- 3) Assessed two (2) alternatives to use the waters of Pumamayo River, the most favorable being the construction of only one impounding in the Ajoyajota Lake. *The investment would be 4,73 million*



Dollars, to impound annually in average 44,76 million Mm³, with a Benefit/Cost ratio of 2,71, and recovery of the investment in 3,9 years.

Conclusion: *Only two projects are considered feasible, the Use of Tupuri gorge and the Impounding of Ajoyajota in Pumamayo. As this project is considered to have a high income, with a benefit/cost ratio of 2,71, the Board of Directors of the Company in november 2002 authorized to continue with the development of the project in the Feasibility level, proceeding in the same month to submit to the Investment Projects Office (OPI) of the Ministry of Energy and Mines (MEM) for its approval, and then send it to the Investment Office (ODI) of the Ministry of Economics and Finance (MEF) for their authorization to continue with the Feasibility and Final Studies in the year 2003.*

Study at profile level: “Regulation of Quelcaya River”

This study considers to assess the zone of the valley of Quelcaya River, the length of which is approximately 20 Km. looking for an alternative for impounding it in its same river bed. The zone is being inspected in a more detailed manner.

Profile level study of the San Gabán III Hydroelectric Power Plant

The Planning area finished the corresponding study, assessing two (2) alternatives. The first was to install the Power House at Mayhuanto and the second at Sangari, the first one being the most beneficial as it had better economical indices. Its design considers a 10 km. Tunnel a 516 m hydraulic head and a volume of flow of 35 m³/s to generate with three turbines, a power of 160 MW.

anualmente en promedio 44,76 millones de Mm³, con una relación Beneficio/Costo de 2,71, y recuperación de la inversión en 3,9 años.

Conclusión: se considera viables sólo dos proyectos, el Aprovechamiento de la quebrada Tupuri y el Embalse de Ajoyajota en Pumamayo. Considerándose este Proyecto altamente rentable, con un costo beneficio de 2,71; el Directorio de la Empresa en noviembre-2002 autorizó continuar con el desarrollo del proyecto a nivel de Factibilidad, procediéndose en el mismo mes a presentar el Informe Final del Estudio a la Oficina de Proyectos de Inversión del MEM (OPI) para su aprobación, para luego remitirlo a la Oficina de Inversiones del MEF (ODI) para su conformidad y con su autorización proseguir con los estudios de Factibilidad y Definitivos en el año 2003.

Estudio a nivel perfil: “Regulación del Río Quelcaya”

Este estudio considera evaluar la zona del valle del río Quelcaya, cuya longitud es de aproximadamente 20 Km, buscando una alternativa de embalse en su mismo cauce. Se está procediendo a inspeccionar la zona más exhaustivamente.

Estudio a nivel perfil del Proyecto Central Hidroeléctrica San Gabán III

El área de Planeamiento concluyó con el estudio correspondiente, evaluándose dos alternativas, la primera instalar la Casa de Máquinas en Mayhuanto y la segunda en Sangari, siendo más beneficiosa la primera, por presentar mejores índices económicos. Su diseño considera un Túnel de 10 Km, un salto hidráulico de 516 m y un caudal de 35 m³/s; para generar con tres turbinas una potencia de 160 MW.



B) OBRAS CIVILES COMPLEMENTARIAS

Almacenes de materiales para la Línea de Transmisión en la Central Térmica de Taparachi y en la C.H. San Gabán II.

La obra se concluyó en noviembre 2002, procediéndose a entregar al área de Líneas de Transmisión dichos Almacenes, ubicados el primero en la C.T. de Taparachi - Juliaca y el segundo en La Villa - Central San Gabán, para su uso correspondiente.

Planta de Relleno Sanitario en Tiuni - San Gabán

Dicha obra está ubicada en Tiuni, la etapa constructiva concluyó en julio 2002, fecha que entró en funcionamiento.

Incinerador de Residuos Tóxicos

Se concluyó la fabricación del nuevo Incinerador para la C.H. San Gabán. Su uso será para incinerar residuos tóxicos (posta Médica) y otros envases que contengan sustancias nocivas para la Salud y el Medio Ambiente.

Mantenimiento de Carretera Macusani-Tunquini y obras de arte complementarias - Contratista CETIC.

Este proyecto se inició el 01/10/2001 y concluyó el 30/09/2002, con mantenimiento de carretera y obras de arte complementarias, en el tramo Macusani - Tunquini. Los trabajos estuvieron a cargo de la empresa China Electric Power Technology Import & Export Corporation - CETIC.

Durante los meses de octubre a diciembre 2002, se ha venido realizando un mantenimiento provisional de la vía a fin de garantizar la seguridad evitando posibles accidentes.

Convenio con MTC - Mantenimiento de carretera tramo Macusani-Tunquini

En noviembre de 2002, se iniciaron las gestiones con el MTC, a fin de concertar los términos del Convenio, para realizar en el año 2003, el mantenimiento a nivel de transitabilidad de dicha carretera.

B) SUPPLEMENTARY CIVIL WORKS

Warehouses for materials for the Transmission Lien at Taparachi Thermal Plant and at San Gabán II Hydroelectric Power Plant

The work was concluded in November 2002, and proceeded to deliver the warehouses to the area of Transmission Lines, located the first on at Taparachi Thermal Plant - Juliaca and the second at the Villa - San Gabán Plant for its corresponding use.

Sanitary Fill Plant at Tiuni - San Gabán

This works is located at Tiuni, the building phase concluded in July 2002, date in which it was commissioned.

Toxic Residues Incinerator

The manufacture of the new incinerator for the San Gabán Hydroelectric Power Plant. Its use will be the incineration of toxic residues (Medical Station) and other containers which were used for noxious to health and environment substances

Maintenance of the Macusani-Tunquini Highway and supplementary works of art. - Contractor CETIC.

This project started on October 1, 2001 and was concluded on September 30, 2002, with maintenance of the highway and supplementary works of art, in the span Macusani-Tunquini. The works were in charge of the China Electric Power Technology Import & Export Corporation - CETIC.

During the months of October to December 2002, a provisional maintenance of the way has been made to guarantee the safety avoiding possible accidents.

Agreement with the Ministry of Transportation and Communications - MTC for the Maintenance of Macusani - Tunquini Highway.

Procedures at the MTC started in November 2002 in order to sign the Agreement to conduct in the year 2003 the maintenance of the highway at a level fit for traffic.



INFORMATIC AREA

OBJECTIVES

Provide Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S. A. of Informatica Technology resources for the optimization of its functions and managerial processes

GOALS

According to the Operation Plan 2001-2002 the three development fronts were presented:

- 1. Architecture for Applications, which conclude in the start of the process of Public Contest for the Integral Managerial Information System (Sistema de Información Integral de Gestión, SIIG.)*
- 2. Technological Architecture, with which thirty five (35) new computer equipment were acquired as working stations. Likewise, was planned an anti-obsolence plan for the servers and workstations.*
- 3. Communications Architecture, by which optimization of communications is searched as well as the linking of the networks with safety to all the seats of the company. There are two (2) technologies and two work fronts: satellite technology and cable technology, Internet front, corporate mail and front of private dedicated link, the latter for the SIIG operation.*

In addition, a permanent goal of the Area is to give support to all the company regarding the processes of acquisition of technology, information management (basically bookkeeping) and to the work of the institutional image

ACHIEVEMENTS

During the year 2002, have been started and obtained the following projects:

ÁREA DE INFORMÁTICA

OBJETIVOS

Proveer a la Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S. A. de los recursos de Tecnología Informática para la optimización de sus funciones y procesos empresariales.

METAS

De acuerdo al Plan Operativo 2001-2002 se plantearon tres frentes de desarrollo:

1. Arquitectura de Aplicaciones, lo cual concluye en el inicio del proceso de Concurso Público del Sistema de Información Integral de Gestión, SIIG.
2. Arquitectura Tecnológica, mediante el cual se adquirieron 35 equipos de cómputo nuevos como estaciones de trabajo. Asimismo, se planificó un plan de anti-obsolencia para los servidores y workstations.
3. Arquitectura de Comunicaciones, por la cual se busca optimizar las comunicaciones y el enlace de redes con seguridad a todas las sedes de la empresa. Se tiene dos tecnologías y dos frentes: tecnología satelital y tecnología alámbrica, frente de internet, correo corporativo y frente de enlace dedicado privado, este último necesario para el funcionamiento del SIIG.

Adicionalmente, es una meta permanente del Área del brindar soporte a toda la empresa en cuanto a procesos de adquisición de tecnología, gestión de información (básicamente contable) y a la gestión de imagen institucional.

LOGROS

Durante el 2002, se han iniciado y logrado los siguientes proyectos:



Proy.	Descripción/Description	Costo/Cost US\$	Alcance/Avance /Scope/Progress to 12/2002
1	Concurso SIIG / <i>SIIG Contest</i>	630 000	En proceso de Convocatoria por UNOPS <i>In process of Invitation by UNOPS</i>
2	Concurso Asesor SIIG <i>SIIG Advisor Contest</i>	75 000	Aprobado Directorio del 20/12/2002 <i>Approved by Board of Director on 20/12/2002</i>
3	Upgrade CPUs y RAM	40 000	Aprobado Directorio del 20/12/2002 <i>Approved by Board of Directors on 20/12/2002</i>
4	Actualización Web <i>Web updating</i>	2 650	En operación continua <i>In continuous operation</i>
5	Concurso Equipos <i>Equipment Contest</i>	135 000	35 PC's distribuidos en toda la empresa <i>35 PC's distributed throughout company</i>
6	Concurso UPS <i>UPS Contest</i>	28 365	Contingencia de Energía Bellavista y Taparachi <i>Energy Contingency Bellavista and Taparachi</i>
7	Adquisición Extintores <i>Acquisition of Fire Extinguishers</i>	2 584	Contra incendios Salas de PC's <i>Fire extinguishers for PC Rooms-Auditory</i>
8	Adquisición Seguridad <i>Acquisition of Safety</i>	2 923	Cajas Fuerte y Sistemas Seguridad <i>Safes and Safety Systems - Auditor</i>

Otros logros en función de servicios y adjudicaciones fueron los siguientes:

1. Edición de la Memoria Anual 2001 de la EGESG.
2. Emisión de Video Institucional.
3. Servicios de un consultor en Comunicaciones para analizar las redes y planificar concursos
4. Contrato Anual de Mantenimiento de Equipos de Cómputo para las Sedes Administrativa, Comercial y Producción.
5. Contrato Anual de Software Antivirus.
6. Servicio de Soporte Técnico de Microsoft para los Servidores de Correos.
7. Adquisición de una Antena Parabólica para acceso a Internet para la oficina Comercial de Taparachi.
8. Adquisición de Retroproyectores Multimedia y Proyector de Vistas Opacas para la Sede de Producción y Oficina de Enlace, usos en Directorios.

Justificaciones de Metas no Alcanzadas al 100% durante el periodo 2002

Concurso de la Implantación del SIIG y del Supervisor del SIIG.

- Estos dos proyectos son conexos. El Concurso de la Implantación SIIG fue entregado a UNOPS el 18 de octubre de 2002. Ellos realizaron la publicación a nivel nacional el 22 y 27 de diciembre de 2002. Actualmente está en proceso. El Supervisor del SIIG está programado para mayo del 2003.

Concurso de la Red WAN

- Este concurso implica interconectar las tres Sedes: Bellavista, San Gabán y Oficina de Enlace (Lima) mediante una Red Privada. Es necesario para el funcionamiento del SIIG. No se justifica fuera de este entorno debido al costo de servicio mensual.

Other achievements in function of services and adjudication were as follows:

1. *Editing of the Annual Report 2001 of EGESG*
2. *Emission of Institutional Video*
3. *Services of a Communications consultant to analyze the networks and planned contests.*
4. *Annual Contract for Maintenance of Computer Equipment for the Administrative, Commercial and Production Seats*
5. *Annual Anti-virus Software Contract*
6. *Microsoft Technical Support Service for the Mails Servers*
7. *Acquisition of the Parabolic Antenna for access to Internet for the Commercial Office at Taparachi*
8. *Acquisition of Multimedia Retroprojectors and Projector for Opaque Views for the Production Seat and Linking Office, for use in the Meetings of the Board of Directors.*

Justification of Goals not Reached in 100% during the period 2002

Contest for the Implanting of SIIG and the SIIG Monitoring

- *These two (2) projects are connected. The Contest for Implanting of SIIG was commissioned to UNOPS. on october 18, 2002. They made the publication nationwide on 22 and 27 december, 2002. It is in process currently. The SIIG Monitoring is programmed for may of the year 2003.*

Contest of the WAN Network

- *This contest implies the interconnection of the three; Bellavista, San Gabán and Linking Office (Lima) Seats with a Private Network. It is necessary for the operation of SIIG. it is not justified outside of this midst due to the cost of the monthly service.*



Donación de frazadas a Comunidades.
Donation of blankets to Communities

ESTADOS FINANCIEROS *Financial Statement*



Deshielos de Nevado Allin Ccapac, Laguna Ccaño Ccota. / *Thawing of Allim Ccapac Snowpeak, Ccaño Ccota Lake*



INDEPENDENT AUDITORS' REPORT

To the Stockholder and Board of Directors
Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A.:

1. We have audited the accompanying balance sheets of Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A. as of December 31, 2002 and 2001, and the related statements of income, changes in stockholders' equity and cash flows for the years then ended. These financial statements are the responsibility of the Company's management. Our responsibility is to express an opinion on these financial statements based on our audits.
2. We conducted our audits in accordance with auditing standards generally accepted in Peru. Those standards require that we plan and perform the audit to obtain reasonable assurance about whether the financial statements are free of material misstatement. An audit includes examining, on a test basis, evidence supporting the amounts and disclosures in the financial statements. An audit also includes assessing the accounting principles used and significant estimates made by management, as well as evaluating the overall financial statements presentation. We believe that our audits provide a reasonable basis for our opinion.
3. In our opinion, the financial statements referred to above present fairly, in all material respects, the financial position of Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A. as of December 31, 2002 and 2001, and the results of its operations and its cash flows for the years then ended in conformity with accounting principles generally accepted in Peru.

February 19, 2003

Countersigned by:

KPMG Caipo y Asociados


Víctor Oyarce Raú (Socio)
Contador Público Colegiado
Matrícula N° 13397



Firma Miembro de
KPMG International

Caipo y Asociados Sociedad Civil. Inscrita en la partida
N° 01661796 del Registro de Personas Jurídicas de Lima.

DICTAMEN DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Al Accionista y Directores
Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A.:

1. Hemos auditado los balances generales adjuntos de la Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A. al 31 de diciembre de 2002 y 2001, y los correspondientes estados de ganancias y pérdidas, de cambios en el patrimonio neto y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas. La preparación de dichos estados financieros es responsabilidad de la gerencia de la Compañía. Nuestra responsabilidad es emitir una opinión sobre dichos estados financieros basada en nuestra auditoría.
2. Nuestras auditorías fueron realizadas de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Perú. Estas normas requieren que planifiquemos y realicemos la auditoría para obtener una seguridad razonable acerca de si los estados financieros están libres de errores significativos. Una auditoría incluye examinar, sobre una base selectiva, la evidencia que respalda los montos y las revelaciones en los estados financieros. Una auditoría incluye evaluar, tanto los principios de contabilidad utilizados y las estimaciones significativas hechas por la gerencia, así como la presentación en conjunto de los estados financieros. Consideramos que nuestras auditorías constituyen una base razonable para nuestra opinión.
3. En nuestra opinión, los estados financieros antes mencionados presentan razonablemente, en todos sus aspectos importantes, la situación financiera de la Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A. al 31 de diciembre de 2002 y 2001, los resultados de sus operaciones y sus flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, de conformidad con principios de contabilidad generalmente aceptados en Perú.

Febrero 19, 2003

Refrendado por:

KPMG Caipo y Asociados


Víctor Ovalle Raú (Socio)
Contador Público Colegiado
Matrícula N° 13397

BALANCE SHEET

As of December 31 2002 and 2001

(Stated in thousands of constant nuevos soles as of December 31, 2001)

	2002	2001
ACTIVOS / Assets		
Activos corrientes: / <i>Current assets:</i>		
Caja y bancos (nota 4) / <i>Cash and banks (note 4)</i>	101 603	98 401
Valores negociables (nota 5) / <i>Marketable securities (note 5)</i>	--	39 067
Cuentas por cobrar: / <i>Accounts receivable:</i>		
Comerciales (nota 6) / <i>Trade (note 6)</i>	12 894	9 329
Otras (nota 7) / <i>Others (note 7)</i>	347	1 465
Total cuentas por cobrar / <i>Total accounts receivable</i>	13 241	10 794
Existencias (nota 8) / <i>Inventories (note 8)</i>	15 695	15 697
Gastos pagados por anticipado (nota 9) <i>Prepared taxes (note 9)</i>	52 345	60 507
Total activos corrientes / <i>Total currents assets</i>	182 884	224 466
Impuesto a la renta y participación de trabajadores diferidos, activo (nota 21) <i>Deferred income tax and workers profit sharing, asset (note 21)</i>	153	74
Inmuebles, maquinaria y equipo, neto (nota 10) <i>Property, plant and equipment, net (note 10)</i>	420 303	444 914
Activos intangibles, neto (nota 11) <i>Intangible assets, net (note 11)</i>	268	1 299
TOTAL ACTIVOS / Total assets	603 608	670 753

BALANCES GENERALES

31 de diciembre de 2002 y 2001

(Expresados en miles de nuevos soles constantes al 31 de diciembre de 2001)

	2002	2001
PASIVOS Y PATRIMONIO NETO		
<i>Liabilities and Stockholders' Equity</i>		
Pasivos corrientes: / <i>Current liabilities:</i>		
Cuentas por pagar comerciales (nota 12) <i>Trade accounts payable (note 12)</i>	3 531	2 295
Otras cuentas por pagar (Nota 13) / <i>Other accounts payable (Note 13)</i>	10 002	3 027
Parte corriente de deudas a largo plazo (nota 14) <i>Current portion of long-term debts (note 13)</i>	40 944	38 147
Total pasivos corrientes / <i>Total current liabilities</i>	54 477	43 469
Deudas a largo plazo (nota 14) / <i>Long-term debts (note 14)</i>	359 176	358 963
Total pasivos / <i>Total liabilities</i>	413 653	402 432
Patrimonio neto: / <i>Stockholder's equity:</i>		
Capital social (nota 15) / <i>Capital stock (note 15)</i>	227 720	335 047
Resultados acumulados / <i>Retained earnings</i>	(37 765)	(66 726)
Total patrimonio neto / <i>Total stockholder's equity</i>	189 955	268 321
Contingencias (nota 16) <i>Contingencies (note 16)</i>		
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO NETO <i>Total liabilities and stockholder's equity</i>	603 608	670 753

STATEMENTS OF INCOME

For the years ended December 31, 2002 and 2001

(Stated in thousands of constant nuevos soles as of December 31, 2002)

	2002	2001
Income from electric power services	83 100	83 398
Cost of electric power generation (note 17)	(60 202)	(54 244)
	-----	-----
Gross profit	22 898	29 154
	-----	-----
Selling expenses (note 18)	(1 289)	(1 105)
Administrative expenses (note 19)	(6 136)	(5 774)
	-----	-----
	(7 425)	(6,879)
	-----	-----
Operating profit	15 473	22 275
	-----	-----
Other income (expenses)		
Financial income	3 003	8 658
Financial expenses	(14 848)	(18 255)
Amortization of intangible assets (note 11)	--	(87 726)
Various, net	12	8
Result of exposure to inflation (note 20)	(38 631)	56 296
	-----	-----
	(50 464)	(41 019)
	-----	-----
Loss before income tax worker's profit sharing and extraordinary items	(34 991)	(18 744)
	-----	-----
Deferred workers' profit sharing (note 21)	14	11
Deferred income tax (note 21)	65	63
	-----	-----
Loss before extraordinary items	(34 912)	(18 670)
	-----	-----
Extraordinary expenses, net (note 22)	(2 853)	(27 433)
	-----	-----
Net loss for the year	(37 765)	(46 103)
	=====	=====

See the accompanying notes to the financial statements.

ESTADOS DE GANANCIAS Y PÉRDIDAS

Años terminados el 31 de diciembre de 2002 y 2001

(Expresados en miles de nuevos soles constantes al 31 de diciembre de 2002)

	2002	2001
Ingresos por servicios de energía eléctrica	83 100	83 398
Costo de generación (nota 17)	(60 202)	(54 244)
	-----	-----
Utilidad bruta	22 898	29 154
	-----	-----
Gastos de comercialización (nota 18)	(1 289)	(1 105)
Gastos de administración (nota 19)	(6 136)	(5 774)
	-----	-----
	(7 425)	(6,879)
	-----	-----
Utilidad de operaciones	15 473	22 275
	-----	-----
Otros ingresos (egresos):		
Ingresos financieros	3 003	8 658
Gastos financieros	(14 848)	(18 255)
Amortización de activos intangibles (nota 11)	--	(87 726)
Varios, neto	12	8
Resultado por exposición a la inflación (nota 20)	(38 631)	56 296
	-----	-----
	(50 464)	(41 019)
	-----	-----
Pérdida antes de impuesto a la renta, participación de los trabajadores y partidas extraordinarias	(34 991)	(18 744)
	-----	-----
Participación de los trabajadores diferido (nota 21)	14	11
Impuesto a la renta diferido (nota 21)	65	63
	-----	-----
Pérdida antes de partidas extraordinarias	(34 912)	(18 670)
	-----	-----
Gastos extraordinarios, neto (nota 22)	(2 853)	(27 433)
	-----	-----
Pérdida neta del año	(37 765)	(46 103)
	=====	=====

Véanse las notas que se acompañan a los estados financieros.

STATEMENTS OF CASH FLOWS

For the years ended December 31, 2001 and 2000

(Stated in thousands of constant nuevos soles as of December 31, 2001)

	2002	2001
<i>Operating activities:</i>		
<i>Net loss for the year</i>	(37 765)	(46 103)
<i>Plus:</i>		
<i>Depreciation of property, plant and equipment</i>	26 034	40 615
<i>Amortization of intangible assets</i>	51	87 726
<i>Adjustment of intangible assets</i>	1 106	--
<i>Decrease in other accounts receivable</i>	2,193	2,686
<i>(Increase) decrease in trade accounts receivable</i>	(3 565)	1 449
<i>Decrease in other accounts receivable</i>	1,118	2,230
<i>Decrease in prepaid expenses</i>	8,162	7,254
<i>Adjustment of property, plant, and equipment</i>	-	30,643
<i>Decrease in inventories</i>	2	576
<i>Increase (decrease) in other accounts payable</i>	6,975	(4,403)
<i>Increase (decrease) in trade accounts payable</i>	1,235	(35,198)
<i>Decrease in income tax and workers' profit sharing</i>	(79)	(8,360)
<i>Net cash provided by operating activities</i>	3,274	76,429
<i>Investing activities:</i>		
<i>Purchase of property, plant and equipment</i>	(1,423)	(3,161)
<i>Purchase of intangible assets</i>	(126)	(194)
<i>Net cash used in investing activities</i>	(1,549)	(3,355)
<i>Financing activities:</i>		
<i>Peruvian Government contributions</i>	--	1,886
<i>Capital withdrawal from Peruvian Government</i>	(40,600)	--
<i>Increase (decrease) of long-term debts</i>	3,010	(87,282)
<i>Net cash used in financing activities</i>	(37,590)	(85,396)
<i>Net decrease in cash and cash equivalents</i>	(35,865)	(12,322)
<i>Cash and cash equivalents at beginning of year</i>	137,468	149,790
<i>Cash and cash equivalents at end of year</i>	101,603	137,468

See the accompanying notes to the financial statements.

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO

31 de diciembre de 2002 y 2001

(Expresados en miles de nuevos soles constantes al 31 de diciembre de 2002)

	2002	2001
Flujo de efectivo de las actividades de operación:		
Pérdida neta del año	(37 765)	(46 103)
Más:		
Depreciación de inmuebles, maquinaria y equipo	26 034	40 615
Amortización de activos intangibles	51	87 726
Ajuste de activos intangibles	1 106	--
Disminución de otras cuentas por cobrar	2,193	2,686
(Aumento) disminución de cuentas por cobrar comerciales	(3 565)	1 449
Disminución de otras cuentas por cobrar	1,118	2,230
Disminución de gastos pagados por anticipado	8,162	7,254
Ajuste de inmuebles, maquinaria y equipo	-	30,643
Disminución de existencias	2	576
Aumento (disminución) de otras cuentas por pagar	6,975	(4,403)
Aumento (disminución) de cuentas por pagar comerciales	1,235	(35,198)
Disminución del impuesto a la renta y participación de los trabajadores diferidos	(79)	(8,360)
	-----	-----
Efectivo neto provisto por las actividades de operación	3,274	76,429
	-----	-----
Flujo de efectivo de las actividades de inversión:		
Pagos por compra de inmuebles, maquinaria y equipo	(1,423)	(3,161)
Pagos por compra de activos intangibles	(126)	(194)
	-----	-----
Efectivo neto utilizado por las actividades de inversión	(1,549)	(3,355)
	-----	-----
Flujo de efectivo de las actividades de financiamiento:		
Aportes del Estado Peruano	--	1,886
Desaportes del Estado Peruano	(40,600)	--
Aumento (disminución) de deudas a largo plazo	3,010	(87,282)
	-----	-----
Efectivo neto utilizado por las actividades de financiamiento	(37,590)	(85,396)
	-----	-----
Disminución neto del efectivo y equivalentes de efectivo	(35,865)	(12,322)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del año	137,468	149,790
	-----	-----
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	101,603	137,468
	=====	=====

Véanse las notas que se acompañan a los estados financieros.

STATEMENTS OF CHANGES IN STOCKHOLDERS' EQUITY

For the years ended December 31, 2002 and 2001

(Stated in thousands of constant nuevos soles as of December 31, 2002)

	Capital Stock (note 15)	Retained earnings	Total Stockholders' equity
<i>Balances as of December 31, 2000</i>	333,161	(20,628)	312,533
<i>Adjustments</i>	(5)	5	-
<i>Peruvian Government contributions</i>	1,891	-	1,891
<i>Net loss for the year</i>	-	(46,103)	(46,103)
	-----	-----	-----
<i>Balances as of December 31, 2001</i>	335,047	(66,726)	268,321
<i>Adjustments</i>	(1)	-	(1)
<i>Capital withdrawal from Peruvian Government</i>	(40,600)	-	(40,600)
<i>Accumulated losses compensation</i>	(66,726)	66,726	-
<i>Net loss for the year</i>	-	(37,765)	(37,765)
	-----	-----	-----
<i>Balances as of December 21, 2002</i>	227,720	(37,765)	189,955
	=====	=====	=====



ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO

Años terminados el 31 de diciembre de 2002 y 2001

(Expresados en miles de nuevos soles constantes al 31 de diciembre de 2002)

	Capital Social (nota 15)	Resultados acumulados	Total Patrimonio neto
Saldos al 31 de diciembre de 2000	333,161	(20,628)	312,533
Ajustes	(5)	5	-
Aportes del Estado Peruano	1,891	-	1,891
Pérdida neta del año	-	(46,103)	(46,103)
	-----	-----	-----
Saldos al 31 de diciembre de 2001	335,047	(66,726)	268,321
Ajustes	(1)	-	(1)
Desaportes del Estado Peruano	(40,600)	-	(40,600)
Compensación de pérdidas acumuladas	(66,726)	66,726	-
Pérdida neta del año	-	(37,765)	(37,765)
	-----	-----	-----
Saldos al 31 de diciembre de 2002	227,720	(37,765)	189,955
	=====	=====	=====

NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS

December 31, 2002 and 2001

1. ECONOMIC ACTIVITY

Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A. (The Enterprise), with legal domicile at Av. La Floral 245, Puno, Peru, was incorporated on November 7, 1994 as a state company of private law of the Energy and Mines Sector. The Enterprise's capital belongs in full to the Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado - FONAFE (note 15). The Enterprise initiated operations and marketed electric power to the South Interconnected System on January 17, 2000; It began marketing electric power to the entire Interconnected National System on October 8, 2000.

It is mainly engaged in activities proper to the generation of electric power for its sale within the country, including the construction, management, and operation of Hydroelectric, Thermal and other power stations and in the trading of electric power. The Enterprise may also conduct civil, industrial, commercial and any other activities and operations related to its main objective.

The Labor Regime of the Enterprise's personnel is subject to private activity provisions. At the beginning of year 2002, there were 12 officers and 68 employees, while there were 13 officers and 63 employees as of December 31, 2002. Also, the Enterprise has offices in the cities of Puno, Juliaca, Lima and at the Villa de Residentes located in kilometer 290 in the road to San Gabán - Puno, where the San Gabán II Hydroelectric Plant is located in the province of Carabaya, in the city of Puno.

These financial statements will be presented for approval of the Board of Directors' and Stockholders' meetings of the Enterprise to be held on the terms established by law. In management's opinion, Board of Directors' and Stockholders' meetings, without any material modification, will approve financial statements.

a. Regulatory Framework

The Enterprise's activities are subject to the provisions of Ley General de Sociedades (General Law of Corporations) Law 26887, amendments and expanding norms. Additionally, the Enterprise is subject to Law 24948 - Ley de la Actividad Empresarial del Estado, promulgated in December 1998, and modified by Law 27170 - Ley del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado, published in September 1999. These laws define the economic, financing and labor regime of the Enterprise, as well as the relation with the different government levels and administrative systems.

The Enterprise's economic activities are governed by Legislative Decree 25844 "Ley de Concesiones Eléctricas" (Electric Concessions Law), regulated by Supreme Decree 009-93-EM, by virtue of a concession for an indefinite period granted on April 30, 1997. On such date, contracts were signed with the Ministry of Energy and Mines for the definitive concession for the development of electric power generation and transmission activities, respectively, as per provisions of Article 6 of the Electric Concessions Law.

The Enterprise is also subject to Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico (anti-monopoly and anti-oligopoly law) Law 26876 and Texto Unico Ordenado de la Ley N° 26850 - Ley de Contrataciones y Adquisiciones del Estado and its regulations approved by Decree Supreme 013-2001-PCM, as well as amendments and expanding norms, as applicable.

The electric power sales to distribution concessionaries, destined for public utilities, fall within a system of regulated prices. The Energy Rates Commission (decentralized technical agency of the Energy and Mines Sector) is in charge of establishing electric power rates, according to criteria established in the Electric Concessions Law and its regulations.



NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

31 de diciembre de 2002 y 2001

1. ACTIVIDAD ECONÓMICA

Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A. (La Empresa), con domicilio legal en Av. La Floral 245, Puno, Perú, se constituyó el 7 de noviembre de 1994 como una empresa estatal de derecho privado del Sector Energía y Minas, cuyo capital pertenece íntegramente al Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado – FONAFE (nota 15). A partir del 17 de enero de 2000, inició operaciones y comercializó energía eléctrica a la Zona del Sistema Interconectado Sur; y a partir del 8 de octubre de 2000, comercializa a todo el Sistema Interconectado Nacional.

Su actividad principal es la generación de energía eléctrica para su venta dentro del país, incluyendo la construcción, manejo y operación de Centrales Hidroeléctricas, Térmicas u otras y a la comercialización de energía eléctrica, pudiendo efectuar actos y operaciones civiles, industriales, comerciales y de cualquier otra índole que estén relacionadas con su objeto social principal.

El Régimen Laboral de su personal está sujeto a disposiciones de la actividad privada. Al inicio del año 2002 contaba con 12 funcionarios y 68 empleados y al 31 de diciembre de 2002 cuenta con 13 funcionarios y 63 empleados. Asimismo, cuenta con oficinas en las ciudades de Puno, Juliaca, Lima y en la Villa de Residentes ubicada en el kilómetro 290 de la Carretera a San Gabán – Puno, donde se encuentra la Central Hidroeléctrica San Gabán II ubicada en la provincia de Carabaya, en el Departamento de Puno.

Estos estados financieros serán presentados para su aprobación por parte del Directorio y de la Junta General de Accionistas de la Empresa que se efectuará dentro de los plazos establecidos por la ley. En opinión de la gerencia, los estados financieros adjuntos serán aprobados por el Directorio y la Junta General de Accionistas sin modificaciones materiales.

a. Marco Regulatorio

Las actividades de la Empresa se sujetan a lo dispuesto en la Ley General de Sociedades – Ley N° 26887, sus modificatorias y ampliatorias. Asimismo, se encuentra en el ámbito de la Ley N° 24948 – Ley de la Actividad Empresarial del Estado, promulgada en diciembre de 1998, modificada por Ley N° 27170 – Ley del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado, publicada en septiembre de 1999, las cuales definen el régimen económico, financiero y laboral de la Empresa, así como la relación con los diversos niveles de gobierno y sistemas administrativos

Su actividad económica se rige por el Decreto Legislativo N° 25844 “Ley de Concesiones Eléctricas”, reglamentada con el Decreto Supremo No. 009-93-EM, en virtud a una concesión a plazo indefinido otorgada el 30 de abril de 1997, cuando se suscribieron los contratos con el Ministerio de Energía y Minas para la concesión definitiva para el desarrollo de las actividades de generación y transmisión eléctrica, respectivamente, según lo establecido en el Artículo 6 de la Ley de Concesiones Eléctricas.

También, está sujeta a la Ley Antimonopolio y Anti oligopolio del Sector Eléctrico – Ley N° 26876 y al Texto Unico Ordenado de la Ley N° 26850 – Ley de Contrataciones y Adquisiciones del Estado y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 013-2001-PCM, así como sus modificatorias, ampliatorias y normas complementarias, en lo que resulte aplicable.

Las ventas de energía a los concesionarios de distribución, destinadas al servicio público de electricidad, se encuentran dentro de un sistema de precios regulados; la Comisión de Tarifas de Energía (organismo técnico descentralizado del Sector Energía y Minas) es la encargada de fijar las tarifas de energía eléctrica, de acuerdo con criterios establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento.

b. Loan Agreement for the Execution of Central Hidroeléctrica San Gabán II

The loan agreement for the execution of Central Hidroeléctrica San Gabán II was signed on March 27, 1995, by Peru and The Export – Import Bank of Japan (now Japan Bank for International Corporation – JBIC))

The agreement is aimed at partly financing the Central Hidroeléctrica San Gabán II, transmission line between San Gabán II and Azángaro, and its corresponding sub-stations.

JBIC has granted to Peru an untied loan for an amount of 15,500 million Japanese Yens, equivalent to US\$ 155 million in 1995. Supreme Decree 034-95-EF of March 3, 1995 approved this indebtedness operation.

This loan was reduced in its U.S. dollar equivalence, since JBIC had disbursed the total loan in Japanese Yens but, due to variations in the exchange rate, it was reduced to US\$ 130,434,000 in January 1999, the required financing being completed by a loan from Corporación Andina de Fomento – CAF (note 14).

The Peruvian Government contribution was destined mainly to the payment of customs expenses, payment of the value added tax (VAT) and supervision and management expenses incurred during the construction of the work.

c. Spin-off of Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A.

On December 1, 2000, the Project for the spin-off of Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu, approved at the General Stockholders' Meeting of August 23, 2000, was formalized. Said Split Off Project became effective on September 1, 2000 and consisted in the segregation of an equity block of Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A. constituted by the assets related to the Thermal Stations of Bellavista in Puno and Taparachi in Juliaca, valued in S/. 9,240,000 which were absorbed by the Enterprise. No liabilities were transferred. As a result of the spin-off, on September 1, 2000, the Enterprise's capital increased from S/. 270,717,000 to S/. 279,958,000.

The interchange relationship was established in such a manner that FONAFE retained 100% of its holdings in the Enterprise, and the balance was exchanged for shares corresponding to the spin-off with an exchange ratio of 1 share per each S/. 1 contributed to the Enterprise.

2. MAIN ACCOUNTING POLICIES

The Enterprise applies international accounting standards which have been adopted by the Peruvian Accounting Board (Consejo Normativo de Contabilidad). The current standards adopted by the above-mentioned regulatory body as of December 31, 2002 are International Accounting Standards (IAS's) 1 to 38 and 40 (note 26).

The main accounting policies applied to record operations and prepare the financial statements are the following:

a. Basis for the Preparation of Financial Statements

All components of the financial statements have been adjusted to reflect the effect of changes in the purchasing power of the Peruvian currency (nuevo sol = S/.) (note 2ñ).

The loss of purchasing power of the Peruvian currency in the years 2002 and 2000, according to the Nationwide Wholesale Price Index as published by the Instituto Nacional de Estadística e Informática, was 1.7% and 3.8%, respectively. Additionally, the gain corresponding to year 2001 was 2.2%.

b. Use of Accounting Estimates

The preparation of the financial statements in accordance with accounting principles generally accepted in Peru requires management to make certain estimates and assumptions in order to report asset and liability figures, disclose the significant facts included in the notes to the financial statements, and report income and expense figures for the period. If these estimates and assumptions, based on the management's best criteria as of the date of the financial statements, varied as a result of changes in the supporting premises, the balances of the financial statements would be corrected in the year such changes of estimates occur. The most significant estimates related to the financial statements correspond to depreciation of property, plant and equipment, amortization of intangible assets and provision for deferred income tax and workers' profit sharing, the accounting criteria of which is described below.

c. Financial Instruments

A financial instrument is any contract that gives rise to both a financial asset of one enterprise and a financial liability or equity instrument of another enterprise.



b. Convenio de Préstamo para la Ejecución de la Central Hidroeléctrica San Gabán II

El convenio de préstamo para la ejecución de la Central Hidroeléctrica San Gabán II se celebró el 27 de marzo de 1995 entre la República del Perú y The Export – Import Bank of Japan (ahora Japan Bank for International Corporation – BIC).

El convenio tiene por finalidad financiar parcialmente el Proyecto Central Hidroeléctrica San Gabán II, línea de transmisión San Gabán II - Azángaro y sus correspondientes sub estaciones.

JBIC ha otorgado a la República del Perú un préstamo no condicionado por un monto en Yenes Japoneses de 15,500 millones equivalente, en 1995, a US\$155 millones. Esta operación de endeudamiento fue aprobada mediante Decreto Supremo No. 034-95-EF del 3 de marzo de 1995.

El préstamo ha sido reducido en su equivalencia en dólares americanos, al haber desembolsado el JBIC el total del préstamo en Yenes Japoneses, pero por efecto de las variaciones del tipo de cambio, quedó reducido US\$ 130,434,000 en enero de 1999, completándose el financiamiento requerido con préstamo de la Corporación Andina de Fomento - CAF (nota 14).

El aporte del Estado Peruano fue destinado principalmente al pago de gastos aduaneros, pago del impuesto general a las ventas y gastos de supervisión y administración incurridos en la construcción de la obra.

c. Escisión de la Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A.

Con fecha 1 de diciembre de 2000 se formalizó el Proyecto de Escisión de la Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A. aprobado en Junta General de Accionistas de fecha 23 de agosto de 2000. Dicho Proyecto de Escisión entró en vigencia el 1 de septiembre de 2000 y consistió en la segregación de un bloque patrimonial de la Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A. constituido por los activos vinculados a las Centrales Térmicas de Bellavista en Puno y Taparachi en Juliaca valorizadas en S/. 9,240,000 las que fueron absorbidas por la Empresa. No se transfirieron pasivos. Como resultado de esta escisión el 1 de septiembre de 2000, el capital social de la Empresa se elevó de S/. 270,717,000 a S/. 279,958,000.

La relación de intercambio se estableció de tal manera que FONAFE conserva el 100% de su tenencia en la Empresa y se canjeó el saldo por acciones de la escisión en una relación de canje de 1 acción por cada S/. 1 aportado a la Empresa.

2. PRINCIPALES POLÍTICAS CONTABLES

La Empresa aplica las normas internacionales de contabilidad oficializadas por el Consejo Normativo de Contabilidad. Las normas vigentes y oficializadas por el Consejo al 31 de diciembre de 2002, son las Normas Internacionales de Contabilidad de la N° 1 a la N° 38 y la N° 40 (nota 26).

Las principales políticas de contabilidad aplicadas para el registro de las operaciones y la preparación de estados financieros, son como sigue:

a. Bases de Preparación de los Estados Financieros

Los estados financieros incluyen un ajuste integral para reflejar el efecto de las variaciones en el poder adquisitivo de la moneda peruana (nuevos soles = S/.) (ver nota 2 ñ).

La pérdida en el poder adquisitivo de la moneda peruana en los años 2002 y 2000, según índices de precios al por mayor a nivel nacional, publicados por el Instituto Nacional de Estadística e Informática ha sido de 1.7% y 3.8%, respectivamente; asimismo, la ganancia correspondiente en el año 2001 ha sido de 2.2%.

b. Uso de Estimaciones Contables

La preparación de los estados financieros de conformidad con los principios de contabilidad generalmente aceptados, requiere que la gerencia efectúe estimaciones y supuestos para reportar las cifras de los activos y pasivos, las revelaciones de hechos significativos incluidos en las notas a los estados financieros y las cifras reportadas de ingresos y gastos durante el período. Si estas estimaciones y supuestos que se basan en el mejor criterio de la gerencia a la fecha de los estados financieros, variaran en el futuro como resultado de cambios en las premisas en que se sustentaron, los correspondientes saldos de los estados financieros serán modificados en la fecha en que el cambio en las estimaciones y supuestos se produzca. Las estimaciones más significativas con relación a los estados financieros corresponden a la depreciación de inmuebles, maquinaria y equipo, la amortización de activos intangibles y la provisión del impuesto a la renta y participación de los trabajadores diferidos, cuyos criterios contables se describen más adelante.

c. Instrumentos Financieros

Los instrumentos financieros se definen como cualquier contrato que da lugar, simultáneamente a un activo financiero en una empresa y a un pasivo financiero o a un instrumento de capital en otra empresa.

As of December 31, 2002 and 2001, it is the opinion of the management that balances of cash and banks, marketable securities, accounts receivable and payable and long-term debts, do not differ significantly from their fair market value. The recognition and valuation criteria of those accounts are disclosed in notes to financial statements on accounting policies.

d. Marketable Securities

Marketable securities in year 2001 are shown at the lowest of cost or market value. The reduction of cost to the market value is recognized as expense in the statement of income.

e. Inventories

They are composed of fuel, material and spare parts in the warehouses, which are principally used in the maintenance of the hydro electrical power plant and work-in-progress.

Inventories are recorded at the lower of acquisition cost or net realizable value. Cost is determined using the weighted average method.

f. Deferred Income Tax and Deferred Workers' Profit Sharing

The deferred income tax and deferred workers' profit sharing are determined on the basis of taxable income according to current legislation.

Deferred income tax and deferred workers' profit sharing are recorded using the liability method based on temporary differences derived from tax basis of assets and liabilities, and their balances in financial statements, applying current legislation and current tax base.

Deferred asset and liability are recognized without considering the estimated moment in which temporary differences will disappear. Deferred tax assets are recognized only as far as it is probable that there would be future tax benefits so as to have a deferred asset that can be used.

g. Property, Plant and Equipment

Property, plant and equipment are stated at cost (note 10). Renewals and improvement are registered as fixed assets, while maintenance and repair expenses are charged to results for the period as incurred. Costs and accumulated depreciation of assets sold or retired are eliminated from their respective accounts, and any resulting gain or loss is credited to or debited from income in the year when they are incurred.

Depreciation has been calculated on the straight-line method using the following estimated useful lives:

	Years
Buildings	33
Plant and equipment	10
Vehicles	5
Furniture and fixture	10
Various equipment	10
Computing equipment	4

Useful life is periodically reviewed by management according to the forecasted economic benefits to be provided by the components of property, plant and equipment.

Work-in-progress is recorded at cost. Work-in-progress is not depreciated until relevant assets are finished, operative, and cleared. Then, they are transferred to the respective fixed asset account.

h. Intangible Assets

Intangible assets are recognized as such, when it is probable that future economic benefits will flow to the Enterprise, and their cost can be measured reliably. They consist mainly of software use license, and are presented at cost. The amortization is calculated using the straight-line method in a five-year period.

i. Impairment of Assets

When there are events or circumstantial economic changes indicating that the value of property, plant and equipment might not be recoverable, the Enterprise should review such value to determine whether there is impairment. The Enterprise's management reviews the value of property, plant and equipment to verify if there is deterioration. When evidence exists, the Enterprise should estimate the recoverable amount of the asset, and recognize an impairment loss.

The recoverable amount of an asset is the higher of its net selling price and its value in use. The value in use is the current value of estimated future cash flows to be obtained from the continue use of an asset and its disposal at the end of its useful life, while the net selling price is the amount obtainable from the sale of an asset carried out between a buyer and a seller. The recoverable amounts are estimated for each asset, or if it is not possible, for the cash-generating unit.



En opinión de la gerencia, los saldos presentados en caja y bancos, valores negociables, cuentas por cobrar y pagar y deudas a largo plazo, al 31 de diciembre del 2002 y de 2001, no difieren significativamente de sus valores razonables de mercado. En las respectivas notas sobre políticas contables se revelan los criterios sobre el reconocimiento y valuación de estas partidas.

d. Valores Negociables

Los valores negociables en el año 2001 están presentados al costo o valor de mercado, el que sea menor. La reducción del costo al valor de mercado, se reconoce como gasto en el estado de ganancias y pérdidas.

e. Existencias

Están conformadas por combustibles, materiales y repuestos en almacenes; y que son destinados principalmente al mantenimiento de la central hidroeléctrica y a obras en curso.

Las existencias se registran al costo de adquisición o a su valor neto de realización el que resulte menor. El costo se ha determinado utilizando el método promedio.

f. Impuesto a la Renta y Participación de los Trabajadores Diferidos

El impuesto a la renta y la participación de los trabajadores diferidos son determinados sobre la base de la renta imponible de acuerdo con las disposiciones legales aplicables.

El impuesto a la renta diferido se registra por el método del pasivo sobre la base de las diferencias temporales que surgen entre la base tributaria de los activos y pasivos y su saldo en los estados financieros, aplicando la legislación y la tasa del impuesto vigente.

El activo y el pasivo diferido se reconocen sin tener en cuenta el momento en que se estiman que las diferencias temporales se anulan. Impuestos diferidos sólo se reconocen en la medida que sea probable que se dispondrá de beneficios tributarios futuros, para que el activo diferido pueda utilizarse.

g. Inmuebles, Maquinaria y Equipo

Los inmuebles, maquinaria y equipos están registrados al costo (nota 10). Las renovaciones y mejoras de importancia son activadas, mientras que los gastos de mantenimiento y reparación se afectan a los resultados del ejercicio en que se incurren. El costo y la depreciación acumulada de los bienes retirados o vendidos se eliminan de las cuentas respecti-

vas y la utilidad o pérdida resultante se afecta a los resultados del ejercicio en que se produce.

La depreciación ha sido calculada por el método de línea recta considerando las siguientes vidas útiles estimadas:

	Años
Edificios	33
Maquinaria y equipo	10
Unidades de transporte	5
Muebles y enseres	10
Equipos diversos	10
Equipos de cómputo	4

La vida útil es revisada en forma periódica por la gerencia sobre la base de los beneficios económicos previstos para los componentes de los inmuebles, maquinaria y equipo.

Las obras en curso están registradas al costo. Las obras en curso no se deprecian hasta que los activos relevantes se terminen, estén operativos y se emita su liquidación final, momento en el cual son transferidos a la cuenta respectiva del activo fijo.

h. Activos Intangibles

Los activos intangibles se reconocen como tales, si es probable que los beneficios económicos futuros que genere fluirán a la Compañía y su costo puede ser medido confiablemente. Los activos intangibles se componen principalmente por licencia de uso de software, se presentan al costo y son amortizados por el método de línea recta en un período de cinco años.

i. Desvalorización de Activos

El valor de los inmuebles, maquinaria y equipo es revisado para determinar si existe un deterioro, cuando existen acontecimientos o cambios económicos circunstanciales que indiquen que dicho valor puede no ser recuperable. La gerencia de la Empresa revisa el valor de los inmuebles, maquinaria y equipo para verificar que no existe ningún deterioro, de haber indicios de deterioro la Empresa estima el importe recuperable del activo y reconoce una pérdida por desvalorización de activos.

El valor recuperable es el mayor entre el precio de venta neto y su valor en uso. El valor de uso es el valor presente de la estimación de los flujos de efectivo futuros que se prevé resultará del uso continuo de un activo así como de su disposición al final de su vida útil mientras que el valor de venta es el importe que se espera obtener de la venta de un activo efectuada entre un comprador y un vendedor. Los importes recuperables se estiman para cada activo o, si no es posible, para la unidad generadora de efectivo.

j. Revenue Recognition

Income from electric power services is recorded as the energy is delivered. Income from installed power is recognized when the corresponding invoice is issued.

k. Cost and Expenses Recognition

Generation costs and expenses are recognized in the results when accrued.

l. Financial Income and Expenses

Financial income and expenses are recorded in their related periods and recognized when accrued.

m. Cash and Cash Equivalents

For elaboration of the cash flows statement, the Enterprise applies the direct method and considers as cash and cash equivalents, the balances of cash and bank and marketable securities.

n. Exchange Rate Differences

Exchange rate differences resulting from the adjustment of asset and liability balances stated in foreign currency, due to variations in the exchange rate after initial registration of transactions, are recognized as income or expense of fiscal year and included in the Result of Exposure to Inflation –REI- account.

ñ. Adjustment of Financial Statements to Reflect the Effects of Inflation

The financial statements have been adjusted to reflect the variation in the purchasing power of the Peruvian currency, thus enabling the various transactions included therein to be stated in constant monetary units. The historical cost principle prevails when recording balances, with the adjustments representing the updating of these balances.

The factors used to calculate the adjustment are based on the Nationwide Wholesale Price Index as published by the Instituto Nacional de Estadística e Informática.

Non-monetary balances have been updated taking into account the adjusting factors determined according to the age of each of the components. The adjusted cost of assets should not exceed the replacement cost. Monetary balances have not been adjusted as they reflect the purchasing power of the currency at balance date.

Year 2001 financial statements have been restated in purchasing power of currency as of December 31, 2002 in order to be compared.

3. BASIS FOR FOREIGN CURRENCY TRANSLATION

The balances in Japanese Yens (¥) and U.S. dollars (US\$) as of December 31, are summarized as follows:

	In thousands of ¥	
	2002	2001
Liability from long-term debt exposed to exchange risk	(11 976 743)	(13 018 189)

	In Thousands of US\$	
	2002	2001
Assets:		
Cash and banks	26 306	25 314
Marketable securities	-	11 173
Trade accounts receivable	1 479	-
	27 785	36 487
Liabilities:		
Trade accounts payable	(136)	-
Long-term debts	(12 723)	(14 637)
Other accounts payable	(2 500)	-
	(15 359)	(14 637)
Net asset	12 426	21 850



j. Reconocimiento de Ingresos

Los ingresos por servicios de energía eléctrica se reconocen cuando se presta el servicio. Los ingresos por servicios de potencia instalada se reconocen cuando se emite la factura.

k. Reconocimiento de Costos y Gastos

El costo de generación y los gastos se reconocen en los resultados cuando se devengan.

l. Ingresos y gastos financieros

Los ingresos y gastos financieros se registran en los periodos con los cuales se relacionan y se reconocen cuando se devengan.

m. Efectivo y equivalentes de efectivo

Para elaborar el estado de flujos de efectivo, la Empresa aplica el método directo y considera como efectivo y equivalentes de efectivo los saldos de caja y bancos y los valores negociables.

n. Diferencias de cambio

Las diferencias de cambio generadas por el ajuste de los saldos de activos y pasivos expresados en moneda extranjera, por variaciones en el tipo de cambio después del registro inicial de las transacciones, son reconocidas como ingreso o gasto del año y se incluyen en la cuenta Resultado por Exposición a la Inflación (REI).

ñ. Ajuste de los Estados Financieros para Reconocer los Efectos de la Inflación

Los estados financieros han sido ajustados para dar efecto a las variaciones en el poder adquisitivo de la moneda peruana y permitir que las diversas transacciones que reflejan, se expresen en unidades monetarias constantes. Los saldos ajustados representan la actualización de los saldos históricos. El principio contable de costo histórico prevalece en los saldos ajustados.

Los factores de ajuste se basan en los índices de precios al por mayor a nivel nacional publicados por el Instituto Nacional de Estadística e Informática.

Los saldos no monetarios han sido actualizados utilizando los factores de ajuste determinados de acuerdo con la antigüedad de cada uno de los componentes que los integran. Los saldos monetarios no se han actualizado debido a que representan moneda de poder adquisitivo a la fecha del balance general. Al efectuar la actualización se consideró que el costo ajustado de los activos no exceda el costo de reposición.

Los estados financieros del año 2001 han sido reexpresados en moneda de poder adquisitivo del 31 de diciembre de 2002, a fin de permitir su comparación.

3. BASE PARA LA CONVERSIÓN DE MONEDA EXTRANJERA

Los saldos en Yenes Japoneses (¥) y en dólares estadounidenses (US\$) al 31 de diciembre, se resumen como sigue:

	En miles de ¥	
	2002	2001
Pasivo por deuda a largo plazo expuesto al riesgo de cambio	(11 976 743)	(13 018 189)
	En miles de US\$	
	2002	2001
Activos:		
Caja y bancos	26 306	25 314
Valores negociables	-	11 173
Cuentas por cobrar comerciales	1 479	-
	27 785	36 487
Pasivos:		
Cuentas por pagar comerciales	(136)	-
Deudas a largo plazo	(12 723)	(14 637)
Otras cuentas por pagar	(2 500)	-
	(15 359)	(14 637)
Activo neto	12 426	21 850

Such balances have been stated in thousands of S/. at the following exchange rate ruling at December 31:

	In S/.	
	2002	2001
1 ¥ - Sell rate (liabilities)	0.0296	0.0261
1 US\$ - Buy rate (assets)	3.5150	3.4380
1 US\$ - Sell rate (liabilities)	3.5170	3.4410

4. CASH AND BANKS

Comprise the following:

	In thousands of S/.	
	2002	2001
Time deposits	64 551	85 138
Current accounts	20 037	12 737
Savings accounts	-	-
Funds subject to restriction	17 015	526
	101 603	98 401

As of December 31, 2002, the Enterprise holds term deposits in foreign currency in four financial entities. At Banco Wiese Sudameris, it holds various 90-day term deposits totaling US\$ 9,300,000 at annual rates ranging from 2.5% to 2.7%; at Banco de Crédito del Perú, it holds various 90-day term deposits amounting to US\$ 7,064,000 at annual rates ranging from 1.63% and 1.75%; and at Banco Interbank, it holds a 90-day term deposit amounting to US\$ 2,000,000 at an annual rate of 1.8%.

At Banco Santander Central Hispano Perú, the Enterprise holds a term deposit amounting to US\$ 2,500,000 as economic guarantee created for the foreclosure of a guarantee letter which guaranteed the compliance of the agreement subscribed with Asociación Accidental Alstom Enterprise S.A. – Alstom Energía S.A. This agreement was related to the turnkey provision, supply, transport, assembly,

testing and operative conditions of the electro-mechanic and electric equipment of the Central Hidroeléctrica San Gabán II project. On December 30, 2002, according to extra-arbitration agreement between both parties, it was agreed that the Enterprise maintained as guarantee of compliance of the observations not corrected by the Association, the amount of US\$ 2,500,000 which will be returned to the Association in the same proportion once the observations are rectified (note 13).

As of December 31, 2002, the Enterprise holds at BBVA Banco Continental fixed term deposits as restricted funds, amounting to US\$ 2,423,000 between 30 and 60 days accruing interest rate 1.65% per year. These funds are restricted because a foreclosure proceeding was filed by the San Gabán Municipality against the Enterprise (note 16).



Dichos saldos han sido expresados en S/. a los siguientes tipos de cambio, vigentes al 31 de diciembre:

	En Nuevos Soles	
	2002	2001
1 ¥ - Tipo de cambio venta (pasivos)	0.0296	0.0261
1 US\$ - Tipo de cambio compra (activos)	3.5150	3.4380
1 US\$ - Tipo de cambio venta (pasivos)	3.5170	3.4410

4. CAJA Y BANCOS

Comprende lo siguiente:

	En Miles de Nuevos Soles	
	2002	2001
Depósitos a plazo	64 551	85 138
Cuentas corrientes	20 037	12 737
Cuentas de ahorros	-	-
Fondos sujetos a restricción	17 015	526
	101 603	98 401

Al 31 de diciembre de 2002, la Empresa mantiene depósitos a plazo en moneda extranjera en cuatro entidades financieras. En el Banco Wiese Sudameris mantiene depósitos a plazo varios por US\$ 9 300 000 a 90 días y con tasas que fluctúan entre 2.5% y 2.7% anuales; en el Banco de Crédito del Perú, depósitos a plazo varios por US\$ 7 064 000 a 90 días y con tasas que fluctúan entre 1.63% y 1.75% anuales y en el Banco Interbank, un depósito a plazo por US\$ 2 000 000 a 90 días y que devenga una tasa de interés de 1.8% anual.

En el BBVA Banco Continental, se mantiene un depósito a plazo por US\$ 2 500 000 en calidad de garantía económica originado por la ejecución de una carta fianza que garantizaba el cumplimiento del contrato suscrito con la Asociación Accidental Alstom Enterprise S.A. - Alstom Energía S.A. para la provisión llave en mano, suministro, transporte,

montaje, pruebas y puesta en funcionamiento de los equipos electromecánicos y eléctricos del proyecto Central Hidroeléctrica San Gabán II. Con fecha 30 de diciembre de 2002, según transacción extra arbitral entre ambas partes, se acordó que la Empresa mantenga como garantía del cumplimiento de las observaciones no levantadas por la Asociación, la suma de US\$ 2 500 000, que le será devuelto a la Asociación de manera proporcional al levantamiento de las observaciones (nota 13).

Al 31 de diciembre de 2002, se mantienen como fondos sujetos a restricción, depósitos a plazo en el BBVA Banco Continental por US\$ 2 423 000 entre 30 y 60 días y que devengan con tasas de interés que fluctúan entre 1.355% a 1.898% anual. Dichos fondos se encuentran restringidos debido al Procedimiento de Ejecución Coactiva que ha entablado la Municipalidad Distrital de San Gabán en contra de la Empresa (nota 16).

5. MARKETABLE SECURITIES

As of December 31, 2001, comprise the following:

Type of securities	Face value	In Thousands of S/.	
	In thousands of US\$	Accounting value	Market value
Fixed-income portfolio in US\$ in custody at Banco Wiese Sudameris	8 094	28 299	28 388
Quimpac Bonds	983	3 656	3 742
Mortgage bonds, bonds and short-term Securities in custody at Interbank	2 000	7 112	7 229
Total marketable securities			39 067

In July 2002, the Enterprise liquidated all its investment in marketable securities in order to meet the delivery of S/. 40,000,000 (historical), S/. 40,600,000 (adjusted for inflation) in favor of its

stockholder FONAFE, as a result of the capital withdrawal agreed at Stockholders' Universal Meeting held on May 24, 2002.

6. TRADE ACCOUNTS RECEIVABLE

Comprise the following:

	In thousands of S/.	
	2002	2001
Related companies:		
Electro Nor Oeste S.A.A.	1 406	2 106
Electro Puno S.A.A.	2 272	-
Electro Perú S.A.	589	660
Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A.	27	86
Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A.	29	30
Empresa Eléctrica de Piura S.A.	101	146
Empresa de Transmisión Eléctrica del Sur S.A.	1 115	-
	5 539	3 028
Third parties:		
Quimpac S.A.	3 182	-
Empresa Minera Yauliyacu S.A.	1 956	1 183
BHP Tintaya S.A.	586	2 298
Minsur S.A.	1 100	1 074
Shougang Generación Eléctrica S.A.A.	130	259
ETEVENSA	108	307
Other	293	1 180
	12 894	9 329



5. VALORES NEGOCIABLES

Al 31 de diciembre de 2001, comprende lo siguiente:

Clase de Valores	Valor Nominal En Miles de US\$	En miles de Nuevos Soles	
		Valor contable	Valor de mercado
Cartera de renta fija en US\$ en custodia en el Banco Wiese Sudameris	8 094	28 299	28 388
Bonos Quimpac	983	3 656	3 742
Letras hipotecarias, bonos y títulos valores de corto plazo en custodia en Interbank	2 000	7 112	7 229
Total valores negociables			39 067

En julio de 2002, la Empresa liquidó la totalidad de sus inversiones en valores negociables a fin de cumplir con la entrega de S/. 40,000,000 (históricos), S/. 40 600 000 (ajustados) en favor de su accionista

FONAFE, producto del desaporte de capital acordado en Junta General Universal de accionistas del 24 de mayo de 2002.

6. CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES

Comprende lo siguiente:

	En Miles de Nuevos Soles	
	2002	2001
Empresas relacionadas:		
Electro Nor Oeste S.A.A.	1 406	2 106
Electro Puno S.A.A.	2 272	-
Electro Perú S.A.	589	660
Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A.	27	86
Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A.	29	30
Empresa Eléctrica de Piura S.A.	101	146
Empresa de Transmisión Eléctrica del Sur S.A.	1 115	-
	5 539	3 028
Terceros:		
Quimpac S.A.	3 182	-
Empresa Minera Yauliyacu S.A.	1 956	1 183
BHP Tintaya S.A.	586	2 298
Minsur S.A.	1 100	1 074
Shougang Generación Eléctrica S.A.A.	130	259
EDEVENSA	108	307
Otros	293	1 180
	12 894	9 329

During years 2002 and 2001, operations with related companies include, among others, the following:

- Electric power marketed income for S/. 61,978,000 (S/. 45,741,000 in 2001).
- Toll and use of transmission systems for S/. 474,000 (S/. 10,229,000 in 2001).

The Enterprise has subscribed electric power supply contracts with Electro Puno S.A.A., BHP Tintaya S.A., Minsur S.A., Empresa Minera Yauliyacu S.A., Electro Noreste S.A.A. and

Quimpac S.A. By means of these contracts, the Enterprise is obliged to supply all these companies with the contracted power in conformity with the terms and conditions stated in the contract.

On December 27, 2002, the Enterprise subscribed electric supply contracts with companies belonging to Grupo Romero (Alicorp S.A.A., Compañía Universal Textil S.A., Industria del Espino S.A. and Industrial Textil Piura S.A.) which total 10.3 MW during peak hours and 23.65 MW during non-peak hours, for a five-year and three-month term beginning on January 1, 2003.

7. OTHER ACCOUNTS RECEIVABLE

Comprise the following:

	In thousands of S/.			
	Balances as of 31.12.2001	Additions	Deductions	Balances as of 31.12.2002
Claims to third parties	396	87	480	3
Advances to suppliers	281	291	460	112
Other	788	1 566	2 122	232
	1 465	1 944	3 062	347

Advances to suppliers correspond mainly to advances for the purchase of fuel and measurement equipment.

8. INVENTORIES

Comprise the following:

	In thousands of S/.	
	2002	2001
Supplies and spare parts	15 524	15 497
Fuels and lubricants	171	200
	15 695	15 697

Supplies comprise mainly electronic and mechanic spare parts belonging to lot 4 "Electromechanic Equipment" totaling S/. 10 921 000 which were received in year 2001 (note 10).



Durante los años 2002 y 2001, las operaciones con empresas relacionadas entre otras, incluyen lo siguiente:

- Ingresos por servicios de energía eléctrica por S/. 61 978,000 (S/. 45 741 000 en 2001).
- Peaje y uso de los sistemas de transmisión por S/. 474 000 (S/. 10 229 000 en 2001).

La Empresa ha celebrado contratos de suministro de electricidad con Electro Puno S.A.A., BHP Tintaya S.A., Minsur S.A., Empresa Minera Yauliyacu S.A., Electro Noreste S.A.A. y Quimpac S.A. median-

te los cuales se obliga a suministrar a estas empresas, las potencias contratadas y la energía hasta por el límite instantáneo de las potencias contratadas, en los términos y condiciones convenidos en los contratos.

El 27 de diciembre de 2002, la Empresa suscribió contratos de suministro eléctrico con empresas del Grupo Romero (Alicorp S.A.A., Compañía Universal Textil S.A., Industria del Espino S.A. e Industrial Textil Piura S.A.) que en conjunto representan 10.3 MW en horas punta y 23.65 MW en horas fuera de punta, por un plazo de cinco años y tres meses contados a partir del 1 de enero de 2003.

7. OTRAS CUENTAS POR COBRAR

Comprende lo siguiente:

	En miles de S/.			
	Saldos al 31.12.2001	Adiciones	Deducciones	Saldos al 31.12.2002
Reclamaciones a terceros	396	87	480	3
Anticipo a proveedores	281	291	460	112
Otros	788	1 566	2 122	232
	1 465	1 944	3 062	347

Los anticipos a proveedores comprenden principalmente los adelantos por compra de petróleo y compra de equipos de medición.

8. EXISTENCIAS

Comprende lo siguiente:

	En Miles de Nuevos Soles	
	2002	2001
Suministros y repuestos	15 524	15 497
Combustibles y lubricantes	171	200
	15 695	15 697

Los suministros comprenden principalmente repuestos eléctricos y mecánicos del lote 4 "Equipo Electromecánico" por S/. 10 921 000 recibidos en el año 2001 (nota 10).

9. PREPAID EXPENSES

Comprise the following:

	In thousands of S/.	
	2002	2001
Sales tax credit	52 126	59 925
Payments on account of income	103	102
Deferred charges	116	480
	52 345	60 507

The balance of sales tax credit not used as of December 31, 2002, will be applied in the billing of income from the sale of electric power in the following years.

10. PROPERTY, PLANT AND EQUIPMENT

Comprise the following:

TYPE	In thousands of S/.				
	Balances as of 31.12.01	Additions	Transfers	Adjustments	Balances as of 31.12.02
Cost:					
Land	369	-	-	-	369
Buildings and other premises	332 603	117	272	-	332 992
Plant and equipment	150 497	-	-	-	150 497
Furniture and fixture	403	13	-	-	416
Various equipment	4 833	814	-	(6)	5 641
Vehicles	2 856	-	-	(8)	2 848
Units in transit	-	479	-	-	479
Work-in-progress	312	-	(272)	-	40
	491 873	1 423	-	(14)	493 282
Accumulated depreciation:					
Buildings and other premises	13 532	9 986	-	-	23 518
Plant and equipment	29 550	15 050	-	-	44 600
Furniture and fixture	158	40	-	-	198
Various equipment	1 508	580	-	(6)	2 082
Vehicles	2 211	378	-	(8)	2 581
	46 959	26 034	-	(14)	72 979
Net value	444 914				420 303



9. GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADO

Comprende lo siguiente:

	En Miles de Nuevos Soles	
	2002	2001
Crédito fiscal del impuesto general a las ventas	52 126	59 925
Pagos a cuenta del impuesto a la renta	103	102
Cargas diferidas	116	480
	52 345	60 507

El saldo del crédito fiscal del impuesto general a las ventas no utilizado al 31 de diciembre de 2002, será aplicado en la facturación por ingresos por venta de energía eléctrica en los próximos años.

10. INMUEBLES, MAQUINARIA Y EQUIPO

Comprende lo siguiente:

CLASE	En miles de Nuevos Soles				
	Saldos al 31.12.01	Adiciones	Transferencias	Ajustes	Saldos al 31.12.02
Costo:					
Terrenos	369	-	-	-	369
Edificios y otras construcciones	332 603	117	272	-	332 992
Maquinaria y equipo	150 497	-	-	-	150 497
Muebles y enseres	403	13	-	-	416
Equipos diversos	4 833	814	-	(6)	5 641
Vehículos	2 856	-	-	(8)	2 848
Unidades por recibir	-	479	-	-	479
Obras en curso	312	-	(272)	-	40
	491 873	1 423	-	(14)	493 282
Depreciación acumulada:					
Edificios y otras construcciones	13 532	9 986	-	-	23 518
Maquinaria y equipo	29 550	15 050	-	-	44 600
Muebles y enseres	158	40	-	-	198
Equipos diversos	1 508	580	-	(6)	2 082
Vehículos	2 211	378	-	(8)	2 581
	46 959	26 034	-	(14)	72 979
Valor neto	444 914				420 303

The Central Hidroeléctrica San Gabán II was built on an area of 2,215 hectares, located in the districts of San Gabán, Ayapata and Ollachea, province of Carabaya, department of Puno, Peru. Said plot of land was given for the use of the Enterprise by the Peruvian Government by means of Resolución Sub-Regional de Vivienda y Construcción – Puno N° 009-95-VC-7400-RMTP dated November 10, 1995.

In year 2001, the Enterprise made adjustments to property, plant and equipment amounting to S/. 41,564,000. These adjustments corresponded to the transportation of supplies and spare parts amounting to S/. 10,921,000 (note 8) and S/. 30,643,000 composed of extraordinary charges due to research and project expenses for the construction of Central Hidroeléctrica San Gabán II. Likewise, an adjustment for overvaluation of lot 4 amounting to S/. 9,054,000 was made.

In year 2001, the Enterprise made adjustments for depreciation amounting to S/. 14,618,000, due

to the recognition of expenses for depreciation generated by the use of equipment of the Central Hidroeléctrica San Gabán II and that, as of December 31, 2001, were recorded as work-in-progress (note 22).

In year 2000, as a result of the spin-off process of Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A. - EGEMSA, assets related to the thermal stations of Bellavista and Taparachi were transferred to the Enterprise. These assets included land for S/. 369,000, buildings for S/. 918,000, plant and equipment comprising thermal generators for S/. 7,323,000 and sundry equipment for S/. 713,000. These assets were transferred at the value of the appraisal conducted by independent experts engaged by EGEMSA. According to subsequent evaluations made by the Enterprise's management, useful value of Bellavista and Taparachi thermal stations, considering the savings for compensation for service quality non-compliance while thermal stations were operative, is higher than the book value, i.e. operations until year 2005 might be justified.

11. INTANGIBLE ASSETS

Comprise the following:

	In thousands of S/.			
	Balances as of 31.12.2001	Additions	Adjustments	Balances as of 31.12.2002
Pre-operating expenses	175 453	-	-	175 453
Vulnerability studies				
C.H. San Gabán II	1 056	-	(1 056)	-
Software	243	126	(50)	319
	176 752	126	(1 106)	175 772
Accumulated amortization	(175 453)	(51)	-	(175 504)
	1 299			268

Pre-operating expenses comprise the expenses incurred during the building of Central Hidroeléctrica San Gabán II. These expenses have been amortized in two-year period beginning in year 2000. For tax purposes, amortization began in 1999 until 2001. The Enterprise amortized all the pre-operating expenses in year 2001.



La Central Hidroeléctrica San Gabán II se encuentra construida en una extensión de terreno de 2,215 hectáreas, ubicadas en los distritos de Ayapata y Ollachea, provincia de Carabaya, departamento de Puno, Perú. Dicho terreno fue cedido en uso por el Estado Peruano a favor de la Empresa, mediante Resolución Sub-Regional de Vivienda y Construcción – Puno No. 009-95-VC-7400-RMTP del 10 de noviembre de 1995.

En el año 2001, la Empresa realizó ajustes al costo de los inmuebles, maquinaria y equipo por S/. 41 564 000. Dichos ajustes correspondieron al traslado de suministros y repuestos por S/. 10 921 000 (nota 8) y S/. 30 643 000 conformado por las cargas excepcionales de los gastos por estudios y proyectos para la construcción de la Central Hidroeléctrica San Gabán II. Asimismo, se realizó un ajuste por los excesos en la valorización del Lote 4 por S/. 9 054 000.

En el año 2001, la Empresa realizó ajustes a la depreciación por S/. 14 618 000, por el reconocimiento de los gastos por depreciación generados por el uso

de equipos de la Central Hidroeléctrica San Gabán II y que, al 31 de diciembre de 2001, se mantenían como obras en curso (nota 22).

En el año 2000, como resultado del proceso de escisión de Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A. - EGEMSA, se transfirieron a la Empresa activos vinculados a las centrales térmicas de Bellavista y Taparachi, conformados por terrenos por S/. 369 000, edificios por S/. 918 000, maquinaria y equipo conformado por grupos térmicos electrógenos por S/. 7 323 000 y equipos diversos por S/. 713 000. Estos activos fueron transferidos a valor de tasación realizada por peritos independientes contratados por EGEMSA. De acuerdo con las evaluaciones posteriores realizadas por la gerencia de la Empresa, el valor en uso de las centrales térmicas de Bellavista y Taparachi, considerando el ahorro por compensación por incumplimiento con la calidad de suministro al mantener operativas las centrales, es superior al valor registrado en libros, lo que implica que se estaría justificando la operación de las centrales térmicas hasta el año 2005.

11. ACTIVOS INTANGIBLES

Comprende lo siguiente:

	En miles de S/.			
	Saldos al 31.12.2001	Adiciones	Ajustes	Saldos al 31.12.2002
Gastos pre operativos	175 453	-	-	175 453
Estudio de vulnerabilidad de la C.H. San Gabán II	1 056	-	(1 056)	-
Software	243	126	(50)	319
	176 752	126	(1 106)	175 772
Amortización acumulada	(175 453)	(51)	-	(175 504)
	1 299			268

Los gastos pre-operativos constituyen los gastos incurridos durante la construcción de la Central Hidroeléctrica San Gabán II. Dichos gastos se han amortizado en dos (2) años, a partir del año 2000. Para efectos tributarios se empezaron a amortizar a partir del año 1999 hasta el año 2001. La Empresa amortizó en su totalidad los gastos pre operativos en el año 2001.

12. TRADE ACCOUNTS PAYABLE

Comprise the following:

	In thousands of S/.	
	2002	2001
Invoices payable to suppliers	3 531	2 101
Invoices payable to contractors	- -	194
	3 531	2 295

13. OTHER ACCOUNTS PAYABLE

Comprise the following:

	In thousands of S/.	
	2002	2001
Taxes payable	214	184
Remuneration and workers' profit sharing payables	574	729
Other accounts payable	9 198	2 099
Provision for severance indemnities	16	15
	10 002	3 027

As of December 31, 2002, other accounts payable are mainly composed of a balancing entry of restricted funds amounting to US\$ 2,500,000 (note 4).

14. LONG-TERM DEBT

Comprise the following:

	In thousands of S/.	
	2002	2001
Untied loan granted by Japan Bank for International Cooperation – JBIC for ¥ 15,500 million disbursed from May 1996 to January 1999; as of December 31, 2002 its balance is ¥ 11,976,743,000 (¥ 13,018,189,000 as of December 31, 2001). The loan will be paid-up in 30 installments with half-yearly maturities from October 1999 to April 2014, at an 3.50% annual interest rate. This debt was contracted by the Peruvian Government and transferred to the Enterprise via a Resource Transfer Agreement.	355 371	345 889
Loan granted by Corporación Andina de Fomento–CAF for US\$ 15 million, disbursed from October 1999 to August 2000, for a period of 10 years, including a 18-month grace period. As of December 31, 2002 its balance is US\$ 12,723,000 (US\$ 14,637,000 as of December 31, 2001). This loan is to be amortized in 20 half-yearly installments starting from August 2001 to 2011. This loan accrues an annual interest rate of 3.10% above the 6 month LIBOR rate. This debt was contracted by the Peruvian Government and transferred to the Enterprise via a Resource Transfer Agreement.	44 749	51 221
	400 120	397 110
Less, current portion of long-term debts	40 944	38 147
LONG-TERM DEBTS	359 176	358 963



12. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES

Comprende lo siguiente:

	En Miles de Nuevos Soles	
	2002	2001
Facturas por pagar proveedores	3 531	2 101
Facturas por pagar a contratistas	--	194
	3 531	2 295

13. OTRAS CUENTAS POR PAGAR

Comprende lo siguiente:

	En Miles de Nuevos Soles	
	2002	2001
Tributos por pagar	214	184
Remuneraciones y participaciones por pagar	574	729
Otras cuentas por pagar	9 198	2 099
Provisión para beneficios sociales	16	15
	10 002	3 027

Al 31 de diciembre de 2002, las otras cuentas por pagar se conforman principalmente por la contrapartida de los fondos sujetos a restricción por US\$ 2 500 000 (nota 4).

14. DEUDAS A LARGO PLAZO

Comprende lo siguiente:

	En Miles de Nuevos Soles	
	2002	2001
<p>Préstamo no condicionado otorgado por Japan Bank for International Cooperation – JBIC por ¥ 15 500 millones desembolsado entre mayo de 1996 y enero de 1999, al 31 de diciembre de 2002 su saldo asciende a ¥ 11 976 743 000 (¥ 13 018 189 000 al 31 de diciembre de 2001). El plazo de amortización es de 30 cuotas, con vencimientos semestrales a partir de octubre de 1999 hasta abril de 2014, devenga una tasa de interés de 3.50% anual. Esta deuda fue contraída por el Estado Peruano y transferida a la Empresa vía un convenio de traspaso de recursos.</p>	355 371	345 889
<p>Préstamo otorgado por la Corporación Andina de Fomento-CAF por US\$ 15 millones desembolsado entre octubre de 1999 y agosto de 2000, a un plazo de 10 años que incluye 18 meses de gracia. Al 31 de diciembre de 2002 su saldo asciende a US\$ 12 723 000 (US\$ 14 637 000 al 31 de diciembre de 2001). El plazo de amortización es de 20 cuotas con pagos semestrales a partir de agosto de 2001 hasta el año 2011. Este préstamo devenga una tasa de interés LIBOR para préstamos a seis meses más 3.10 % anual. Esta deuda fue contraída por el Estado Peruano y transferida a la Empresa vía un convenio de traspaso de recursos.</p>	44 749	51 221
	400 120	397 110
Menos, parte corriente de deudas a largo plazo	40 944	38 147
DEUDAS A LARGO PLAZO	359 176	358 963

These debts include interest accrued as of December 31, 2002 for S/. 2,772,000 (US\$ 788,000) and S/. 1,303,000 (US\$ 371,000) corresponding to JBIC and CAF, respectively. As of December 31, 2001 accrued interest amounted to S/. 2,698,000 (US\$ 711,000) and S/. 1,816,000 (US\$ 519,000) corresponding to JBIC and CAF, respectively.

At Board of Directors' Meeting held on November 23, 2002, the prepayment of the debt service contracted by Corporación Andina de Fomento was approved. Stockholders' Meeting held on December 20, 2002 ratified this agreement.

15. CAPITAL STOCK

The capital stock subscribed by the Peruvian Government and paid-in as of December 31, 2002 and 2001 is represented by 223,834,618 and 336,862,509 common shares with a face value of S/. 1 each, respectively.

The Enterprise's capital stock as of December 31, 2002 is S/. 227,720,000 (S/. 335,047,000 as of December 31, 2001) for the effects of the correction factor.

At Stockholder's Meeting held on May 24, 2002, reduction of the Enterprise's capital stock was agreed. This reduction was made through the cash return of S/. 40,000,000 (historical), S/. 40,600,000 (adjusted for inflation) in favor of FONAFE, corresponding to 40 millions of shares held by this stockholder.

At Stockholders' Meeting held on December 18, 2002, reduction of the capital stock was agreed by S/. 66,726,000 as a result of the compensation with the accumulated results as of December 31, 2001.

17. COST OF ELECTRIC POWER

Comprise the following:

	In thousands of S/.	
	2002	2001
Hydraulic generation cost	36 112	34 578
Termal generation cost	4 202	6 193
Toll and use of transmission systems	18 531	11 962
Purchase of electric power	682	1 128
Planning costs	675	383
	60 202	54 244

16. CONTINGENCIES

As of December 31, 2002, there are three municipalities pretending to collect alleged property taxes for civil works related to Central Hidroeléctrica San Gabán II, administrative offices and Villa de Residentes, located in the jurisdictions of such municipalities. We detail below:

- Municipality of Ollachea, by means of Resolutions 001-2002-MDO and 002-2002-MDO, intends to collect S/. 303,000 related to the payment of property taxes and penalties for the years 1996 through 2002. To date, this collection has been suspended.

- Municipality of Ayapata, by means of Resolutions 001-2002-MDA and 002-2002-MDA, intends to collect S/. 1,790,000 related to the payment of property taxes for the years 1997 through 2002. To date, the process is in claiming phase.

- Municipality of San Gabán intends to collect S/. 6,001,000 related to the payment of property taxes and penalties for the years 1996 through 2001. In this case, there is an action for coercive collection with order of seizure for which there is a judicial retention at BBVA Banco Continental of US\$ 2,423,000 (note 4). Due to this situation, the Enterprise has filed two claims before Fiscal Court; one is a proceeding regarding constitutional guarantees whose resolution is pending, and the other is a judicial review process before Civil Court of the Superior Court of Puno.

The Enterprise has not recorded provision for these contingencies, since it expects to obtain favorable results at the culmination of these processes.



Estas deudas incluyen intereses devengados al 31 de diciembre de 2002 por S/. 2 772 000 (US\$ 788 000) y S/. 1 303 000 (US\$ 371 000) correspondientes a JBIC y la CAF, respectivamente. Al 31 de diciembre de 2001, los intereses devengados fueron S/. 2,698,000 (US\$ 711 000) y S/. 1 816 000 (US\$ 519 000) correspondiente a JBIC y la CAF, respectivamente.

En sesión de directorio del 23 de noviembre de 2002, se aprobó el pago anticipado del servicio de deuda contraída con la Corporación Andina de Fomento. Dicho acuerdo de directorio fue ratificado por la Junta General Universal de Accionistas del 20 de diciembre de 2002.

15. CAPITAL SOCIAL

El capital social suscrito por el Estado Peruano y pagado al 31 de diciembre de 2002 y 2001 está representado por 223 834 618 y 336 862 509 acciones comunes de un valor nominal de S/. 1 cada una, respectivamente.

El capital social de la Empresa al 31 de diciembre de 2002 es de S/. 227 720 000 (S/. 335 047 000 al 31 de diciembre de 2001) por efecto del factor de corrección.

En Junta General Universal de Accionistas del 24 de mayo de 2002, se acordó la reducción del capital social de la Empresa mediante la devolución en efectivo de S/. 40 000 000 (históricos), S/. 40 600 000 (ajustados por inflación) a favor de FONAFE, correspondiente a 40 millones de acciones de propiedad de dicho accionista.

En Junta General Universal de Accionistas realizada el 18 de diciembre de 2002, se acordó la reducción del capital social en S/. 66 726 000 como consecuencia de la compensación con los resultados acumulados al 31 de diciembre de 2001.

17. COSTO DE GENERACIÓN

Comprende lo siguiente:

	En Miles de Nuevos Soles	
	2002	2001
Costos de generación hidráulica	36 112	34 578
Costos de generación térmica	4 202	6 193
Peaje y uso de los sistemas de transmisión	18 531	11 962
Compra de energía eléctrica	682	1 128
Costos de planeamiento	675	383
	60 202	54 244

16. CONTINGENCIAS

Al 31 de diciembre de 2002, existe por parte de tres municipios distritales la pretensión de cobrar supuestos impuestos prediales por las obras civiles correspondientes a la Central Hidroeléctrica San Gabán II, oficinas administrativas y Villa de Residentes, ubicadas dentro de las jurisdicciones de dichos municipios, detallamos:

- La Municipalidad de Ollachea, a través de las Resoluciones de Determinación 001-2002-MDO y 002-2002-MDO, pretende cobrar la suma de S/. 303 000 correspondiente al pago del impuesto predial y multas por los años comprendidos entre 1996 y 2002. A la fecha, se ha dejado en suspenso la cobranza de esta suma.

- La Municipalidad de Ayapata, a través de las Resoluciones de Determinación 001-2002-MDA y 002-2002-MDA, pretende cobrar la suma de S/. 1 790 000 correspondiente al pago del impuesto predial por los años comprendidos entre 1997 y 2002. A la fecha, el proceso se encuentra en etapa de reclamación.

- La Municipalidad de San Gabán pretende cobrar la suma de S/. 6 001 000 correspondiente al pago del impuesto predial y multas por los años comprendidos entre 1996 y 2001. En este caso existe una acción de cobranza coactiva con embargo decretado, existiendo una retención judicial en el BBVA Banco Continental por US\$ 2 423 000 (nota 4). Ante esta situación, la Empresa ha interpuesto dos quejas ante el Tribunal Fiscal, una Acción de Amparo aún pendiente de resolución y un proceso de Revisión Judicial ante la Sala Civil de la Corte Superior de Justicia de Puno.

La Empresa no ha registrado provisión por estas contingencias, porque espera obtener resultados favorables a la culminación de dichos procesos.

Hydraulic generation costs comprise mainly personnel expenses, depreciation and maintenance and repair expenses.

Thermal generation costs comprise mainly the consumption of fuels.

The increase in cost of toll and use of the transmission systems has been produced due mainly because in January 2002, Organismo Supervisor de

la Inversión en Energía - OSINERG approved Resolution 0180-2002-OS/CD for monthly compensation which will be received by Red de Energía del Perú S.A. This compensation was related to the use of secondary transmission system composed of the Azángaro - Juliaca and Juliaca - Puno transmission lines. According to this Resolution, cost for monthly compensation would amount to S/. 412,000, to be adjusted monthly (note 22).

18. SELLING EXPENSES

Comprise the following:

	In thousands of S/.	
	2002	2001
Personal expenses	716	685
Services provided by third parties	164	128
Various management charges	6	1
Other expenses	403	291
	1 289	1 105

19. ADMINISTRATIVE EXPENSES

Comprise the following:

	In thousands of S/.	
	2002	2001
Personal expenses	1 795	1 827
Services provided by third parties	1 083	1 078
Taxes	1 056	1 252
Various charges for operations	811	439
Other expenses	1 391	1 178
	6 136	5 774

20. RESULT OF EXPOSURE TO INFLATION

The result of exposure to inflation for the years ended December 31, 2002 and 2001, comes from

the monetary position exposed to variation in purchasing power of the Peruvian currency, summarized as follows:

	In thousands of S/.	
	2002	2001
Monetary assets	167 332	208 843
Monetary liabilities	(413 653)	(402 432)
Monetary liabilities, net	(246 321)	(193 589)

The Enterprise's monetary position in 2002 and 2001 resulted in a loss and gain on exposure to inflation for the sum of S/. 38,631,000 and S/. 56,296,000, respectively.



Los costos de generación hidráulica comprenden principalmente gastos de personal, depreciación y gastos de mantenimiento y reparación.

Los costos de generación térmica comprenden principalmente consumo de combustibles.

El incremento de los costos por peaje y uso de los sistemas de transmisión se debe principalmente a que en el mes de enero de 2002, el Organismo Super-

visor de la Inversión en Energía – OSINERG, acordó mediante Resolución de Consejo Directivo No. 0180-2002-OS/CD, la compensación mensual que percibirá Red de Energía del Perú S.A. por el uso del sistema secundario de transmisión conformado por las líneas de transmisión Azángaro – Juliaca y Juliaca – Puno. De acuerdo con dicha Resolución, los costos de compensación mensual ascenderían a S/. 412 000 a ser ajustados mensualmente (nota 22).

18. GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN

Comprende lo siguiente:

	En Miles de Nuevos Soles	
	2002	2001
Gastos de personal	716	685
Servicios prestados por terceros	164	128
Cargas diversas de gestión	6	1
Otros gastos	403	291
	1 289	1 105

19. GASTOS DE ADMINISTRACIÓN

Comprende lo siguiente:

	En Miles de Nuevos Soles	
	2002	2001
Gastos de personal	1 795	1 827
Servicios prestados por terceros	1 083	1 078
Tributos	1 056	1 252
Cargas diversas de gestión	811	439
Otros gastos	1 391	1 178
	6 136	5 774

20. RESULTADO POR EXPOSICIÓN A LA INFLACIÓN

El resultado por exposición a la inflación por los años terminados el 31 de diciembre de 2002 y 2001,

resultan de la posición monetaria expuesta a las variaciones en el poder adquisitivo de la moneda peruana, como sigue:

	En Miles de Nuevos Soles	
	2002	2001
Activos monetarios	167 332	208 843
Pasivos monetarios	(413 653)	(402 432)
Pasivo monetario, neto	(246 321)	(193 589)

La posición monetaria de la Empresa durante los años 2002 y 2001 generó pérdida y ganancia por exposición a la inflación por S/. 38 631 000 y S/. 56 296 000, respectivamente.

21. DEFERRED INCOME TAX AND DEFERRED WORKERS' PROFIT SHARING

As of December 31, 2002, the Enterprise registered the deferred income tax and deferred work-

ers' profit sharing, corresponding to temporary differences between assets and liabilities resulting from items treated differently for tax and accounting purposes as follows:

	In thousands of S/.	
	Workers' profit sharing	Income tax
Temporary difference assets:		
Provision for vacations	11	58
Provision for productivity bonuses	14	70
	25	128

Income Tax and workers' profit sharing included in the Statements of Income are as follows:

	In thousands of S/.	
	Workers' profit sharing	Income tax
Current	-	-
Deferred	14	65
Total	14	65

22. EXTRAORDINARY EXPENSES, NET

Comprise the following:

	In thousands of S/.	
	2002	2001
Return of provision from previous year	176	8,550
Other extraordinary income	1,586	361
Depreciation expenses from previous year, lot 4 (note 10)	-	(14 618)
Adjustment of research and project expenses	(1 206)	(21 589)
Other extraordinary expenses	(3 409)	(137)
	(2 853)	(27 433)

In year 2002, other extraordinary expenses include payment for toll and use of transmission systems for year 2001 amounting to S/. 2,853,000 (note 17).

In year 2001, income from return of provision from previous years corresponds mainly to deferred income tax and deferred workers' profit sharing reversal of years 2000 and 1999.

23. INCOME TAX

Tax returns for years 1998 to 2002, inclusive, are open for review by the tax authorities. Any major expenses exceeding the provisions made to cover the tax obligations will be charged to the results of the year in which those expenses are finally settled.



21. IMPUESTO A LA RENTA Y PARTICIPACIÓN DE LOS TRABAJADORES DIFERIDOS

Al 31 de diciembre de 2002, la Empresa ha registrado el impuesto a la renta y la participación de los trabajadores diferidos, correspondiente a las dife-

rencias temporales de activos y pasivos originadas por las partidas que tienen distinto tratamiento para efectos contables y tributarios, como sigue:

	En Miles de Nuevos Soles	
	Participación de los Trabajadores	Impuesto a la Renta
Diferencias temporales activas:		
Provisión para vacaciones	11	58
Provisión para bonos de productividad	14	70
	25	128

El impuesto a la renta y las participación de los trabajadores que se presentan en el Estado de Ganancias y Pérdidas, son como sigue:

	En Miles de Nuevos Soles	
	Participación de los Trabajadores	Impuesto a la Renta
Corriente	-	-
Diferido	14	65
Total	14	65

22. GASTOS EXTRAORDINARIOS, NETO

Comprende lo siguiente:

	En Miles de Nuevos Soles	
	2002	2001
Devolución provisión de ejercicios anteriores	176	8,550
Otros ingresos extraordinarios	1,586	361
Gastos por depreciación de ejercicios anteriores, lote 4 (nota 10)	-	(14 618)
Ajuste de gastos de estudio y proyectos	(1 206)	(21 589)
Otros gastos extraordinarios	(3 409)	(137)
	(2 853)	(27 433)

En el año 2002, los otros gastos extraordinarios incluyen el pago por peaje y uso de los sistemas de transmisión del año 2001 por S/. 2 794 3000 (ajustados por inflación) (nota 17).

En el año 2001, los ingresos por devolución de provisión de ejercicios anteriores corresponden a la reversión del impuesto a la renta y participación de trabajadores diferidos de los años 2000 y 1999.

(23. ASPECTOS TRIBUTARIOS

Los años 1998 a 2002, inclusive se encuentran pendientes de revisión por las autoridades tributarias. Cualquier mayor gasto que exceda las provisiones efectuadas para cubrir obligaciones tributarias será cargado a los resultados de los ejercicios en que las mismas queden finalmente determinadas.

On December 9, 1999, article 73 of the General Sales Tax and Excise Tax was changed. This article establishes that the sale of diesel and residual fuel to electricity generation companies and electricity distribution concessionary companies is not subject to the Excise Tax until December 31, 2003.

In accordance with current tax legislation, corporate income tax for year 2002 is calculated on the basis of the net taxable profit adjusted for effects of

inflation at a rate of 27%, as per the methodology established by Legislative Decree 797.

The Enterprise has not determined income tax for year 2002 since it recorded tax losses.

Tax loss is computed based on current regulations. Tax loss for year 2002, has been determined as follows:

	In thousands of S/.
Net loss for the year	(37 765)
Additions (deductions) for tax purposes:	
Tax sanctions	20
Expenses from previous years	4 487
Provision for deferred income tax and workers' profit sharing	(79)
2002 provision for vacations	200
Provision for productivity bonds	272
Recovery of provision for vacations from previous years	(193)
Others	132
2000 tax loss	(44 157)
Tax loss carry forward	(77 083)

Accumulated tax loss as of year 2000 should be compensated with the net income to be obtained until year 2004. The non-compensated balance after such term will not be computed in the next periods.

As from year 2001, tax loss of a fiscal period should be compensated with the corporate income obtained up to four years from the period in which the Enterprise generated such profit, year after year, until the amount disappears. The non-compensated balance after such term will not be computed in the following periods.

As from year 2001, for income tax and sales tax purposes, transfer pricing for transactions carried out with economically related companies and with companies domiciled in territories with low or null taxation, should be supported with documentation and information about the valuation methods used

and criteria considered for pricing.

Management considers that for income and sales tax purposes, pricing has been made in accordance with the paragraph above; consequently no significant liabilities will result as of December 31, 2002.

As from year 2003, the total or partial distribution of dividends or other ways of profit distribution will be subject to 4.1% income tax withholding, except for the distribution of profits made in favor of domiciled entities.

Likewise, as from 2003, an additional advance has been established for corporate income-generating companies subject to income tax general regime. This advance will be determined based on the Enterprise's net assets as of December 31, 2002.



Con fecha 9 de diciembre de 1999 se sustituyó el artículo 73° del texto único ordenado de la Ley del Impuesto General a las Ventas e Impuesto Selectivo al Consumo, el cual indica que la venta de petróleo diesel o residual a las empresas de generación y a las empresas concesionarias de distribución de electricidad está inafecta al Impuesto Selectivo al Consumo hasta el 31 de diciembre del año 2003.

De acuerdo con la legislación tributaria vigente, el Impuesto a la Renta de las personas jurídicas se calcula para el año 2002 con una tasa del 27% sobre

la utilidad neta imponible ajustada por efectos de la inflación, según la metodología establecida en el Decreto Legislativo N° 797.

La Empresa no ha determinado impuesto a la renta para el año 2002 por haber obtenido pérdida tributaria.

La pérdida tributaria se determina de acuerdo con las disposiciones legales vigentes. El procedimiento para la determinación de la pérdida tributaria del año 2002, ha sido como sigue:

	En Miles de Nuevos Soles
Pérdida neta del año	(37 765)
Adiciones (deducciones) para efectos tributarios:	
Sanciones fiscales	20
Gastos de ejercicios anteriores	4 487
Provisión para impuesto a la renta y participaciones de los trabajadores diferidos	(79)
Provisión para vacaciones 2002	200
Provisión para bonos de productividad	272
Recuperación de provisión para vacaciones de años anteriores	(193)
Otros	132
Pérdida tributaria 2000	(44 157)
Pérdida tributaria arrastrable	(77 083)

La pérdida tributaria acumulada al año 2000 podrá ser compensada con las utilidades tributarias que se obtengan hasta el año 2004. El saldo que no resulte compensado una vez transcurrido dicho plazo, no podrá computarse en ejercicios siguientes.

A partir del año 2001, la pérdida tributaria de un ejercicio gravable deberá ser compensada imputándola año tras año, hasta agotar su importe, a las rentas netas de tercera categoría que se obtengan en los cuatro ejercicios inmediatos posteriores computados a partir del ejercicio en que se obtenga dicha renta. El saldo que no resulte compensado una vez transcurrido dicho plazo, no podrá computarse en ejercicios siguientes.

Asimismo a partir del año 2001, para los efectos del impuesto a la renta e impuesto general a las ventas, los precios de transferencia por transacciones con empresas vinculadas económicamente y con empresas con residencia en territorio de baja o nula imposición deberán estar sustentados con documentación e información sobre los métodos de valoración utilizados y los criterios considerados para su determinación.

La gerencia de la Empresa, considera que para propósitos del impuesto a la renta e impuesto general a las ventas se ha tomado en cuenta lo establecido en la legislación tributaria sobre precios de transferencia para las transacciones entre empresas vinculadas económicamente y con empresas con residencia en territorio de baja o nula imposición, por lo que no surgirán pasivos de importancia al 31 de diciembre de 2002.

A partir del año 2003, la distribución total o parcial de dividendos u otras formas de distribución de utilidades se encontrará gravada con el impuesto a la renta con una retención del 4.1%. No está comprendida la distribución de utilidades que se efectúe a favor de personas jurídicas domiciliadas.

Asimismo, a partir del año 2003, se ha establecido un anticipo adicional de cargo de las empresas generadoras de rentas de tercera categoría sujetas al régimen general del impuesto a la renta, el mismo que será considerado a cuenta de dicho impuesto. Dicho anticipo se determinará sobre la base de los activos netos al 31 de diciembre de 2002.

24. ENVIRONMENTAL ADJUSTMENT AND MANAGEMENT PROGRAM (PAMA)

In 1996, under the guidelines of Supreme Decree 024-94-EM, the Enterprise submitted its environmental impact study to the Directorate General of Environmental Affairs of the Ministry of Energy and Mines. Said study stipulates a series of commitments for the construction, operation and abandonment of the station, but it does not establish amounts or periods for its execution. The compliance with this study is supervised by the Organismo Supervisor de Inversión en Energía - OSINERG.

In year 2002, the Enterprise invested S/. 109,000 (S/. 164,000 in year 2001) in various activities such as construction of gabions in the hillsides between the Villa de Residentes and the engine room of C.H. San Gabán II, environmental monitoring of Bellavista and Taparachi thermal stations, river San Gabán water analysis, among others.

25. RISK CONCENTRATION

The Enterprise's activities may expose it to financial risks related to the effects of the variations in foreign exchange rate. The Enterprise's program for the administration of risk is focused on the financial market unpredictability and tries to minimize the potential effects in its financial behavior:

(i) Currency risk

Eighty-seven percent of the Enterprise's assets are stated mainly in foreign currency (US\$ and Japanese Yens), consequently it is exposed to variation in the exchange rate. Management has decided to accept the currency risk position. Therefore it has not conducted operations with financial derivatives for its hedging.

(ii) Interest Rate Risk

The Enterprise's income and operating cash flows are substantially independent from the changes in the market interest rate. The Enterprise holds significant assets in term

deposits representing approximately 40% of its current assets; they accrue interest at fixed rates. The Enterprise's policy is to maintain the integrity of the loans at rates previously established in the loans agreements.

(iii) Liquidity risk

The Enterprise has an adequate level of liquidity, which is supported by a significant balance of cash and banks, which represents 56% of its current assets. This cash availability allows the Enterprise to face short-term commitments and current debt service. However, since there exist a possibility of a considerable cash outflow due to capital withdrawal or debt advances, there could be problems when paying current liabilities.

26. INTERNATIONAL ACCOUNTING STANDARDS

By means of Resolution 028-2002-EF/93.01 issued by Contaduría Pública de la Nación (National Accounting Office), and published on December 3, 2002, modifications to various International Accounting Standards were approved and will come into effect according to this resolution. The IAS's which were modified are:

- IAS 12 (revised in 2000):
Income Taxes
- IAS 19 (revised in 2000):
Employee Benefits
- IAS 39 (revised in 2000):
Financial Instruments: Recognition and Measurement

Modifications to IAS 12 and IAS 19 will be applied in financial statements beginning on or after January 1, 2003; except for modification of IAS 39, which will be applied in financial statements beginning on or after January 1, 2004 and optionally on January 1, 2003.

The Enterprise's management has evaluated the application of such standards and found no material effect on the financial statements as of December 31, 2002.



24. PROGRAMA DE ADECUACIÓN AL MEDIO AMBIENTE

En 1996, siguiendo los lineamientos del D.S. N° 024-94-EM, la Empresa sustentó su estudio de impacto ambiental ante la Dirección General de Asuntos Ambientales del Ministerio de Energía y Minas. Dicho estudio estipula una serie de compromisos en la construcción, operación y abandono de la Central, pero no fijan monto, ni plazo para su ejecución. Su cumplimiento es supervisado por el Organismo Supervisor de Inversión en Energía – OSINERG.

En el año 2002, la Empresa invirtió S/. 109 000 (S/. 164 000 en el año 2001) en actividades diversas como construcción de gaviones en las laderas de los cerros entre la Villa de Residentes y la Casa de Máquinas de la C.H. San Gabán II, el monitoreo ambiental de las centrales Térmicas de Bellavista y Taparachi, el análisis de agua del río San Gabán, entre otras.

25. CONCENTRACIÓN DE RIESGOS

Las actividades de la Empresa la exponen a una variedad de riesgos financieros, que incluyen principalmente los efectos de las variaciones en los tipos de cambio de moneda extranjera. El programa de administración de riesgos de la Empresa se centra en lo impredecible de los mercados financieros y trata de minimizar los potenciales efectos adversos en su desempeño financiero:

(i) Riesgo de tipo de cambio

El 87% de los pasivos de la Empresa son mantenidos principalmente en moneda extranjera (US\$ y yenes japoneses), encontrándose expuesta al riesgo de fluctuaciones en los tipos de cambio. La gerencia de la Empresa ha decidido aceptar el riesgo cambiario de la posición en moneda extranjera, por lo que no ha realizado operaciones con productos derivados para su cobertura.

(ii) Riesgo de tasa de interés

Los ingresos y los flujos de caja operativos de la Empresa son sustancialmente independientes de los cambios en las tasas de interés del mercado. La Empresa mantiene activos significativos en depósitos a plazo que representan apro-

ximadamente el 40% de sus activos corrientes; y que devengan intereses a tasas fijas. La política de la Empresa es mantener la totalidad de sus préstamos con tasas previamente establecidas en los convenios de préstamos.

(iii) Riesgo de liquidez

La Empresa mantiene un adecuado nivel de liquidez sustentado en un importante saldo en caja y bancos que representa el 56% de sus activos corrientes. Esta disponibilidad de efectivo le permite hacer frente a sus compromisos de corto plazo y al servicio de deuda corriente. No obstante, ante la posibilidad de una salida importante de flujos de efectivo por desaportes de capital o pagos adelantados de deuda, podrían presentarse problemas en el pago de sus pasivos corrientes.

26. NORMAS INTERNACIONALES DE CONTABILIDAD

Mediante Resolución N° 028-2002-EF/93.01 de la Contaduría Pública de la Nación, publicada el 3 de diciembre de 2002, se oficializó en el Perú modificaciones a diversas Normas Internacionales de Contabilidad cuyas vigencias se inician de acuerdo a lo indicado en dicha Resolución. A continuación detallamos las modificaciones a las normas siguientes:

- NIC 12 (modificada en 2000) : Impuesto a la Renta
- NIC 19 (modificada en 2000): Beneficios a los Trabajadores
- NIC 39 (modificada en 2000) : Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición

La NIC 12 y la NIC 19 rigen para los estados financieros que comienzan a partir del 1 de enero de 2003; excepto las modificaciones de la NIC 39 que regirán para los estados financieros que comienzan a partir del 1 de enero de 2004, y optativamente a partir del 1 de enero de 2003.

La gerencia de la Empresa ha evaluado la aplicación de dichas Normas, no habiendo identificado efecto alguno sobre los estados financieros al 31 de diciembre de 2002.





Vista panorámica de la Bocatoma, Embalse y Oficina Administrativa, CHSGB II
General view of In-let, Reservoir and Administrative Office, SGB II PS