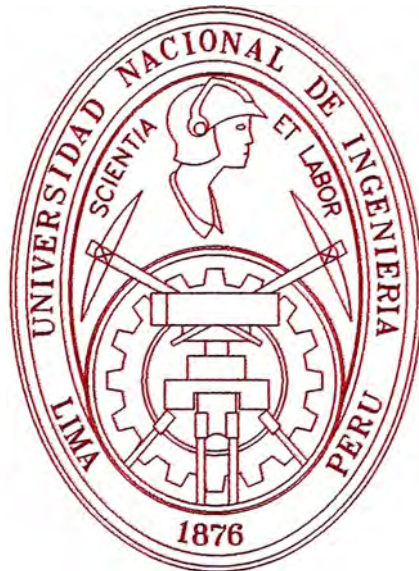


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA



**“IMPACTO DEL GAS NATURAL EN UNA EMPRESA
DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA”**

INFORME DE SUFICIENCIA

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

JESÚS ALEXIS PEÑA VIVANCO

PROMOCION 1999-II

LIMA-PERU

2006

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a Dios,
por darme tantas oportunidades de crecer cada día
y ponerme en el camino a personas que me ayudan a recorrerlo.

A mis señores padres:

Don Walter Rolando Peña Peña y
Doña Dora Vivanco Santa Cruz de Peña,
por sus consejos y acciones que me empujan a alcanzar mis metas.

A mis hermanas: Tatiana, Pamela y Thelma,
por su cariño y estar presente siempre que las necesito.

A todas aquellas personas
que a lo largo de mi vida me enseñaron que
no hay nada más importante que creer en tus sueños y hacerlos realidad.

Toda la oscuridad del mundo no puede apagar la luz de una simple vela.

SAN FRANCISCO DE ASIS

*El mayor placer de la vida es hacer lo que la gente te dice que no puedes
hacer.*

WALTER BAGEHOT

Tú eres lo que tu deseo más profundo es. Como es tu deseo, es tu intención.

Como es tu intención, es tu voluntad. Como es tu voluntad, son tus actos.

Como son tus actos, es tu destino.

DEEPARK CHOPRA

TABLA DE CONTENIDOS

TABLA DE CONTENIDOS	v
PRÓLOGO	1
CAPÍTULO 1	4
INTRODUCCIÓN	4
CAPÍTULO 2	7
DESCRIPCIÓN DEL MERCADO DE LUZ DEL SUR S.A.A.	7
2.1 Sector eléctrico	7
2.1.1 Estructura del sector eléctrico	7
2.1.2 Ausencia de restricciones	10
2.1.3 Autorización	10
2.1.4 Concesión	11
2.2 Actividad de generación	13
2.2.1 Generación termoeléctrica	13
2.2.2 Generación hidroeléctrica	14
2.3 Actividad de transmisión	15
2.3.1 Sistema Principal de Transmisión	16
2.3.2 Sistema Secundario de Transmisión	16
2.4 Actividad de distribución	17
2.4.1 Clientes regulados	18
2.4.2 Clientes libres	19
2.5 Operación económica del sistema	21
2.5.1 Comité de Operación Económica del Sistema (COES)	22
2.5.2 Programación operativa del sistema	23
2.5.3 Transferencias de potencia y energía entre generadores	25
2.6 Comercialización de electricidad	26
2.6.1 Régimen de precios	26
2.6.2 Ventas libres	27
2.6.3 Ventas reguladas	28
2.7 Régimen de contratación	30
2.7.1 Contratación con clientes libres	30
2.7.2 Contratación con clientes regulados	31
2.7.3 Contratación entre generadores y distribuidores	31
2.7.4 Contratación entre generadores al interior del COES	32

2.8	Régimen de control	33
2.8.1	Osinerg	33
2.8.2	Indecopi	34
2.9	Control de concentraciones	34
2.9.1	Concentraciones horizontales	36
2.9.2	Concentraciones verticales	36
2.9.3	Supuestos de excepción	37
2.10	Luz del Sur	37
2.10.1	Reseña histórica	37
2.10.2	Objeto social	39
2.10.3	Misión	39
2.10.4	Valores	40
2.10.5	Organigrama	41
2.10.6	Accionistas	41
2.10.7	Zona de Concesión	42
2.10.8	Inversiones	43
2.10.9	Gestión comercial	44
2.10.10	Informática y telecomunicaciones	45
2.10.11	Gestión Técnica	46
2.10.12	Recursos Humanos	48
2.10.13	Prevención de Riesgos	49
2.10.14	Medio Ambiente	51
2.10.15	Integración a la comunidad	52
CAPÍTULO 3		55
DESCRIPCIÓN DEL MERCADO DE GAS NATURAL		55
3.1	Proceso de llegada del gas natural a Lima	58
3.1.1	La cadena del Gas Natural	58
3.1.2	Cálidda	59
3.1.2.1	Respaldo	59
3.1.3	SUEZ Energy Internacional	60
3.1.3.1	SUEZ Energy Internacional en cifras en el mundo	60
3.1.4	SUEZ	61
3.1.4.1	SUEZ en cifras a nivel mundial	61
3.1.5	Misión de Cálidda	62
3.1.6	Valores	63
3.1.7	Política y Compromiso	64
3.1.8	Responsabilidad Social	65
3.1.9	Medio Ambiente	65
3.1.10	Etapa de construcción	66
3.1.11	Demanda	66
3.1.12	Plan de desarrollo	68

3.2	Segmento residencial y comercial	70
3.2.1	Plan de ingreso a zonas	71
3.2.2	Diseño de la instalación interna	72
3.2.3	Equipos de consumo	73
3.2.4	Clientes Residenciales	73
3.2.5	Principales hallazgos en campo	74
3.3	Segmento Industrial	75
3.3.1	Clientes Industriales	76
3.3.2	Resultados	77
3.3.3	Principales hallazgos en campo	77
3.4	Segmento estaciones de servicios	78
3.4.1	Resultados	78
CAPÍTULO 4		80
CLIENTES CONECTADOS A LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL		80
4.1	La era Cálida	81
4.2	La red de ductos de Gas Natural en Luz del Sur	83
4.3	Plan de desarrollo general	84
4.3.1	Plan de desarrollo 2004-2005: Clientes Industriales	85
4.3.2	Inversiones Previstas por la empresa Cálida entre agosto de 2005 y julio de 2006: Clientes Industriales y GNV	86
4.3.3	Plan de desarrollo 2004-2005: Clientes Residenciales y Comerciales	89
4.3.4	Inversiones Previstas por la empresa Cálida entre agosto de 2005 y julio de 2006: Clientes Residenciales y Comerciales	90
4.4	Situación del Segmento Industrial	92
4.4.1	Marco Legal del Segmento Industrial	94
4.5	Garantía a los Proyectos de Red Principal	95
4.6	Consumo de Gas Natural en el Sector Eléctrico de enero de 2004 a diciembre de 2005	97
4.7	Distribución de Gas Natural a diciembre de 2005	99

CAPÍTULO 5	103
CLIENTES POTENCIALES QUE OPTARÍAN POR GAS NATURAL	103
5.1 Plan de Desarrollo Comercial del Gas Natural	103
5.2 Demanda Estimada	105
5.2.1 Proyección de Demanda de los Segmentos Residencial y Comercial	105
5.2.1.1 Conexión de Clientes	105
5.2.1.2 Consumos Unitarios	110
5.2.2 Proyección de Demanda del Segmento Industrial	115
5.2.3 Gas Natural Vehicular (GNV)	117
5.2.4 Proyección de Demanda	117
CAPÍTULO 6	121
IMPACTO DE LA TRANSFERENCIA DE ENERGÍA EN LUZ DEL SUR S.A.A.	121
6.1. Sector Electricidad	121
6.1.1 Producción de energía eléctrica	122
6.1.2 Capacidad instalada de generación	128
6.1.3 Líneas de transmisión	128
6.1.4 Máxima demanda	128
6.1.5 Precios en Barra y Costos Marginales	129
6.1.6 Ventas de energía	130
6.1.6.1 Venta mensual de energía eléctrica por actividad económica en distribución (GWh)	134
6.1.7 Facturación de Energía Eléctrica a Cliente Final	136
6.1.8 Precio Medio de Energía Eléctrica	138
6.1.8.1 Mercado Regulado	138
6.1.8.2 Mercado Libre	140
6.1.9 Inversiones	141
6.1.10 Mejoras Normativas	141
6.2. Sector Hidrocarburos	143
6.2.1 Producción de Hidrocarburos líquidos	143
6.2.2 Producción de gas natural	147
6.2.3 Hidrocarburos: Expectativas para el 2005	150
6.3. Hechos de importancia en el entorno internacional y nacional	154
6.3.1 Sector Externo	154
6.3.2 Sector Interno	155
6.4. Impacto en Luz del Sur S.A.A.	156
6.4.1 Actividad de Distribución por Opción Tarifaria	158

6.4.2	Compra de Energía Eléctrica	162
6.4.3	Venta mensual de energía eléctrica de Luz del Sur a cliente final - por tipo de mercado (GWh)	166
6.4.4	Venta mensual de energía eléctrica de Luz del Sur a cliente final - por nivel de tensión	171
6.4.3.1	Mercado libre (GWh)	171
6.4.3.2	Mercado regulado (GWh)	173
CONCLUSIONES		175
BIBLIOGRAFÍA		182
APÉNDICE		184

PRÓLOGO

El presente informe muestra la situación actual de la distribución del Gas Natural de Camisea en Lima y Callao, así como el impacto que produce su ingreso al mercado en relación a una empresa concesionaria de distribución de energía eléctrica. Así mismo, comprende el análisis de la demanda y la oferta de energía eléctrica en la zona de concesión de la empresa de distribución que se ha tomado como materia de estudio para este caso: Luz del Sur S.A.A.

En primer lugar se establece la situación del mercado eléctrico a finales del año 2005, concluyendo con la descripción específica de la empresa Luz del Sur S.A.A. Luego, se detalla el proceso de llegada del Gas Natural a Lima a través de la empresa Gas Natural de Lima y Callao S.R.L. (GNLC), que posteriormente pasó a denominarse Cálidda.

De igual forma, este trabajo pone de manifiesto la demanda proyectada del Gas Natural en Lima, a través de datos extraídos del Estudio Tarifario

para la Distribución de Gas Natural en Lima y Callao (Informe final de la empresa Gas Natural de Lima y Callao S.R.L. en febrero de 2004), el cual confirma que dicho crecimiento se va a mantener en el tiempo.

Otro de los aspectos relevantes del presente informe es que el uso de energía a base de Gas Natural mejorará la competitividad de la industria peruana y el estándar de vida. En relación al contexto energético en Sudamérica, utilizar Gas Natural es un requisito en la industria peruana para poder mantener su competitividad a largo plazo y participar en procesos de integración de manera equitativa.

En la introducción (primer capítulo) se describen los antecedentes, la justificación y los objetivos del informe.

En el segundo capítulo se hace una descripción de la situación actual del mercado eléctrico y de la empresa de distribución de energía eléctrica en la zona sur de Lima y balnearios, Luz del Sur S.A.A.

En el tercer capítulo, de igual forma, se describe la situación actual y la expansión de la empresa de distribución de Gas Natural de Lima y Callao, Cálidda.

En el cuarto capítulo se muestra el comportamiento de la demanda del Gas Natural en Lima y Callao desde el inicio de su operación a través de la

empresa Cálidda. Así mismo, se detallan los distritos por los que atraviesa la red troncal del ducto del Gas de Camisea dentro de la zona de concesión de Luz del Sur S.A.A.

En el quinto capítulo se menciona el Plan de Desarrollo Comercial del Gas Natural y la demanda estimada para los próximos años.

En el sexto capítulo se describe el impacto del Gas Natural en la empresa de distribución de energía eléctrica, así como el análisis de los principales indicadores como resultado de dicha evaluación.

Finalmente, en las conclusiones se especifican los beneficios económicos que produce la llegada del Gas Natural, lo que incrementará la competitividad de la industria peruana.

INTRODUCCIÓN

Después de 24 años del descubrimiento del yacimiento de Gas Natural de Camisea, hoy su disponibilidad es una realidad palpable en la capital, además de ser en el mundo de los combustibles el más barato, también es el más limpio.

La importancia del ingreso del Gas Natural les permite una independencia energética a las empresas para elegir la fuente que más les conviene, debido a la diversificación de energías.

Los principales sectores beneficiados son el productivo, transporte, vivienda, eléctrico e industrial. Por su parte, el consumidor accede a menores precios de energía y el impacto social y ambiental es menor por el uso de un combustible más limpio.

El gobierno a través del Ministerio de la Producción (PRODUCE) promueve el consumo del gas, creando las condiciones necesarias dentro

del marco legal, brindando apoyo institucional, incluyendo un soporte tecnológico sostenido y regulando aspectos tributarios y financieros.

Debido a la importancia que significa el uso de Gas Natural de Camisea en el desarrollo del país resulta necesario realizar trabajos que evalúen las ventajas y desventajas de su utilización, en este caso en la distribución de energía eléctrica.

El presente informe busca convertirse en una herramienta de referencia a empresas, profesionales y alumnos interesados en conocer el impacto de la participación del Gas Natural en especial del gas de Camisea en la distribución de energía eléctrica.

Para tal fin se evaluó información oficial de las empresas de distribución tanto del sector eléctrico y del Gas Natural a fines del 2005. Así mismo, se consultó información de libros, seminarios y conferencias sobre estos temas.

De igual forma se realizó una comparación de la situación de la empresa de distribución de energía eléctrica, antes y después del ingreso del Gas Natural en el mercado energético, estableciendo cuáles son los principales factores energéticos y económicos que se ven afectados y como estos variarán en un futuro inmediato.

Sobre la base de los resultados encontrados se evalúan las ventajas y desventajas que significa el ingreso del gas de Camisea, tanto en la

empresa de distribución de energía eléctrica como en el usuario final, a través de la reducción de costos de operación por la compra de una energía a un menor costo.

CAPÍTULO 2

DESCRIPCIÓN DEL MERCADO DE LUZ DEL SUR S.A.A.

2.1 Sector eléctrico

Hasta la década de 1990, la comercialización de electricidad en el Perú encontraba sometida a un régimen monopólico bajo el cual el Estado desempeñaba un papel gravitante y en el que la inversión privada se circunscribía a jugar un rol de menor importancia.

La antigua Ley General de Electricidad, aprobada en el año 1982, declaraba expresamente el abastecimiento regular de energía para uso de colectividad como una actividad de servicio público propia del Estado, le debía ser prestada a través de Electroperú, una empresa de capital 10% estatal, creada con el único propósito de gestionar la actividad empresarial del Estado en el sector eléctrico nacional.

Bajo el antiguo marco regulatorio del sector eléctrico, la Ley General de Electricidad preveía, de manera excepcional, el otorgamiento de

concesiones a favor de particulares para dedicarse, bajo contrato con Electroperú, a la generación y transmisión de electricidad para su venta bloque a unidades productivas, o eventualmente, a empresas estatales de servicio público de electricidad.

Se trataba de un sector económico donde la participación del sector privado resultaba sumamente reducida, en cuanto el Estado acaparaba, por medio de Electroperú y sus filiales, un cúmulo de actividades propias del sector, reduciendo de manera absoluta el acceso de los particulares al mercado, salvo que se otorgase excepcionalmente una concesión.

Esta decidida intervención empresarial del Estado en el sector eléctrico obedecía a la equívoca convicción existente en aquel entonces de que el Estado y sus empresas eran los agentes económicos más indicados para prestar servicios de manifiesto interés nacional y necesidad pública. Sin embargo, en el marco de un proceso de privatización iniciado a comienzos de los años noventa, esta convicción se dejó de lado (por el bien de nuestra economía) y se abrió paso una nueva política de liberalización del sector eléctrico, que facilitaba la apertura del mercado a capitales privados en aquellas actividades que podían realizarse en condiciones de competencia.

2.1.1 Estructura del sector eléctrico

El mercado eléctrico peruano está regulado en la actualidad por la Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, publicada el 19 de diciembre de 1992 (en adelante la LCE), por su Reglamento aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM, publicado el 25 de febrero de 1993 (el Reglamento de la LCE), y demás normas modificatorias, derogatorias y complementarias. Uno de los principales aciertos del actual régimen normativo que regula el sector eléctrico en el Perú es el haber separado las actividades que pueden efectuarse en un régimen de competencia, de aquellas cuyo acceso al mercado se encuentra restringido por razones técnico económicas y que por tanto no admiten el libre ingreso de particulares al mercado.

Esta separación permitió identificar tres tipos de actividades según su naturaleza: la generación, la transmisión y la distribución de electricidad. No todas pueden prestarse en condiciones de competencia, por ello resulta necesario analizar cada una para entender por qué hay restricciones de acceso al mercado y por qué el Estado condiciona el acceso, en algunos casos, a la previa obtención de autorizaciones y concesiones, dejando otros en absoluta libertad sin requerir de título habilitante alguno.

2.1.2 Ausencia de restricciones

Nuestro régimen regulatorio reconoce expresamente en el artículo 7° de la LCE que las actividades de generación, transmisión y distribución que no requieran de concesión ni autorización, podrán llevarse a cabo libremente por cualquier persona, natural o jurídica, nacional o extranjera, cumpliendo con las normas técnicas y disposiciones de conservación del medio ambiente y del Patrimonio Cultural de la Nación.

2.1.3 Autorización

No obstante, en determinados casos la LCE condiciona el ingreso al mercado a la obtención previa de una autorización, que constituye un título habilitante de carácter reglado con el cual se puede acceder al mercado sin estar sujeto a discrecionalidad alguna por parte de la Administración.

En tal sentido, el otorgamiento de la autorización es automático cuando se comprueba el cumplimiento de los requisitos exigidos para ello. Cabe indicar que la falta de pronunciamiento oportuno de la Administración dentro de los plazos legales previstos, se considera silencio administrativo positivo y da lugar al otorgamiento automático de la autorización.

2.1.4 Concesión

De un modo distinto a la autorización, que constituye un acto administrativo reglado y que se otorga indefectiblemente a todo aquel que cumple con los requerimientos legales y reglamentarios previstos, la concesión se presenta como un contrato en el cual la Administración tiene cierta dosis de discrecionalidad.

La concesión en el sector eléctrico puede ser temporal o definitiva, según haga falta para la realización de estudios o el desarrollo de proyectos de construcción y operación. La concesión temporal permite utilizar bienes de uso público por el plazo de dos años (renovables una sola vez) y da derecho a obtener la imposición de servidumbres para estudiar las centrales de generación, subestaciones y líneas de transmisión; mientras que la concesión definitiva permite usar bienes de uso público y da derecho a la imposición de servidumbres para la construcción y operación de centrales de generación y obras conexas, subestaciones y líneas de transmisión, así como redes y subestaciones de distribución.

Como en el caso de las autorizaciones, las concesiones son otorgadas una vez que la Administración verifica el cumplimiento de los requerimientos legales y reglamentarios para ello, y la falta de pronunciamiento oportuno de la Administración dentro de los plazos legales previstos está sujeta a silencio

administrativo positivo, lo cual genera el otorgamiento automático de la concesión.

Pero la diferencia con la autorización estriba en que la concesión tiene carácter contractual y no basta su otorgamiento para la prestación del servicio, sino que es necesaria además la aceptación expresa del concesionario a todos los términos y condiciones del contrato de concesión que elabora la Administración. Sobre el particular, el artículo 29° de la LCE establece que la concesión adquiere carácter contractual cuando el peticionario acepta por escrito la resolución en virtud de la cual se le otorga la concesión y suscribe el contrato correspondiente, manifestando su conformidad con los derechos y obligaciones que se le imponen, condiciones para el ejercicio de la actividad, plazo de inicio y terminación de las obras, servidumbres, zonas de concesión, causales de caducidad, entre otras.

La discrecionalidad de la Administración para el otorgamiento de concesiones en el sector eléctrico no alude necesariamente a la decisión del otorgamiento, sino más bien a los términos y condiciones en que éste se produce.

Nos referimos a continuación a cada una de las actividades que se efectúan en el sector eléctrico y los casos en que el acceso al mercado es irrestricto o se encuentra subordinado a la obtención previa de títulos habilitantes reglados o discrecionales, según la naturaleza de la actividad.

2.2 Actividad de generación

La electricidad es una fuente secundaria de energía que necesita de una fuente primaria para su generación. Dicha generación puede ser hidráulica, térmica, geotérmica, eólica, nuclear o solar. No todas estas formas son comunes en el Perú. Sin embargo, cualquiera sea la fuente o recurso utilizado para la generación, el sector privado puede desarrollada libremente en condiciones de competencia.

Efectivamente, el acceso al mercado de generación de electricidad se encuentra liberalizado y no está sometido a la discrecionalidad del Estado para determinar el número de agentes económicos que pueden ingresar a él. Cualquiera que cumpla con los requerimientos legales y reglamentarios puede realizar en el Perú actividades de generación, mediante cualquiera de las formas legalmente previstas. Veamos seguidamente dos de las formas de generación más comunes en el Perú.

2.2.1 Generación termoeléctrica

La generación de electricidad con recursos térmicos se produce mediante la combustión de petróleo, Gas Natural o carbón. Puede ser desarrollada libremente por cualquier persona natural o jurídica, nacional o extranjera, y solamente se exige una autorización previa cuando la capacidad de potencia

instalada supera los 500 kilovatios. Cuando es inferior no es necesario título habilitante alguno.

El requerimiento de la autorización para la generación térmica responde a que el Estado considera conveniente supervisar previamente el cumplimiento de los requisitos legales y reglamentarios para llevar a cabo la actividad, solamente cuando la capacidad de potencia instalada es apreciablemente importante.

Para los casos en que dicha potencia es inferior a 500 kilovatios, el Estado se reserva sus funciones de fiscalización con carácter ex post.

2.2.2 Generación hidroeléctrica

La generación de electricidad con recursos hídricos se produce mediante fuerzas generadas por caudales de agua. Cualquier persona natural o jurídica, nacional o extranjera, en condiciones de competencia, puede desarrollar libremente esa actividad. Para ello no se exige título habilitante alguno de acceso al mercado cuando la potencia instalada de la central hidroeléctrica no supera los 500 kilovatios. Sin embargo, cuando sobrepasa dicha potencia, se encuentra sujeta al otorgamiento previo de una autorización; y si alcanza más de 10 000 kilovatios, al otorgamiento previo de una concesión.

En este último caso es importante precisar que el requerimiento de la concesión para la generación con recursos hídricos no obedece a una restricción de acceso al mercado, sino más bien a una restricción por el uso de los recursos naturales que, como el agua, forman parte del dominio público del Estado y solo pueden otorgarse en concesión para su explotación económica, conforme al artículo 66° de nuestra Constitución.

En los casos en que la generación no supera los 10 000 kilovatios, el Estado ha estimado que basta supervisar el uso del agua mediante el otorgamiento previo de una autorización.

2.3 Actividad de transmisión

La actividad de transmisión consiste en la conducción de energía mediante una red de postes y cables de alta y media tensión, desde las centrales de generación hacia las subestaciones de distribución o hacia determinados consumidores finales.

De modo distinto a las actividades de generación que se prestan en un régimen de competencia, el acceso al mercado para la transmisión de electricidad se encuentra limitado y sujeto a la obtención previa de una concesión, cuando las instalaciones afectan bienes del Estado o requieren de la imposición de servidumbres por parte de este, lo cual ocurre casi siempre.

En tales casos, el acceso al mercado está restringido porque la concurrencia de operadores de redes de transmisión no se justifica económicamente. No se considera económicamente viable duplicar sistemas de transmisión en una misma zona geográfica, cuando un solo operador puede prestar el servicio satisfactoriamente de acuerdo a los términos de una concesión. Por ello el Estado pone en concesión el acceso al mercado de carácter monopólico.

No obstante la índole monopólica de la actividad, la transmisión puede ejecutarse a través de dos sistemas, según el destino de la electricidad: Principal y Secundario, y pueden ser objeto de concesiones independientes.

2.3.1 Sistema Principal de Transmisión

El Sistema Principal de Transmisión es la parte común al conjunto de generadores de un sistema interconectado, que permite el intercambio de electricidad y la libre comercialización de energía eléctrica.

2.3.2 Sistema Secundario de Transmisión

El Sistema Secundario de Transmisión es la parte destinada a transferir electricidad hacia un distribuidor o consumidor final desde el Sistema Principal. También son parte del Sistema Secundario las instalaciones de

transmisión para entregar electricidad desde una central de generación hasta el Sistema Principal.

En otras palabras, las instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión interconectan las centrales de generación y distribución con el Sistema Principal, encontrándose en algunos casos bajo la titularidad de los concesionarios de este último, y en otros casos bajo la titularidad de otros concesionarios, en su mayoría distribuidores y generadores de electricidad.

2.4 Actividad de distribución

La actividad de distribución consiste en el suministro de electricidad a consumidores finales mediante el tendido de una red de postes y cables de media y baja tensión. Esta actividad tampoco puede realizarse en condiciones de competencia, por cuanto su acceso al mercado se encuentra limitado debido a que, como en la transmisión, la duplicidad de redes de distribución en una misma zona geográfica no se justifica económicamente.

Debido a ello, el Estado entrega en concesión las operaciones de distribución cuando están destinadas al Servicio Público de Electricidad y la demanda supera los 500 kilovatios. En estos casos el Estado otorga una sola concesión en cada zona geográfica predeterminada y en ésta el servicio de distribución es prestado por un único concesionario en condiciones de

monopolio, quien está obligado a abastecer de electricidad a los consumidores finales del mercado, sean estos libres o regulados.

2.4.1 Clientes regulados

Los clientes regulados son aquellos que forman parte del denominado Servicio Público de Electricidad y cuya demanda no supera los 1 000 kilovatios o el 20% de la demanda máxima de la zona de concesión.

Estos consumidores están obligados a contratar el suministro de electricidad bajo un régimen de precios regulados, acorde con los términos establecidos en el marco regulatorio vigente y sin ninguna capacidad de negociación.

Esta limitación a la capacidad de negociar que impone la LCE se ampara en un afán proteccionista del Estado, el cual considera que la mayoría de los consumidores afectos al Servicio Público de Electricidad no cuenta con la capacidad suficiente para negociar de manera adecuada la contratación del suministro de electricidad que necesitan y, por ende, para conseguir mayores beneficios frente a los abastecedores de la energía, no solo en razón de su demanda, sino también por el manejo de información y la cantidad de esfuerzos y tiempos requeridos para ello.

2.4.2 Clientes libres

Por el contrario, los clientes libres son aquellos cuya demanda es superior a los 1 000 kilovatios o al 20% del área de concesión y por eso se les califica como consumidores especializados que, atendiendo a su capacidad de demanda, se hallarían en una mejor posición de negociación para contratar el suministro de energía eléctrica directamente con generadores o distribuidores que operen en su zona u otras de concesión.

A diferencia de los clientes regulados, en estos casos el Estado considera que la demanda de los consumidores libres supone que pueden poseer un mayor poder de negociación frente al abastecedor, así como la especialización y aptitud necesarias para emplear tiempos y esfuerzos en obtener mejores condiciones frente a los distintos suministradores de electricidad.

Sobre la base de esta libertad contractual, que es exclusiva en el Perú de los clientes libres, no podemos pasar por alto aquí la condición de cliente libre que corresponde a un consumidor de electricidad cuya demanda se encuentra diversificada en distintos puntos de suministro. Basta que un determinado consumidor esté en capacidad de contratar una potencia igual o superior a 1 000 kilovatios para que no se encuentre afecto al Servicio Público de Electricidad y pueda contratar el abastecimiento de electricidad en un régimen de libertad de precios.

No se requiere pues que la potencia y energía contratada deba ser suministrada en un solo punto de entrega. Lo que importa dentro de un régimen de libertad de precios, de acuerdo a la actual legislación, es que el consumidor mantenga contratada una potencia superior a los límites reglamentarios que determinan la afectación al servicio público de electricidad, sin importar los puntos de abastecimiento en que dicha electricidad deba entregarse¹.

Finalmente, cabe apuntar que en algunos países la condición de cliente libre se adquiere por voluntad propia del consumidor, independientemente de su capacidad de consumo. Éste cuenta con la posibilidad de optar por contratar el suministro de electricidad bajo un régimen regulado o bajo uno de libertad de precios, asumiendo él mismo el riesgo de su decisión².

¹ Es importante mencionar que la legislación peruana no exige que los límites de potencia establecidos en el artículo 2° del Reglamento de la LCE deban ser sobrepasados en un solo punto de entrega para no estar afectos al servicio público de electricidad. Por el contrario, el Decreto Supremo N° 17-2000-EM, que aprueba el Reglamento para la Comercialización de Electricidad en un Régimen de Libertad de Precios, reconoce expresamente en su artículo 4° que "para adquirir electricidad, el Cliente puede optar por cualquiera de las siguientes modalidades: a) Compra de la electricidad en el punto de entrega a uno o a varios suministradores. b) Compra de la electricidad en las Barras de Referencia de Generación a uno o a varios suministradores y contratos por el servicio de transporte y/o distribución desde dichas Barras hasta el punto de entrega. c) Cualquier combinación entre las opciones a) y b) que anteceden, de acuerdo a la definición del Punto de Compra o suministro [...]". De esta forma, la referida norma permite la compra de electricidad en la barra de generación, lo cual posibilita que dicha electricidad sea transportada posteriormente, a través de las redes de transmisión y distribución, a distintos puntos de suministro.

² A manera de ejemplo, resulta conveniente referirnos al caso español, en el que, de manera similar al peruano, el artículo 9.2 del Real Decreto Ley 54/1997, del sector eléctrico, establecida que "los consumidores podrán adquirir la energía eléctrica a tarifa regulada o por los procedimientos previstos en la presente Ley cuando se trate de consumidores cualificados". En este sentido, la Disposición Transitoria Decimotercera de la esa misma ley estableció que "a la entrada en vigor de la misma, tendrán la condición de consumidores cualificados aquellos cuyo volumen de consumo anual supere los 15 GWh". Según se aprecia, al igual que en el Perú, en España se distinguía entre consumidores cualificados y no cualificados, para diferenciar a aquellos que se encontraban obligados a contratar el suministro de electricidad a precios regulados, de aquellos que podían contratarlo bajo un régimen de libertad de precios. Sin embargo, mediante Real Decreto Ley 6/2000, se dispuso la total liberalización de los servicios de suministro de electricidad, precisándose que "[a] partir del 1 de enero de 2003, todos los consumidores de energía eléctrica tendrán la consideración de consumidores cualificados". De esta forma, cualquier consumidor en España está facultado para contratar el suministro de electricidad en un régimen de libertad de precios, sin importar su capacidad de consumo de energía.

2.5 Operación económica del sistema

La electricidad es un bien que no se puede almacenar (por lo menos no a bajo costo con la tecnología existente en la actualidad). Por ello, es preciso que toda la electricidad generada sea consumida, pues de lo contrario se pierde. Bajo este precepto, la energía producida en el sistema debe corresponder a la energía demandada por los consumidores. Para esto se requiere la coordinación de los generadores de electricidad, a fin de que el despacho de cada una de las unidades de generación se realice de manera económica y oportuna.

A estos efectos, los titulares de las centrales de generación y de sistemas de transmisión, cuyas instalaciones se encuentran interconectadas, conforman un organismo técnico denominado Comité de Operación Económica del Sistema (COES) con el objetivo de coordinar, al mínimo costo, la operación del sistema interconectado, garantizando así la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.

Ello se logra por la obligatoriedad que tienen todos los generadores de producir energía atendiendo a las instrucciones del COES, y de efectuar las transferencias a los costos marginales que dicho organismo estipula.

2.5.1 Comité de Operación Económica del Sistema (COES)

El COES es una persona jurídica de derecho público sin fines de lucro, creada por mandato legal contenido en el artículo 39° de la LCE.

Originariamente, el primer COES se fundó en el año 1993, agrupando a las empresas de generación y transmisión del Sistema Interconectado Centro Norte (COES-SICN); mientras que en el año 1995 se fundó el segundo COES para agrupar a las empresas de generación y transmisión del Sistema Interconectado Sur (COES-Sur).

Tras la integración de los sistemas SICN y Sur en un único Sistema Interconectado Nacional (SINAC), en octubre del año 2000, surgió el COES-SINAC como el organismo técnico responsable de coordinar la operación económica del sistema nacional a través del cual se abastece de electricidad a más del 70% de la población del país.

El COES-SINAC está integrado por todos los generadores de electricidad cuya potencia efectiva supera al 1% del SINAC - y que comercializan más del 15% de su energía producida - o por aquellos generadores que asociados superen dichos límites, así como por los concesionarios del Sistema Principal de Transmisión.

Actualmente el COES-SINAC es el responsable de planificar la operación del sistema interconectado, controlar el cumplimiento de los programas de operación y mantenimiento de las instalaciones, y calcular los costos marginales de corto plazo (precios spot).

También es el encargado de determinar la potencia y energía firme de cada una de las unidades de generación y garantizar a los integrantes del COES la compra o venta de su energía, cuando por necesidades de operación económica del sistema se requiera la paralización o funcionamiento de sus unidades fuera de la programación, así como la venta de toda la potencia contratada de los generadores a precios regulados.

2.5.2 Programación operativa del sistema

De manera general y enunciativa, se puede afirmar que una de las principales funciones del COES consiste en programar una escala de generación de electricidad de acuerdo a los costos y al rendimiento de cada una de las centrales de generación integrantes del SINAC, de forma tal que el costo de operación en conjunto de todas las centrales sea el menor posible.

En otras palabras, el COES determina y ordena a los generadores la cantidad y la oportunidad en la que deben generar energía, estableciendo un precio por ésta, que es igual al costo marginal de corto plazo.

Esta función del COES se ve reflejada en la obligación de los generadores de despachar energía eléctrica al sistema en el momento en que el COES lo indique, obedeciendo a la programación elaborada por éste para optimizar el despacho de energía. De este modo se garantiza que la energía con la que se abastece al sistema es generada al menor costo posible a cada momento.

Con este objetivo el COES organiza el despacho de las unidades de generación atendiendo a sus costos variables de generación, poniendo en primer orden de entrada a despacho a las centrales hidroeléctricas, pues el costo del agua es muy cercano a cero; y en orden subsiguiente a las centrales térmicas, según se vayan incrementado sus costos de generación en correspondencia con el costo del combustible utilizado.

Siguiendo ese criterio de eficiencia, el COES establece un orden de prioridad para la entrada a despacho de las centrales de generación más económicas, y a medida que la demanda se va incrementando ingresan otras generadoras, según vayan aumentando también sus costos.

De esta forma, en las horas de menor demanda bastará que se encuentren operando las unidades de generación de menores costos de producción, mientras que en las horas de mayor demanda se requerirá el despacho de unidades cuyos costos sean mayores, salvo que, por distintas

razones, resulte económicamente más conveniente organizar el despacho de energía de una manera diferente.

2.5.3 Transferencias de potencia y energía entre generadores

En un sistema interconectado resulta imposible identificar la electricidad generada, una vez que es inyectada al sistema. Desde el momento mismo en que la electricidad abandona la central de generación e ingresa al Sistema Principal de Transmisión, dicha energía se confunde con la del resto y no se puede determinar su destino.

Por tal razón, toda la electricidad que se produce en un sistema interconectado deja de pertenecer al generador desde el instante de su inyección al sistema y es adquirida por el COES a un precio fijado por este, que representa el costo marginal de corto plazo de la energía.

Así, cuando un generador contrata con un distribuidor o un cliente libre el suministro de su energía, se ve en la necesidad de adquirirla del COES para poder suministrarla. Dicha adquisición se realiza también a costo marginal de corto plazo.

2.6 Comercialización de electricidad

La LCE distingue en su artículo 10° las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad.

Sin embargo, la figura de los comercializadores como personas dedicadas exclusivamente a esta actividad no se encuentra desarrollada en el Perú.

Por el contrario en otros países la venta de energía puede efectuarse directamente por comercializadores, quienes se dedican a comprarla a los generadores y a venderla en el mercado en mejores condiciones que los distribuidores.

En el Perú, la comercialización de la electricidad se realiza únicamente por medio de generadores y distribuidores, quienes venden su energía a clientes libres o regulados, sujetos a las disposiciones que para tal efecto establece la LCE y su Reglamento, y a las disposiciones propias de los contratos de suministro que se suscriben para tal efecto.

2.6.1 Régimen de precios

La comercialización de la electricidad en el Perú está sometida a un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia y a un sistema de precios regulados para aquellos abastecimientos que por su naturaleza lo requieran.

De acuerdo a este precepto, no están sujetos a regulación y son fijados libremente los precios por el suministro prestado: (i) directamente por generadores a clientes libres; (ii) por generadores a distribuidores para abastecer de electricidad a clientes libres; y (iii) por distribuidores a clientes libres.

En cambio, sí están supeditadas a regulación de precios: (i) las transferencias de potencia y energía entre generadores; (ii) las compensaciones a titulares de los Sistemas Principal y Secundario de Transmisión; (iii) las ventas de energía de generadores a concesionarios de distribución destinadas al Servicio Público de Electricidad (clientes regulados); y (iv) las ventas a los usuarios de este último.

2.6.2 Ventas libres

Las ventas que pueden efectuarse en un régimen de libertad de precios y condiciones económicas, se refieren a todas aquellas que tengan como destino de la electricidad a clientes libres. No están sujetas a libertad de precios aquellas dirigidas a clientes regulados.

Un cliente libre puede optar por comprar la energía a precio regulado o negociar un precio distinto directamente con el distribuidor. También podría negociar el precio con un generador y que sea éste quien le venda directamente la electricidad que necesita.

A estos efectos, es importante notar que nuestra LCE impone en sus artículos 33° y 34° literal d) una obligación de cargo de los concesionarios de permitir el libre acceso a las redes de transmisión y distribución, para que estas puedan ser utilizadas por terceros a cambio de una tarifa regulada.

Así, cualquier generador puede usar las redes de transmisión y distribución para hacer llegar a un cliente libre la energía contratada por éste.

Así mismo, un distribuidor puede comprar energía de los generadores bajo un régimen de libertad de precios, siempre que ésta sea para suministrar a clientes libres que hubiesen contratado el abastecimiento directamente con el distribuidor, bajo un régimen de libertad de precios.

2.6.3 Ventas reguladas

Las ventas de electricidad destinadas a clientes regulados forman parte del Servicio Público de Electricidad y están sujetas a un régimen de precios que no permite su negociación. Todas estas ventas se realizan generalmente mediante distribuidores y los clientes regulados no cuentan con la posibilidad de contratar directamente el abastecimiento con otros suministradores³.

³ Sobre este particular, es preciso notar que la LCE o su Reglamento no prohíben expresamente la contratación del suministro de electricidad de clientes regulados, directamente con generadores. La regulación de la prestación del servicio público de electricidad contenida en la LCE y su Reglamento tampoco contempla tal posibilidad y, por

La LCE establece un régimen de precios regulados no solo para las ventas que efectúan los distribuidores al Servicio Público de Electricidad, sino también para las que realizan los generadores a los distribuidores cuando el suministro contratado se destina a abastecer al Servicio Público de Electricidad.

Evidentemente, también se encuentran reguladas las tarifas que cobran los concesionarios de distribución y transmisión a los terceros que utilizan sus redes, pues tratándose de actividades monopólicas no se puede permitir que los concesionarios impongan los precios unilateralmente.

Estas tarifas son fijadas por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (Osinerg), competente también para establecer los precios de venta de energía de generadores a distribuidores cuando va al Servicio Público de Electricidad (Tarifa en Barra), así como las ventas de distribuidores a clientes regulados que integran dicho Servicio (Tarifa en Barra + Valor Agregado de Distribución).

Son también objeto de regulación las transferencias de potencia y energía entre generadores. Estas son comunes en un sistema eléctrico interconectado donde la electricidad retirada del sistema no es identificable

el contrario, establece que cuando un usuario obtiene un suministro de servicio público de electricidad, debe suscribir el correspondiente contrato con el concesionario (artículo 1650 del Reglamento), pudiendo entenderse de ello que las ventas al Servicio Público de Electricidad solo pueden efectuarlas los concesionarios (de distribución), conforme a los contratos Suscritos con los usuarios. No obstante, podría cuestionarse válidamente si un generador se halla en capacidad de contratar el suministro con un cliente regulado, a tarifa regulada.

con la electricidad inyectada al mismo. En este caso, las transferencias se efectúan a costo marginal y corresponde al COES determinar dicho valor.

2.7 Régimen de contratación

La libertad de contratación en el mercado eléctrico también está sujeta a la posibilidad de intervenir en condiciones de competencia.

Solo habrá libertad de contratación para aquellos servicios que puedan ofrecerse libremente en el mercado eléctrico, en concurrencia con otros competidores.

2.7.1 Contratación con clientes libres

La contratación del suministro de electricidad con clientes libres es uno de los casos en los que las partes tienen total libertad para regular los términos y condiciones del abastecimiento, ya sea que éste se contrate directamente con un generador o con un distribuidor. Incluso las condiciones relativas a la calidad del suministro pueden ser objeto de negociación entre las partes, siendo las Normas Técnicas de Calidad de los Servicios Eléctricos aplicables solo supletoriamente a la voluntad de los contratantes.

Sin afectar esta libertad contractual, el artículo 8° de la LCE obliga a las partes contratantes a considerar la separación de los precios de generación acordados de las tarifas por concepto de transmisión y distribución,

precisando además que dichos contratos deben ser de público conocimiento, para lo cual se deberá remitirlos al Osinerg luego de su suscripción.

2.7.2 Contratación con clientes regulados

El abastecimiento de electricidad a clientes regulados es una obligación de cargo de los concesionarios de distribución, quienes no pueden negarse a suministrar electricidad a todo aquel que lo solicite dentro de la zona de concesión correspondiente. La prestación del suministro se encuentra sujeta a una intensa regulación y al cumplimiento de las Normas Técnicas de Calidad de los Servicios Eléctricos.

En estos casos los concesionarios de distribución no tienen libertad de contratación. Tienen que firmar los contratos de suministro con los clientes regulados que así lo soliciten y dichos contratos deben constar en formularios que son aprobados administrativamente.

2.7.3 Contratación entre generadores y distribuidores

La contratación entre generadores y distribuidores de electricidad representa una situación particular. Hoy, siendo la generación una actividad de libre acceso al mercado y que se presta en condiciones de competencia, los generadores poseen absoluta libertad para decidir a quién contratan la energía que despachan y cuánta destinan a cada suministro. Así, no existen

limitaciones a la libertad de contratación de los generadores, salvo en los casos de las ventas a distribuidores destinadas al Servicio Público de Electricidad, las cuales están sometidas a regulación de precios y a las condiciones de suministros previstas reglamentariamente.

Los distribuidores, en cambio, carecen de la libertad de contratación con la que cuentan los generadores. El artículo 34° literal b) de la LCE les impone contratar y mantener contratos vigentes con empresas generadoras que les garanticen su requerimiento total de potencia y energía por los siguientes 24 meses como mínimo, bajo apercibimiento de perder la concesión de distribución. Esta obligación puede generar sin duda grandes problemas para los distribuidores, tomando en cuenta que los generadores no tienen la obligación legal de venderles la energía que las LCE les obliga a contratar⁴.

2.7.4 Contratación entre generadores al interior del COES

Las transferencias de potencia y energía al interior del COES también son objeto de regulación y corresponde a éste determinar los pagos que deben hacer los generadores como consecuencia de la energía generada por ellos y la retirada por sus clientes.

⁴ Es importante indicar que a la fecha de esta edición, la obligación que tienen los distribuidores de mantener contratos vigentes con generadores, conforme al artículo 34° literal b) de la LCE, se hallaba suspendida hasta el 31 de diciembre de 2007, y que se espera un cambio normativo que permita a los distribuidores comprar directamente del sistema, a través del COES, la energía que requieran para abastecer al Servicio Público de Electricidad que no cuente con respaldo contractual.

Dichos pagos se realizan a costo marginal de corto plazo, acorde a los saldos que establezca el COES en función, entre otros factores, de la energía inyectada por cada generador y la retirada por sus clientes, según lo dispuesto en cada uno de sus contratos.

2.8 Régimen de control

La generación, transmisión y distribución de electricidad son actividades que se sujetan a un estricto régimen de control, supervisión y fiscalización a cargo de distintas entidades administrativas, cada una de ellas con funciones y atribuciones diferentes.

2.8.1 Osinerg

Como parte integrante del Sistema Supervisor de la Inversión en Energía, el Osinerg es el organismo fiscalizador de las actividades que desarrollan las empresas eléctricas y del cumplimiento de la normativa del sector eléctrico por toda persona natural o jurídica. Se rige por su ley de creación, Ley N° 26734, así como por las disposiciones contenidas en la Ley Marco de Organismos Reguladores, Ley N° 27332, que le confieren en el ámbito de sus facultades funciones de supervisión, regulación, reglamentación, fiscalización y sanción, y solución de controversias.

En el ejercicio de sus responsabilidades el Osinerg cuenta con plena autonomía administrativa, funcional, técnica, económica y financiera.

2.8.2 Indecopi

El Indecopi también compone el Sistema Supervisor de la Inversión en Energía, a efectos de velar por el desenvolvimiento de las actividades de generación, transmisión y distribución en un régimen de libre competencia.

De hecho, el Indecopi posee facultades específicas en lo que a control de concentraciones en el sector eléctrico se refiere.

2.9 Control de concentraciones

La LCE establece en su artículo 122° un régimen de control de concentraciones en el sector eléctrico, en virtud del cual se dispone que los servicios de generación, de transmisión pertenecientes al Sistema Principal, y de distribución de energía eléctrica, no pueden ser prestados por un mismo titular o por quien ejerza directa o indirectamente el control de éste, salvo las excepciones expresamente previstas en la LCE.

Dicha norma precisa que se encuentran excluidos de dicha prohibición los actos de concentración de tipo vertical u horizontal producidos en las actividades de generación, transmisión y distribución, que no impliquen una

disminución, daño o restricción a la competencia y la libre concurrencia en los mercados de las actividades mencionadas o en los relacionados.

El 18 de abril de 1996 se publicó la Ley N° 26876, Ley Antimonopolios y Antioligopolios del Sector Eléctrico, reglamentada por los Decretos Supremos N° 017 -98-ITINCI y 087 -2002-EF, con el objeto de regular las operaciones de concentración en el sector, para evitar posibles daños a la libre competencia en el mercado.

Esta regulación antimonopolística impone un régimen de autorización previa para las concentraciones verticales y horizontales que se originen en el sector eléctrico, y atribuye a la Comisión de Libre Competencia del Indecopi las facultades de su otorgamiento, con el propósito de evitar actos de concentración que disminuyan, dañen o impidan la competencia y la libre concurrencia en el sector eléctrico⁵.

⁵ Para los efectos de la Ley N° 26876, se entiende por concentración la realización de los siguientes actos: la fusión, la constitución de una empresa en común; la adquisición directa o indirecta del control sobre otras empresas a través de la adquisición de acciones, participaciones o de cualquier otro contrato o figura jurídica que confiere el control directo o indirecto de una empresa, incluyendo la celebración de contratos de asociación -join venture-, asociación en participación o uso en usufructo de acciones y/o participaciones, contratos de gerencia, gestión y sindicación de acciones, o cualquier otro contrato de colaboración empresarial similar, análogo o parecido y de consecuencias similares. Así mismo, la adquisición de activos productivos de cualquier empresa que desarrolle actividades en el sector; o cualquier otro acto, contrato o figura jurídica (incluyendo legados), por virtud del cual se concentren sociedades, asociaciones, acciones, partes sociales, fideicomisos o activos en general, que se realice entre competidores, proveedores, clientes, accionistas o cualesquiera otros agentes económicos.

2.9.1 Concentraciones horizontales

De acuerdo a ello, y conforme al artículo 3 de la Ley N° 26876, debe solicitarse una autorización previa al Indecopi antes de celebrar cualquier acto de concentración que involucre directa o indirectamente a empresas que desarrollan actividades de generación, transmisión y/o distribución de energía eléctrica, las cuales posean, previa o posteriormente al acto que originó la solicitud de autorización, de manera conjunta o separada, un porcentaje igual o mayor al 15% del mercado en los actos de concentración horizontal.

2.9.2 Concentraciones verticales

Así mismo, para el caso de actos de concentración vertical, deberá solicitarse antes una autorización al Indecopi, para aquellos casos que involucren directa o indirectamente a empresas que llevan a cabo actividades de generación, transmisión y/o distribución de energía eléctrica; las cuales posean, previa o posteriormente al acto que motivó la solicitud de autorización, un porcentaje igual o mayor al 5 % de cualquiera de los mercados involucrados.

2.9.3 Supuestos de excepción

Por disposición expresa de la Ley N° 26876, no será necesaria la autorización previa del Indecopi cuando (i) la concentración importe, en un acto o sucesión de actos, la adquisición directa o indirecta de activos productivos de un valor inferior al 5 % del total de los activos productivos de la empresa adquirente, tomando en consideración la influencia y las condiciones de competencia en el mercado; así como cuando (ii) la concentración implique, en un acto o sucesión de actos, la acumulación directa o indirecta por parte del adquirente de menos del 10% del total de las acciones o participaciones con derechos a voto de otra empresa, siempre que el acto de concentración no propicie adjudicarse el control directo o indirecto de la empresa que desarrolla alguna actividad eléctrica.

2.10 Luz del Sur

2.10.1 Reseña histórica

Luz del Sur (antes Edelsur) fue constituida en el Perú como persona jurídica de derecho privado el 01 de enero de 1994. El 18 de agosto de 1994, Ontario Quinta AVV, - actualmente Ontario Quinta S.R.L. - adquirió del Estado Peruano el 60% de las acciones de la Empresa.

En agosto de 1996 la empresa se escindió creándose la actual Luz del Sur, con una duración indeterminada, a la que se le transfirió la concesión de distribución de energía eléctrica, fijó su domicilio en la ciudad de Lima y puede establecer agencias, sucursales y oficinas en cualquier lugar de la República.

La oficina principal se encuentra ubicada en la Av. Canaval y Moreyra N° 380, San Isidro. Su constitución está inscrita en el Registro Mercantil de Lima Ficha N° 131719, asiento 1A. El mismo año se incorporó a dos empresas subsidiarias: la Empresa de Distribución Eléctrica de Cañete (EDECAÑETE S.A.), al adquirir el 100% de su propiedad al Estado Peruano e Inmobiliaria Luz del Sur S.A., en la que Luz del Sur participa en un 99,9%.

En noviembre de 1997 se constituyó en Aruba, Antillas Holandesas, la subsidiaria Luz del Sur International A.V.V., teniendo como objetivo canalizar inversiones en las que participe Luz del Sur.

En setiembre de 1999, el consorcio Peruvian Opportunity Company S.A.C. adquirió el 22,46% de las acciones de la Empresa, en una Oferta Pública de Adquisición realizada en la Bolsa de Valores de Lima. El 01 de abril de 2004 este consorcio llevó a cabo una OPV del 12% de las acciones de la distribuidora de electricidad.

2.10.2 Objeto Social

El objeto de la Sociedad es, en general, dedicarse a las actividades de distribución de energía eléctrica, siendo su Clasificación Industrial Internacional Uniforme - CIIU el 4010-4.

Puede además desarrollar cualesquiera otras actividades vinculadas o derivadas de la utilización, explotación y/o disposición de su infraestructura, recursos, activos, así como las relacionadas con su objeto principal.

Para canalizar su objeto y practicar las actividades vinculadas a él, la Sociedad podrá realizar todos los actos y celebrar todos los contratos que las leyes peruanas permitan a las sociedades anónimas.

2.10.3 Misión

- Vender, transmitir y distribuir energía eléctrica.
- Prestar servicios relacionados a la distribución de energía eléctrica.
- Ser eficiente económicamente, con el objeto de tener una empresa permanente y estable, capaz de generar y atraer los recursos necesarios para las inversiones requeridas.
- Dar satisfacción a sus clientes, tanto en el suministro eléctrico como en la atención y el servicio comercial. **"De existir alternativas, los clientes debieran elegirnos"**.

- Búsqueda frecuente de oportunidades de negocios en áreas afines.

2.10.4 Valores

- Honestidad, respeto mutuo y observancia de los más altos principios éticos en nuestras relaciones con trabajadores, clientes, contratistas y proveedores.
- Seguridad e idoneidad en el desempeño de las labores, cuidando la vida y la salud de las personas, y el buen uso de los recursos que disponemos.
- Honradez, integridad y corrección en nuestro quehacer diario.
- Constancia y perseverancia en el desarrollo de nuestras actividades.
- Trabajo en equipo, que integre al personal con las metas del área y de la Empresa, generando el interés colectivo por los resultados y por lograr un buen clima laboral.
- Iniciativa, creatividad y audacia en la búsqueda y encuentro de nuevos retos, y en la experimentación de nuevos métodos y procedimientos para arribar a soluciones.
- Proteger el medio ambiente, a través del desarrollo energético sostenible.

2.10.5 Organigrama

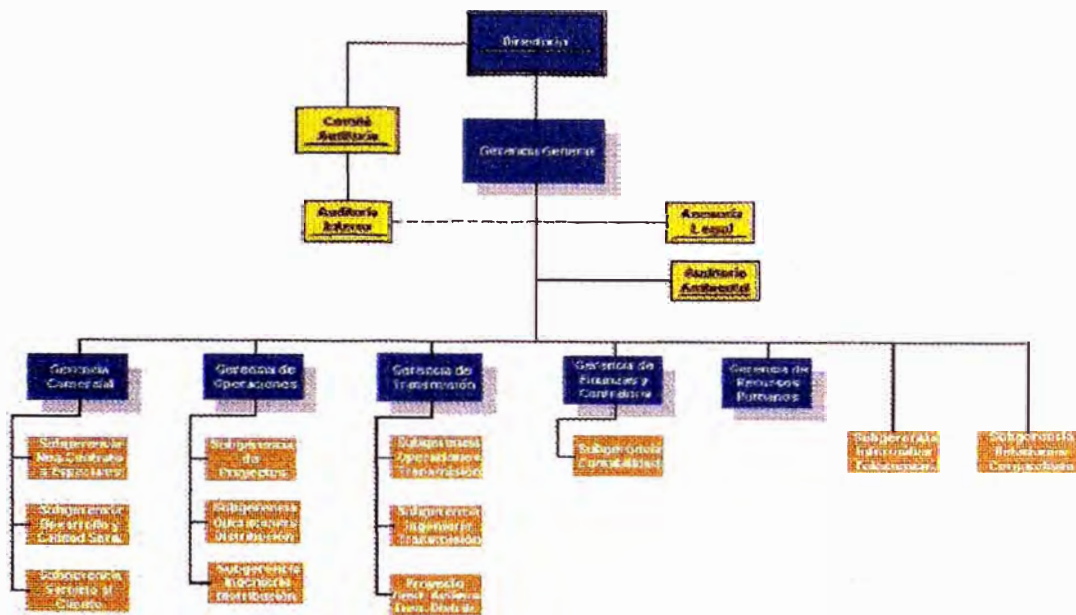


Figura 2.1 Organigrama de Luz del Sur S.A.A.

2.10.6 Accionistas

Al 31 de diciembre de 2005 el accionariado se distribuye como sigue:

1. Ontario Quinta S.R.L.	61,16%
2. Peruvian Opportunity Company S.A.C.	12,79%
3. Energy Business International S.R.L.	1,93%
4. IN - Fondo 2	6,74%
5. HO - Fondo 2	5,20%
6. PR - Fondo 2	2,94%
7. NV - Fondo 2	2,89%
8. RI - Fondo 2	0,54%
9. Fondo Mutuo Credifondo - RV de capital variable	0,15%
10. Vanguard Emerging Markets Stock Index Fund	0,09%
Diversos (más de 51 mil accionistas)	5,57%

TOTAL: 486 951 371 acciones

2.10.7 Zona de Concesión

Luz del Sur tiene una zona de concesión de 3 000 km², que abarca 30 de los más importantes municipios de Lima, los mismos que en conjunto superan los 3,5 millones de habitantes.

Es importante destacar que en esta área, se concentra la más importante actividad comercial, turística y de servicios, además de una significativa parte de las empresas productivas del país.

Considerando la gran disponibilidad de recursos, estas condiciones representan un excelente potencial de desarrollo.

Para atender adecuadamente a más 740 000 clientes, Luz del Sur cuenta con nueve modernas sucursales ubicadas estratégicamente en su zona de concesión, de tal forma que los clientes siempre tengan una cerca.

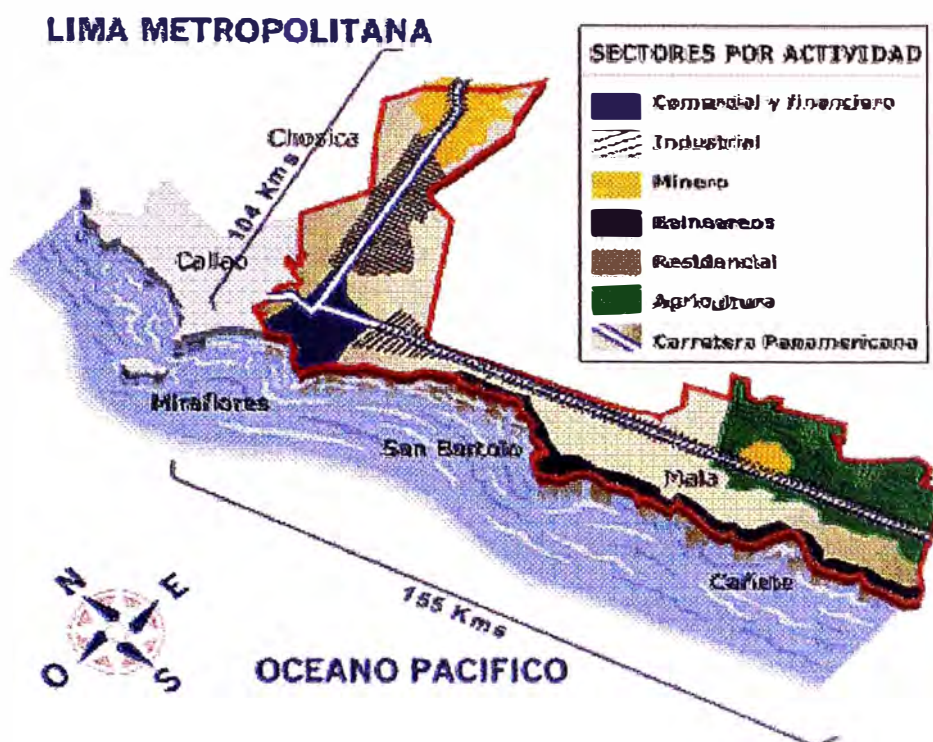


Figura 2.2 Zona de concesión de Luz del Sur S.A.A.

2.10.8 Inversiones

Durante el año 2005 la Empresa invirtió US\$ 36,2 millones, principalmente en el mejoramiento y expansión del sistema eléctrico, y en la modernización y repotenciación del alumbrado público. Así como también en la implementación de nuevas herramientas de informática y telecomunicaciones.

2.10.9 Gestión Comercial

El consumo anual de energía eléctrica de los clientes libres fue de 470,2 GWh, 9,7% superior al año anterior, lo que equivale al 11% de la venta física total de Luz del Sur.

La facturación anual por servicio eléctrico del mercado libre fue de 95,1 millones de soles, importe superior en 14,1% respecto al año 2004, lo que representa el 7,6% de la facturación total de la Empresa.

Se suscribió siete contratos de suministro con clientes libres: Embajada de EE.UU, sede central de Banco Continental, Amanco del Perú S.A., Perú Plast S.A., Tech Pak S.A., Centro Comercial Sur y Western Cotton S.A. Se amplió la vigencia de los contratos con la cervecería Backus & Johnston para su planta en Ate y con la Cervecería del Sur para su planta Maltería Lima.

Se renovó los contratos de los siguientes clientes libres:

- Vidriería 28 de Julio S.A.C.
- Industrial Papelera Atlas S.A.
- Hospital Edgardo Rabagliati M. - ESSALUD
- Empresa Algodonera S.A.
- Derivados del Maíz S.A.
- Cmdo. Adm. Cuartel General del Ejército

Se construyó una moderna oficina comercial de 843m² en el distrito de Chorrillos con el fin de mejorar la calidad de atención a los 78 000 clientes de la zona.

Se incorporó nuevos centro autorizados de recaudación de recibos de Luz del Sur. Es así que los clientes de la Empresa cuentan con 64 establecimientos adicionales donde poder realizar sus pagos.

Se continuó con el mejoramiento sistemático de las operaciones.

2.10.10 Informática y telecomunicaciones

Se implementó módulos de atención en campo usando tecnología inalámbrica, reduciéndose los tiempos de atención y finalización de reclamos.

Se desarrolló un sistema de atención de clientes en sucursales que permite desde un entorno gráfico registrar la ubicación geográfica de los clientes, lo que permite un mejor servicio.

Se puso en marcha un sistema de gestión de interrupciones en el Centro de Control en una plataforma gráfica georeferenciada que facilita la gestión de las operaciones eléctricas.

Se interconectó la nueva SET Ingenieros mediante fibra óptica con las demás dependencias de la Empresa. Del mismo modo, se interconectó las SET'S Balnearios, Neyra, San Juan, Salamanca, Monterrico y Gálvez para implementar sistemas de protección diferencial que aumentan la confiabilidad de la red eléctrica.

Se ejecutó un sistema que permite gestionar los casos de distancia mínima de seguridad.

Se diseñó un módulo de alarmas para una adecuada gestión de las distintas obras ante retrasos operativos.

2.10.11 Gestión Técnica

Durante el 2 005 se mejoró la calidad de alumbrado público. Para ello se amplió el servicio en 17,2 km, destacando entre las 62 obras realizadas: 2,4 km de la Carretera Central (Chaclacayo), cuatro cruces a lo largo de la autopista Ramiro Prialé y la iluminación de los parques Fermín Tangüis y Salvador Allende en el Cercado de Lima. Así mismo, se realizó la mejora de alumbrado público de 55,5 km con lo cual se benefició a 320 vías. Estas obras incrementaron la potencia instalada en 626 kW totalizando 34,3 MW y significaron una inversión cercana al millón de dólares.

Gracias a estas obras Lima es la capital de Sudamérica con mejor iluminación.

La frecuencia de interrupción del sistema y la duración de interrupción de energía se redujeron en 16% y 14%, respectivamente.

Se continuó con el Programa de Reemplazo por Antigüedad, renovándose 9 400 medidores de energía.

Se colocó protecciones de línea y crucetas para reducir el riesgo cuando las distancias de seguridad son vulneradas por predios que no respetan el Reglamento Nacional de Construcción. Se atendió más de 350 casos. Así mismo, se llevó a cabo una campaña informativa dirigida a usuarios y empresas publicitarias y de telecomunicaciones.

Se implementó nuevos enfoques de gestión para optimizar la operación, mantenimiento y reemplazo de los activos eléctricos de transmisión y distribución. Con ello se garantiza la prestación óptima del servicio cumpliendo con los índices de calidad, optimización de costos de mantenimiento y operación de la red, así como preservación de la seguridad del personal y medio ambiente.

Se ejecutó importantes proyectos eléctricos destinados a aumentar la capacidad de transformación y transmisión de la Empresa, además, se

modificó recorridos de redes de 60 kV con el fin de resolver problemas de fajas de servidumbre de líneas de transmisión invadidas por terceros.

Destaca la construcción de la nueva subestación Los Ingenieros (40 MVA), que permitirá atender a grandes clientes industriales de los distritos de Ate - Vitarte y Santa Anita, así como el importante crecimiento del sector y los cambios de recorrido de redes de 60kV en diversos sectores de la ciudad.

Se continuó con el programa de mejoramiento de los sistemas de protección en media tensión. Para ello se desarrolló proyectos con el fin de reducir riesgo de accidentalidad de terceros por contacto con la red y controlar en forma remota las redes de distribución, esto último disminuye los tiempos de interrupción y riesgos de operación y permite un análisis de falla inmediato.

Se implementó el sistema WAP para las cuadrillas de redes. Esto permite una mejor atención de reclamos por falta de servicio con baja tensión.

2.10.12 Recursos Humanos

Durante el 2 005 se revisó y actualizó la Política de Conducta Apropiada en el Negocio (PCAN) que tiene como propósito establecer un conjunto de normas comunes que se aplican a todos los actos y relaciones de trabajo

con los clientes, compañeros, competidores, proveedores, asesores, funcionarios gubernamentales, medios de comunicación, entre otros, con el fin de mantener el compromiso de integridad individual y corporativa.

Se apoyó a las áreas en el cumplimiento de sus metas, capacitando adecuadamente al personal para la mejora de sus competencias y obtención de mayores conocimientos y desarrollo personal. Para lograr estos objetivos se dictó más de 50 000 horas de capacitación.

Se fortaleció la relación trabajador-familia-empresa mediante diversas actividades deportivas, recreativas, educativas y sociales, donde se confraternizó y logró la identificación e integración del trabajador y su familia con la Empresa.

Se brindó prácticas profesionales y pre profesionales a 161 jóvenes de los cuales 148 fueron universitarios y 13 de Institutos Superiores. Así mismo, se brindó capacitación laboral a 23 jóvenes con educación secundaria, que brindan apoyo a los 644 trabajadores que conforman la Empresa.

2.10.13 Prevención de Riesgos

Se siguió una intensiva política de consolidación del concepto de seguridad en el pensamiento, sentimiento, voluntad y acción de cada persona, cualquiera sea su nivel, función o tarea que desempeñe dentro de

la organización, siendo el objetivo final el hacer de la seguridad un estilo de vida dentro y fuera del trabajo.

El Programa Anual de Prevención de Riesgos contó con la participación activa de todos los trabajadores, lográndose controlar oportunamente los actos y condiciones sub estándares que originan eventos indeseados, obteniéndose la meta de cero accidentes graves o fatales en Luz del Sur, contratistas y sub contratistas.

Los índices de frecuencia de accidentes y de severidad constituyen uno de los más bajos del país.

Se continuó la política de fortalecer una actitud positiva del trabajador hacia la prevención de riesgos a través de diversos medios como: paneles publicitarios, afiches, mensajes de seguridad, boletines, concursos y reconocimiento a los trabajadores que destacaron en seguridad.

La capacitación se orientó a lograr el afianzamiento de la seguridad en los lugares de trabajo, para ello se desarrolló 151 eventos con una inversión de 13 652 horas de capacitación.

En materia de salud se dio cumplimiento al Plan de Salud Ocupaciones y No Ocupacional de la Empresa mediante la realización de exámenes

médicos y la entrega y seguimiento de resultados. También se brindó charlas y conferencias sobre salud y bienestar.

2.10.14 Medio Ambiente

Luz del Sur cree firmemente en el trato respetuoso al medio ambiente y tiene la determinación de protegerlo y conservarlo al igual como lo hace con la salud y seguridad de sus trabajadores y clientes. Durante el 2005:

- Se destinó 1,2 millones de dólares en acciones como reciclaje de postes y luminarias, disposición final de residuos, construcción de sistemas de contención en transformadores, pruebas de laboratorio, entre otras cosas.
- Se mantuvo una relación estrecha y proactiva con los diferentes agentes rectores de la política ambiental nacional aportando experiencia a la sociedad a través de conferencias convocadas por el Consejo Nacional de Ambiente (Conam). Así mismo, se mantuvo destacada participación en la legislación ambiental relacionada al manejo de residuos.
- Luz del Sur ha logrado internacionalizarse en trabajos de consultoría de mejora de procesos.

2.10.15 Integración a la Comunidad

Durante el 2005, Luz del Sur continuó con su programa de apoyo a los más necesitados desarrollando diversas labores de bien social, entre ellas destacamos las siguientes:

Conscientes que el futuro de nuestro país está en los niños y adolescentes y que estos no pueden rendir adecuadamente si están mal alimentados es que Luz del Sur brindó desayunos y almuerzos a escolares que estudian en colegios de “Fe y Alegría”, importante institución que brinda educación de calidad a los más necesitados.

Para ayudar a la detección temprana - y por ello el tratamiento a tiempo del cáncer - Luz del Sur auspició el libro “Tratado de Cancerología”, cuyo autor es el reconocido oncólogo Andrés Solidoro para que la Fundación Peruana de Lucha Contra el Cáncer reparta dichos ejemplares a los médicos generales para ayudarlos al diagnóstico oportuno de dicha enfermedad.

Al igual que en años anteriores y en coordinación con la “Asociación Vida Perú” se llevó a cabo la campaña de salud “Luz de Vida”, en la que médicos especialistas en las diversas ramas brindaron atención a los pobladores de los conos sur y este de Lima Metropolitana que ahora tienen acceso a dicho servicio. Vale destacar que en estas jornadas médicas no solo se brinda el diagnóstico sino que también se proporcionan los medicamentos necesarios

para llevar a cabo el tratamiento así como muletas y andadores, de ser el caso.

Luz del Sur continuó con el programa de becas "Oscar Bailetti" en beneficio de jóvenes estudiantes de bajos recursos económicos y rendimiento académico superior, quienes llevan a cabo sus estudios en universidades e institutos tecnológicos. Desde el inicio de este programa, hace cinco años, más de 20 alumnos han concluido con éxito sus estudios superiores.

Además, la Empresa envió a todos sus clientes una didáctica cartilla con consejos de seguridad para prevenir accidentes eléctricos, tanto en el hogar como fuera de él. Igualmente se publicó a avisos en diarios populares para que albañiles y maestros de obra tengan cuidado al manipular sus herramientas de trabajo y fierros de construcción cerca de líneas eléctricas.

Al igual que el año anterior, Luz del Sur donó computadoras a comisarías de su zona de concesión.

Tal como lo viene haciendo año tras año, la Empresa colaboró con la Colecta Nacional de la Cruz Roja Peruana. En esta ocasión el apoyo consistió en la entrega de polos que fueron utilizados para identificar a las personas que se encontraban en las calles con las alcancías de esta institución benéfica.

En Navidad, Luz del Sur llevó alegría a miles de niños realizando un show infantil y entrega de regalos.

Una vez más se llevó a cabo las ya tradicionales “Reuniones de Usuarios” en las que Luz del Sur se reúne con sus clientes para absolver las dudas que puedan presentar acerca del servicio que brinda la Empresa a la comunidad. Así mismo, en estas sesiones se brinda consejos de seguridad para prevenir accidentes en el hogar y se atiende las sugerencias que puedan tener los vecinos. De esta forma Luz del Sur continúa mejorando el servicio que ofrece a la comunidad y es importante resaltar que ésta ha sido la primera empresa de servicio público que se reúne con sus usuarios.

CAPÍTULO 3

DESCRIPCIÓN DEL MERCADO DE GAS NATURAL

El Gas Natural es una fuente de energía que representa la solución para problemas energéticos en muchos países del mundo. Así mismo, el Gas Natural, en el mundo del combustible, es el más limpio y el más barato. La importancia del Gas Natural radica en los siguientes aspectos:

- Independencia energética, diversificación de la matriz de energías, balanza comercial favorable.
- Sectores:
 - Productivo: sustitución de los derivados del petróleo (calderas); nuevas aplicaciones (Petroquímica).
 - Transporte: sustitución de gasolinas y diesel.
 - Vivienda: sustitución de kerosene, electricidad, etc.
 - Eléctrico: Complementariedad a la hidroenergía.
 - Industria: productor de partes y accesorios que usen la industria del gas.

- Beneficios:

Consumidor: menores precios.

Social y ambiental: combustible más limpio.

Se puede capitalizar las ventajas de fuente de energía económica mediante:

- Mayor competitividad del aparato productivo existente:

Modernización.

Menores costos.

Mayor calidad.

- Nuevas actividades productivas:

Consumidoras de gas (materia prima, fuente energética).

Fabricación industrial de piezas, partes y accesorios.

Servicios: ingeniería, instalación, fabricaciones.

- Traslado al país de actividades productivas.

La introducción del nuevo servicio público de Gas Natural es única en el Perú, implica un cambio importante y todo cambio requiere vencer cierta resistencia, por lo tanto, el proceso de ingreso del servicio de distribución requiere de una curva de aprendizaje inevitable. Por eso es importante resaltar, que existe la necesidad de seguir trabajando para la formación de una cultura de gas en el país donde participen: Distribuidora, Autoridades, Medios.

La reserva de Gas Natural total en el Perú según el Ministerio de Energía y Minas es de 11 Trillones de pies cúbicos (TCF), los cuales se distribuirán de la siguiente manera:

- 4 TCF para Exportación durante 20 años.
- 4 TCF para Consumo Nacional durante 20 años.
- 3 TCF de reserva.

Los beneficios que obtendrá el país de la misma será:

- Inversion Extranjera: US\$ 600 – 1 400 MM.
- Balanza Comercial:
 - Exportaciones: US\$ 500 MM.
 - Sustitución Importaciones: US\$ 100 – 150 MM.
 - Crecimiento del PBI: 1-2 %
- Generación de Empleo:
 - Empleo Directo: 600 – 1 000 puestos.
 - Empleo Indirecto: Gran generador de empleo.
- Desarrollo Industrial en cascada.
- Importación de Tecnología y “know how”.
- Descentralización.
- Exportaciones por más de 10 a 15 veces el valor del gas.

3.1 Proceso de Llegada del Gas Natural a Lima

3.1.1 La cadena del Gas Natural

La construcción de la red de distribución de Gas Natural estuvo a cargo de la empresa con razón social “Gas Natural de Lima y Callao S.R.L.”, después de un año de operación nace el nuevo servicio de distribución de Gas Natural para la ciudad de Lima y Callao con la marca “Cálidda”.

La cadena de Gas Natural está constituida por:

- Extracción y Producción: Pluspetrol
- Transporte: Transportadora del Gas del Perú
- Distribución: Cálidda



Figura N° 3.1 Cadena del Gas Natural

3.1.2 Cálidda

Cálidda, es la empresa que tiene la enorme responsabilidad de introducir el uso del Gas Natural en los hogares, comercios, industrias y Estaciones de Servicio de Lima y Callao dentro del esquema de un servicio público.

Cálidda es una empresa peruana perteneciente a SUEZ Energy International (SEI), división a cargo de las actividades energéticas fuera de Europa del grupo SUEZ, grupo industrial internacional y de servicios. La empresa tiene a su cargo el servicio de distribución de Gas Natural en el departamento de Lima y la Provincia Constitucional del Callao a través de ductos, operando bajo la concesión entregada por el estado peruano por un plazo de 33 años prorrogable.

3.1.2.1 Respaldo

El mayor respaldo lo conforma **SU GENTE** un equipo humano altamente capacitado con amplia experiencia profesional en servicios industriales y comerciales.

Además, **Cálidda** cuenta con el soporte y experiencia a nivel mundial de SUEZ Energy International y el Grupo SUEZ.

3.1.3 SUEZ Energy Internacional

SUEZ Energy International es la división a cargo de las actividades energéticas de SUEZ fuera de Europa. Su misión es desarrollar y gestionar proyectos complejos de electricidad y gas y ofrecer soluciones energéticas a la medida a clientes industriales y comerciales.

3.1.3.1 SUEZ Energy International en cifras en el mundo

- 5 450 empleados *
- Ingresos por 5 879 millones de euros en el 2005
- Primer generador privado de electricidad en Brasil y Tailandia
- Mayor importador de LNG en Estados Unidos
- Más de 24 000 MW de capacidad instalada de propiedad de la empresa y/o dirigida y/u operada por ella * **
- 3 137 km de líneas de transmisión de alta tensión *
- 14 868 km de tuberías de transporte y distribución de Gas Natural *
- 13 620 millones de m³ de Gas Natural vendidos en el 2005 *
- 105,1 millones de MWh de electricidad vendidos en el 2005 *

* con inclusión de participaciones accionarias minoritarias

** en funcionamiento, en construcción, en desarrollo

3.1.4 SUEZ

SUEZ, Grupo internacional industrial y de servicios, diseña soluciones sostenibles e innovadoras de gestión de servicios públicos en asociación con entidades estatales, empresas y personas naturales. El Grupo tiene por objeto satisfacer necesidades esenciales en electricidad, gas, servicios energéticos, agua y manejo de residuos. SUEZ cotiza en las bolsas de Bruselas, Luxemburgo, París, Nueva York y Zurich.

3.1.4.1 SUEZ en cifras a nivel mundial

- 157 650 empleados en todo el mundo
- ingresos por 41 500 millones de euros en el 2005
- 1 000 millones de personas reciben el suministro de las plantas de Degremont
- 200 millones de personas naturales son clientes
- 500 000 clientes industriales y comerciales
- 58 000 MW en capacidad instalada de producción de electricidad
- 3 000 municipalidades atendidas diariamente
- 1 939 emplazamientos cuentan con certificación ISO 14001, ISO 9001 - 2000 o EMAS
- 400 investigadores en 6 centros de investigación y desarrollo
- 79% de los ingresos generados en Europa
- Sexto operador de gas en Europa

- Quinto productor de electricidad en Europa
- Segundo proveedor de servicios ambientales en Europa
- Primer proveedor de servicios energéticos y ambientales en Europa
- Uno de los mayores importadores de Gas Natural líquido en América del Norte.

3.1.5 Misión de Cálidda

Es una empresa que cuenta con un sólido equipo de profesionales, respaldada por la experiencia internacional de **SUEZ Energy International** y del grupo SUEZ. Cuenta con los más altos estándares de seguridad y eficiencia exigidos mundialmente, pudiendo abastecer de Gas Natural de manera confiable a todos sus clientes.

Busca ser reconocida como una empresa segura, que entrega un servicio de calidad a sus clientes en cada uno de los segmentos: industrial, comercial, residencial y vehicular. Pretende que sus clientes aprovechen los beneficios de un combustible cómodo y amigable, que contribuye a la preservación del medio ambiente, que tiene un menor costo y que genera ahorro y contribuye a mejorar la calidad de vida.

3.1.6 Valores

Respeto: Somos capaces de ponernos en el lugar del otro para actuar sin herir, ofender o menospreciar las necesidades de los demás y por ello promovemos una cultura de reconocimiento de las capacidades, costumbres, límites y tradiciones propios y ajenos.

Trabajo en Equipo: Estamos convencidos de la necesidad de ayuda mutua para lograr nuestros objetivos, nadie puede lograrlos por sí solo y por lo tanto la cooperación es una característica de nuestra actuación dentro y fuera de la organización.

Comunicación Abierta y Eficiente: Promovemos el intercambio de ideas e información en un ambiente de confianza, directo, sincero y promotor del “empowerment”. Promovemos la colaboración entre pares como cultura de eficiencia.

Ética: Estamos comprometidos con la interiorización y cumplimiento del comportamiento moralmente ejemplar y correspondiente con los valores de nuestra organización y sociedad.

Profesionalismo: Buscamos las mejores capacidades para cada actividad que realizamos evitando la improvisación y recurriendo a las mejores prácticas reconocidas internacionalmente.

Perseverancia: Promovemos la superación de las dificultades y el desarrollo de las capacidades de nuestros equipos de trabajo, a través de la mejora constante y la búsqueda de la superación individual y colectiva, para alcanzar las metas propuestas.

Creación de valor: Realizamos nuestras actividades oportunamente maximizando el beneficio que se puede obtener de éstas. Somos conscientes de nuestra responsabilidad como parte de la cadena de valor de nuestro negocio y actuamos en consecuencia.

3.1.7 Política y Compromiso

“Somos la empresa dedicada a la distribución del Gas Natural en Lima y Callao y, como parte de ella, somos conscientes de nuestra responsabilidad con la sociedad y con el medio ambiente.

Por eso, nos comprometemos a:

- Realizar las obras con **calidad, seguridad y respeto hacia la comunidad y el entorno en el cual trabajamos.**
- Mantener una **vía de comunicación abierta** con la sociedad, autoridades y medios de comunicación.
- Cada uno de nosotros, **hace su mejor esfuerzo** para alcanzar estos objetivos, respetando y haciendo respetar nuestros valores”.

Dentro de su plan de expansión la empresa ha realizado 103 reuniones informativas en la cual han participado 3 640 asistentes.

3.1.8 Responsabilidad Social

Cálidda es una empresa protagonista del desarrollo sostenible, que respeta su compromiso con la sociedad y que desarrolla sus actividades sobre la base de una filosofía empresarial de responsabilidad social y de integración con la comunidad. Entendiendo y potenciando su capacidad de contribuir a una mejor calidad de vida para la población al acercarle los beneficios de contar con un nuevo servicio público.

3.1.9 Medio Ambiente

En Cálidda son conscientes y comparten la convicción de la importancia de la preservación y cuidado del medio ambiente, los recursos naturales, y sobretodo la vida humana, por lo que se orientan hacia la equidad, la justicia y el respeto por el entorno en el cuál realizan sus actividades. Cada persona de su organización está capacitada y preparada para trabajar minimizando el impacto en el medio ambiente, promoviendo su cuidado y manteniendo informada a la población sobre su trabajo y el cuidado de estos temas.

Han atravesado, casi sin que nos sientan, dos ciudades grandes e importantes como Lima y Callao, lo han hecho colocando en su subsuelo

infraestructura que ha requerido de la más moderna tecnología y de especialistas para cada tarea. Han hecho zanjas, túneles, soldado tuberías, colocado sistemas de comunicación por fibra óptica, válvulas de control, equipos de diversas características y tamaños. Lo han hecho con total dedicación y profesionalismo, y gracias a ello la ciudad cuenta ahora con un nuevo servicio público: Cálidda.

3.1.10 Etapa de construcción

Se realizó la construcción de la red principal desde Lurín hasta Ventanilla, la cual consistió en más de 61 km de red tendida, sin que la ciudad de Lima casi lo sintiera.

La empresa ejecutora se preocupó por la comunicación permanente con la comunidad a lo largo de la construcción. Así mismo, se dispuso de canales de contacto con los clientes, a través de una línea de emergencia y charlas.

3.1.10 Demanda

La demanda que se espera cubrir con la introducción del Gas Natural se puede agrupar en los siguientes segmentos:

- Consumo Industrial

- Consumo Vehicular
- Consumo Doméstico
- Nuevos Productos

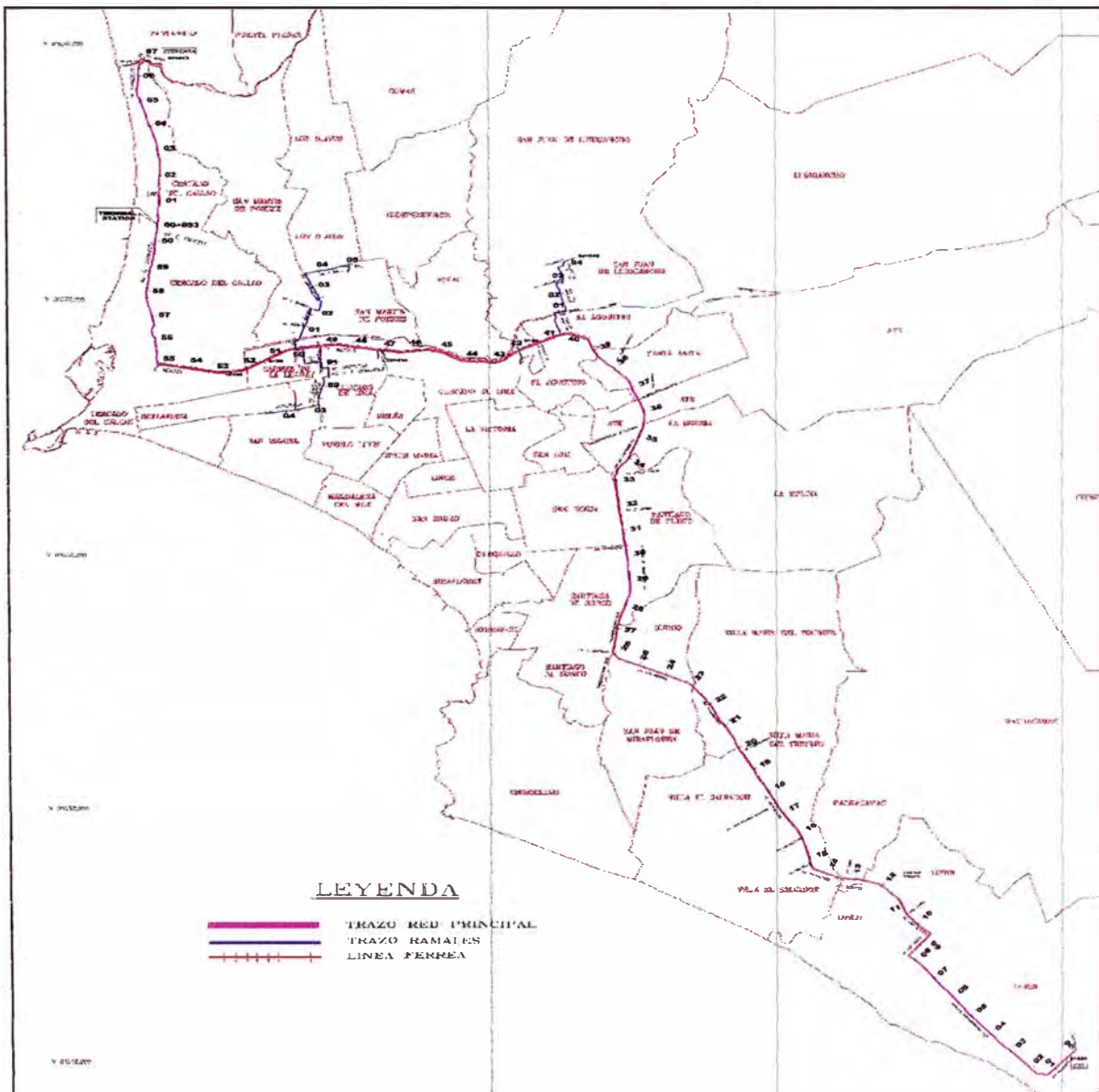


Figura N° 3.2 Red de distribución principal de Lima y Callao

3.1.12 Plan de desarrollo

- Segmento Residencial

<u>Zonas:</u>	<u>Clientes potenciales:</u>	<u>Objetivo Ago 2 006:</u>
Parte de Cercado de Lima	9 666	20 000
Parte de P. Libre, S. Miguel	2 211	clientes con red
Parte de Surco	8 726	enfrente
Total	20 603	

- Segmento Industrial

<u>Zonas:</u>	<u>Clientes potenciales:</u>	<u>Objetivo Dic 2 005:</u>
Argentina	59	
Carretera Central	38	Por lo menos
San Juan de Lurigancho	19	100 clientes
Gambetta	21	conectados
Lurín	04	
Aeropuerto	14	
Total	155	

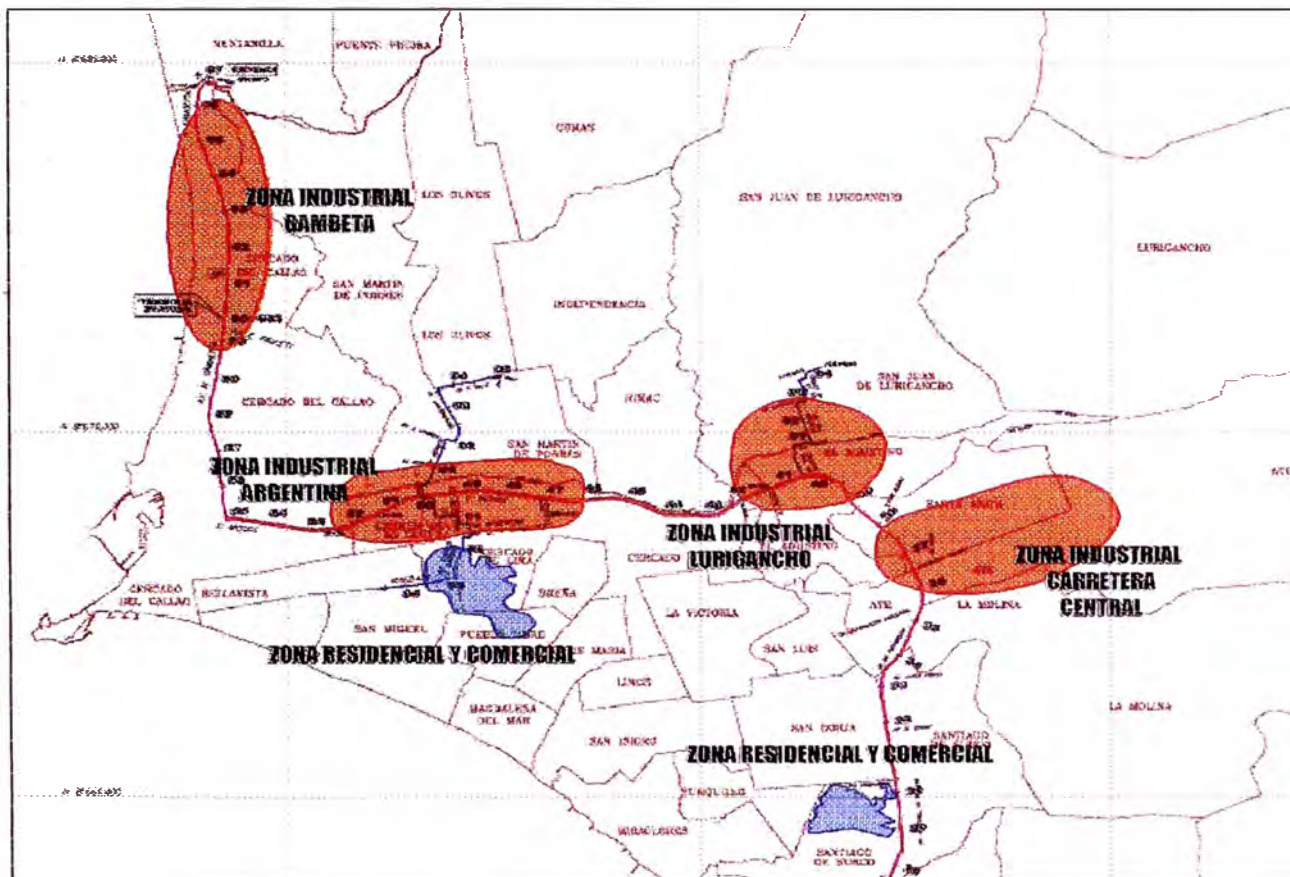


Figura N° 3.3 Plan de desarrollo año 2 005

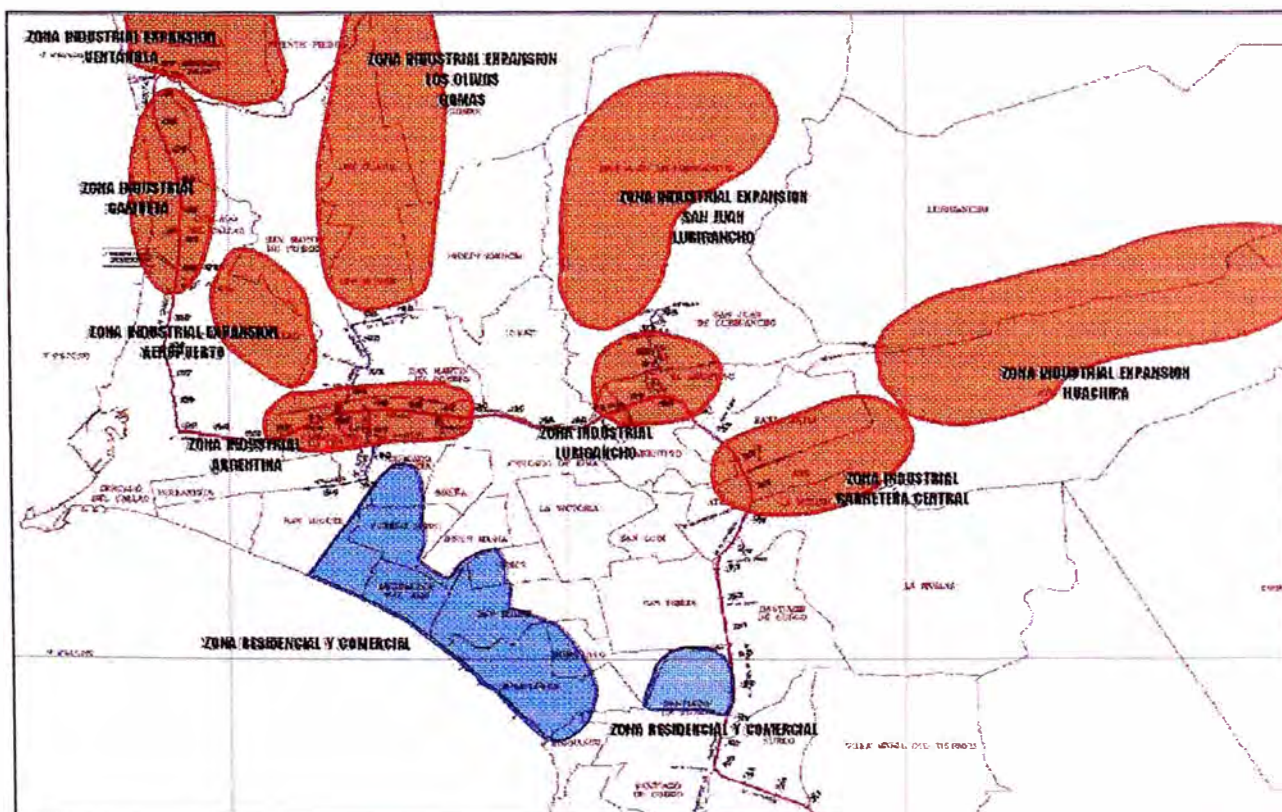


Figura N° 3.4 Plan de desarrollo al año 2 010

3.2 Segmento residencial y comercial

El Gas Natural proveniente de Camisea, es utilizado para los procesos industriales y la generación de electricidad a un menor costo, con una mayor eficiencia y con una importante reducción de la contaminación ambiental.

Esto permite una menor tarifa eléctrica para todos, una mayor competitividad industrial y una mejor calidad del ambiente donde vivimos.

El crecimiento de este nuevo servicio público es paulatino y se ofrece a través de una red subterránea que llega a cada domicilio, el Gas Natural se entrega en un punto de fachada de la propiedad, donde al igual que las redes de electricidad o de agua, se coloca un gabinete, el mismo que incluye el sistema de regulación de presión, la válvula de servicio y el medidor.

El costo de conexión incluye el sistema de regulación y medición (acometida), toda la red interna, la conversión del equipo, válvula de corte, elementos de ventilación y habilitación del servicio. El monto de los precios depende de la longitud de las instalaciones internas, del número de gasodomésticos a instalar y/o convertir; así como el costo de las obras civiles necesarias para la arquitectura de cada vivienda.

Dado que el servicio de distribución de Gas Natural es una actividad regulada, los costos de la acometida, se encuentran regulados por topes

máximos.

Cálidda cuenta con paquetes desde US\$ 400 y a fin de facilitar el acceso a sus clientes, además pone a su disposición planes de financiamiento que contemplan diferentes períodos, que van desde los 6 meses hasta los 36 meses.

3.2.1 Plan de ingreso a zonas

Aspectos comerciales:

- Contacto con vecinos a través de sus líderes.
- Volanteo previo.
- Evento de ingreso de Cálidda en cada zona.
- Visita de asesores comerciales.

Aspectos legales:

- Autorizaciones Municipales.
- Informe Técnico Favorable (Osinerg).

3.2.2 Diseño de la instalación interna

Factores a considerar en el diseño de las instalaciones internas:

- El cálculo de la cantidad de gas necesaria para satisfacer el máximo consumo probable.
- Cantidad de gasodomésticos.
- Previsión de demandas futuras.
- Cálculo de la caída de presión.
- Presión requerida por los gasodomésticos.
- Certificación de los materiales a utilizar.
- Estudio de las condiciones de ventilación de los recintos donde se encuentran ubicados los gasodomésticos para asegurar una adecuada renovación del aire.

Tipos de Instalación Interna:

Empotrada

Aquella tubería instalada en el interior de los muros de la edificación, quedando la válvula de corte de cada artefacto a la vista.

A la Vista

Aquella donde la tubería tiene visibilidad inmediata y que recorre la edificación desde el punto de salida del medidor hacia los artefactos a conectar para consumo.

3.2.3 Equipos de consumo

- Los equipos que funcionan con GLP pueden ser transformados a Gas Natural, a través de la adecuación de los diámetros de los inyectores.
- Regular la entrada de aire para una adecuada conversión.
- Cálculo de la potencia del artefacto equivalente en Gas Natural.
- Ventilaciones adecuadas.

3.2.4 Clientes Residenciales

Para agosto del 2005 se tenían los siguientes resultados:

- Se han tendido 33 kilómetros de red de polietileno repartidos en el Cercado de Lima, parte de San Miguel y Pueblo Libre.
- Las redes pasan por el frente de más de 4 500 clientes residenciales.
- Más de 1 300 clientes han firmado contrato con Cálidda.
- Se tiene 360 clientes conectados.

3.2.5 Principales hallazgos en campo

Durante la instalación de los nuevos suministros residenciales y comerciales de gas, se pudieron detectar las siguientes condiciones:

- Viviendas con arquitecturas diversas.
- Fachadas con espacio insuficiente para la colocación de gabinetes.
- Ambientes no diseñados para la instalación de ventilaciones y ductos de evacuación.
- Artefactos con antigüedades variables. Hasta 45-50 años de antigüedad.
- Artefactos actualmente en uso con GLP que presentan fugas debido a la falta de mantenimiento.
- Informalidad en algunas instalaciones de gasodomésticos
- Recomendaciones de empresas comercializadoras de termas que no consideran las características de la presión de agua de la zona.
- Rechazo de los usuarios para fijar las cocinas, debido a la costumbre de movilizarlas para realizar la limpieza.
- Temor de los clientes por el vandalismo y delincuencia ya experimentado con los medidores de otros servicios.

3.3 Segmento Industrial

Hasta el presente, el Gas Natural es definitivamente el combustible más limpio y también el más barato, disponible para las industrias de Lima y en general de la Costa Central entre Lima e Ica; pronto llegará gas también a la sierra Central (La Oroya, Cerro de Pasco y Tarma) y al Departamento del Cuzco.

En Sudamérica, Argentina es un gran productor de Gas Natural y con más de 14 000 km de ductos que atraviesan su extenso territorio. Argentina conjuntamente con Bolivia venden Gas Natural al Brasil; que acaba de descubrir grandes reservas de gas; y Chile se abastece directamente de la Argentina de este combustible eficiente y barato. Venezuela y Colombia tienen también grandes reservas e importantes desarrollos de Gas Natural y Bolivia ha descubierto en Tarija reservas que son seis veces las reservas de Camisea.

En este panorama, para la industria peruana, el Gas Natural es casi un requisito para mantener su competitividad a largo lazo y para participar en los procesos de integración de manera equitativa.

Pero el Gas Natural es para los industriales, más que una fuente de energía eficiente, ofrece grandes posibilidades para el desarrollo y perfeccionamiento de diversas ramas industriales y nuevas oportunidades de

negocios como en la siderúrgica, la Petroquímica, los Fertilizantes, explosivos y una nueva oportunidad de diversificación como es la co-generación eléctrica que además de abaratar el costo de la energía eléctrica reduce los costos de producción de importantes ramas industriales.

3.3.1 Clientes Industriales

Cálidda planteó las zonas iniciales objetivo para el 2005: Argentina, Gambetta y San Juan de Lurigancho. Las necesidades de los clientes plantearon a Cálidda asumir un mayor desafío de expansión: Carretera Central, Aeropuerto, Lurín.

Para asegurar un adecuado suministro del servicio, los asesores comerciales analizan las necesidades reales de sus clientes.

Cabe indicar que en todo momento tienen la responsabilidad de brindar información adecuada.

Así mismo, se dio en su momento un ciclo de reuniones de trabajo con clientes industriales para informar sobre:

- Cronograma de avance de la red en cada caso.
- Información sobre ahorros.
- Oportunidades de financiamiento disponibles en el mercado.

3.3.2 Resultados

Para agosto de 2005 se tenían los siguientes avances:

- 155 industrias identificadas.
- 69 contratos firmados.
- 95 clientes cuentan con red de gas enfrente.
- 32 industrias utilizando Gas Natural.

3.3.3 Principales hallazgos en campo

Durante la instalación de los nuevos suministros industriales de gas, se pudieron detectar las siguientes condiciones:

- El proceso de conversión de la planta toma entre tres y seis meses.
- El proceso de decisión al interior de las industrias incide sobre los tiempos de conexión.

Decisión de cambio de energético.

Elección de empresa de instalaciones internas.

Equipos a ser considerados en la conversión (compra, conversión).

- Cuando la persona que toma la decisión final está involucrada desde el inicio del proceso, éste se simplifica.

- Algunos clientes industriales al comprobar los beneficios del Gas Natural deciden convertir más equipos o inclusive ampliar la capacidad de su planta.

3.4 Segmento estaciones de servicios

Cálidda tiene la expectativa por un desarrollo temprano del mercado de Gas Natural vehicular (GNV), por lo cual, participa activamente en el desarrollo del mercado de GNV, a través de las siguientes actividades:

- Miembro de la Cámara Peruana de Gas Natural Vehicular.
- Financiamiento de proyectos de conversiones iniciales de GNV.
- Aporte con experiencia en el desarrollo de normas y reglamento para este mercado.
- Financiamiento de conversión de primeros vehículos de flotas oficiales.

3.4.1 Resultados

Para agosto de 2005 se tenían los siguientes avances:

- Reglamento para la instalación operación de establecimientos de Gas Natural vehicular listo.

- Bases del Sistema de Carga Inteligente definidas y listas para ser licitadas.
- 50 Solicitudes de Factibilidad recibidas en Cálidda.
- Tres primeras estaciones para el último trimestre del año.
- El Ferrocarril Central ya emplea Gas Natural.
- Empresa de Transportes Soyus se encuentra en etapa de pruebas.

CAPÍTULO 4

CLIENTES CONECTADOS A LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL

Después de casi veinte años de haberse descubierto los yacimientos gasíferos de Camisea, un proyecto largamente anhelado se convertiría en realidad: dotar a Lima y Callao de una red de distribución de Gas Natural que ponga a nuestra capital a la altura de las grandes ciudades del mundo. Por lo que se pone en marcha una serie de mecanismos tendientes a ejecutar el proyecto de la construcción de un gasoducto troncal que, tras recorrer Lima de sur a norte a través de 61 kilómetros, desde el City Gate de Lurín (lugar en donde se recibe el gas proveniente de Camisea) con la Central Termoeléctrica de Ventanilla, en el Callao.

Así, el 2 de mayo de 2002 se firma un Convenio de Cesión, mediante el cual Transportadora de Gas del Perú (TGP) - con autorización del Estado y conforme a lo establecido inicialmente en su Contrato de Concesión - entrega a Gas Natural de Lima y Callao (GNLC) la concesión de la distribución del Gas Natural.

Para que esta operación sea realizada por GNLC, ésta debió cumplir una serie de requisitos técnicos exigidos por el Estado, quedando expedita para la ejecución de la obra. A través de un contrato “llave en mano” firmado por las empresas Techint Compañía Técnica Internacional, Techint International Construction Corporation y Graña y Montero. GNLC comienza la era del Gas Natural, encargando a éstas empresas el diseño, suministro y construcción respectivamente de la red principal.

Tras la conclusión de las obras civiles, GNLC se hizo cargo (6 de agosto de 2004) de la operación técnica y comercial del sistema de distribución, el mismo que tendrá una capacidad máxima de siete millones de metros cúbicos por día en su momento de mayor demanda a partir del año 12 de operación.

El gasoducto troncal y sus ramales primarios atraviesan catorce distritos de Lima y Callao: Lurín, Pachacamac, Villa El Salvador, Villa María del Triunfo, San Juan de Miraflores, Santiago de Surco, Santa Anita, El Agustino, San Juan de Lurigancho, Cercado de Lima, San Martín de Porres, Carmen de la Legua Reynoso, Ventanilla y el Cercado del Callao.

4.1 La era Cálida

Culminada la etapa de construcción y consolidación del gasoducto troncal, se implementó un agresivo plan de comercialización del Gas Natural,

para que Industrias, comercios y residencias conocieran las bondades de este nuevo energético y cómo acceder a éste. De esta manera, el 13 de diciembre de 2004, se inicia la era de Cálidda, marca comercial de GNLC.

Cálidda brinda el servicio de Gas Natural a los segmentos residencial, comercial, industrial y vehicular buscando ser reconocida como una empresa segura que brinda un servicio de calidad a sus clientes, de modo que éstos puedan aprovechar de los beneficios de un combustible cómodo y amigable que contribuye a la preservación del medio ambiente, que tiene un menor costo y así mismo contribuye a mejorar la calidad de vida.

Actualmente Cálidda se encuentra desarrollando sus actividades comerciales, cumpliendo con el plan de crecimiento de su red de distribución a nivel de Lima y el Callao.

Algunos de los acontecimientos más importantes en la corta vida de Cálidda fueron:

- La conexión del primer cliente industrial regulado el 18 de enero de 2005.
- La inauguración, del primer servicio de Gas Natural a un cliente residencial, el 14 de marzo de 2005, fecha memorable que marca el inicio de la era del Gas Natural en la capital de la República.
- La inauguración de la primera estación de servicios el 25 de octubre de 2005 en el segmento vehicular.

A mayo de 2006, la empresa cuenta con más de 100 clientes industriales, siendo su objetivo para fin de año completar un total de 155 clientes industriales conectados. En el segmento residencial y comercial, la empresa ya cuenta con 3 000 clientes conectados a la red y más de 28 000 clientes potenciales, es decir, que pueden conectarse a la red cuando ellos así lo decidan.

En cuanto al Gas Natural Vehicular (GNV) cuenta con tres estaciones de servicio operativas, esperando que a finales de 2006 se sumen a estas cinco más. A la fecha hay más de 900 vehículos que circulan por Lima con GNV y 17 talleres de conversión en Lima y Callao.

4.2 La red de ductos de Gas Natural en Luz del Sur

La longitud total de ducto principal de la red de distribución de Lima y Callao es de aproximadamente 61,6 kilómetros, que tiene como punto de inicio el City Gate, ubicado en el distrito de Lurín y como punto final el Terminal Station, en el distrito de Ventanilla.

La tubería empleada es de Acero ANSI/ASME B31.8 y tiene un diámetro nominal de 500 mm (20") con un espesor de pared de 11,1 mm (0,406").

Dicha tubería atraviesa nueve distritos de la zona de concesión de Luz del Sur haciendo un recorrido aproximado de 39,2 kilómetros.

Distritos	Recorrido	Longitud (km)
Lurín	Praderas – Río Lurín (Panamericana Sur)	10,3
Pachacamac	Río Lurín - Av. Lima (Av. Los Cipreses)	3
Villa María y Villa El Salvador	Av. Lima - Hospital María Auxiliadora (Av. Pachacutec)	9,2
San Juan de Miraflores	Hospital María Auxiliadora - Puente Atocongo - Puente Benavides (Av. Los Héroes y Panamericana Sur)	4,2
Santiago de Surco	Av. Benavides - Trébol de Javier Prado (Panamericana Sur y el interior del Hipódromo)	7
Ate, Santa Anita y El Agustino	Trébol de Javier Prado - Puente La Atarjea (Vía de Evitamiento)	5,5

Cuadro N° 4.1 Recorrido de la red trocal de gas por distritos de Luz del Sur

4.3 Plan de desarrollo general

De acuerdo al Plan de Expansión presentado en octubre de 2004 por la empresa Gas Natural de Lima y Callao (ahora Cálidda), para fines del año 2005 estarían habilitados para atender la siguiente cantidad de clientes:

Tipo de cliente	Zona industrial	Zona residencial y comercial
Clientes potenciales	183	20 602

Cuadro N° 4.2 Clientes potenciales de Cálidda

4.3.1 Plan de desarrollo 2004-2005: Clientes Industriales

El calendario de desarrollo 2004-2005 de las zonas industriales se muestra a continuación. Es necesario señalar que las fechas indicadas son las previstas por Cálidda, pero dependen de varios factores como el otorgamiento de permisos de construcción, entre otros.

Zona Industrial	Núm. Clientes potenciales	Fecha estimada llegada
Argentina	73	Ene-05
Lurigancho	30	Abr-05
C. Central	58	Set-05
Gambetta	22	Jul-05
Total	183	

Cuadro N° 4.3 Plan de desarrollo 2004-2005: Clientes Industriales

Sin embargo, en la página web de la empresa Cálidda figura el siguiente calendario de atención:

AV. ARGENTINA

Inicio de construcción: setiembre 2004

Fecha de la habilitación: diciembre 2004 – marzo 2005

CARRETERA CENTRAL

Inicio de construcción: marzo 2005

Fecha de la habilitación estimada: segunda quincena de setiembre 2005

SAN JUAN DE LURIGANCHO

Inicio de construcción: enero 2005

Fecha de la habilitación: abril 2005

GAMBETTA 1

Inicio de construcción: junio 2005

Fecha de fin de construcción estimada: julio 2005

GAMBETTA 2

Inicio de construcción: agosto: 2005

Fecha de fin de construcción estimada: setiembre 2005.

LURÍN

Inicio de construcción: julio 2005 (2da quincena)

Fecha de la habilitación estimada: agosto 2005 (segunda quincena)

AEROPUERTO

Inicio de construcción: mayo 2005

Fecha de la habilitación estimada: agosto 2005

4.3.2 Inversiones Previstas por la empresa Cálidda entre agosto de 2005 y julio de 2006: Clientes Industriales y GNV

El Plan Anual de Inversiones para el período de agosto de 2005 a julio de 2006 correspondiente a los clientes industriales y GNV, contempla las siguientes obras:

Ramal Pesqueras:

Extensión de la Red de distribución correspondiente al Cluster Gambetta, que parte desde la ERP Gambetta, y se extiende con rumbo sur por la Av. Nestor Gambetta hasta el cruce con la Av. Los Ferroles. A partir de este punto cambia de rumbo, con dirección oeste por la Av. Los Ferroles hasta la Av. Centenario, en donde cambia de traza hacia el norte por la Av. Centenario. La extensión total de la red será de 2,68 km; en tubería de acero de 6" y 2"; respectivamente.

Ramal Omicron:

Extensión de la Red de distribución correspondiente al Cluster Argentina, que parte desde la intersección de la Av. Argentina con la calle Enrique Meiggs, y se dirige por esta última con rumbo N-S hasta la intersección de la calle Omicron. A partir de este punto, la red se extiende a lo largo de la calle Omicron, por el oeste hasta la calle Cada y por el este hasta la calle Beta. Posteriormente, la red se ramifica por las Calles Cada, Delta, Gamma, Beta y Alfa. La extensión total de la red será de 2,42 km; en tubería de polietileno de 63 mm, 110 mm y 160 mm.

Ramal Corporación Cerámica:

Extensión de la Red de distribución correspondiente al Cluster Argentina, que parte de la ERP de Corporación Cerámica y se extiende con rumbo oeste hasta las instalaciones de Fundición Callao; y con rumbo este hasta la intersección de la Calle S/N "0", a partir del cual cambia de rumbo con dirección N-S por esta misma calle hasta la intersección de la Av. Argentina. A partir de este punto se bifurca, expandiéndose por el este y el oeste hasta el cruce de la calle Esperanza, a partir del cual cambia de rumbo hacia el sur. La extensión total de la red será de 1,35 km; correspondiendo a 1,32 km en tubería de polietileno (PE 63 y PE 110) y 0,03 km en tubería de acero.

Ramal Lurín:

Extensión de la Red de distribución correspondiente al Cluster Lurín, que parte del City Gate Lurín, y se dirige con rumbo Nor-oeste por la Av. Uno hasta el cruce de la Av. Industrial. A partir de este punto, cambia de rumbo hacia el Sur-oeste por la Av. Industrial. En el trayecto de la Av. Industrial, ingresa a la Calle Comercial y a la Calle los Claveles que se extiende hasta las instalaciones de Ganadera Santa Elena. La extensión total de la red será de 2,06 km, en tubería de polietileno de 63 mm, 110 mm y 160 mm.

Ampliación Carretera Central 1:

Extensión de la Red de distribución correspondiente al Cluster Carretera Central, que está conformado por dos ramales. El primero parte de la Av. Nicolás Arriola a la altura de la cuadra 16, y se dirige con rumbo N-S hasta la Av. Nicolás Arriola, a partir del cual cambia de rumbo hacia el sur-oeste por la Av. Nicolás Arriola, pasando por las calles Mariscal José La Mar y Mariscal Agustín Gamarra. El segundo ramal parte de la Av. Nicolás Ayllón con el cruce de la Av. De las Torres, y se dirige con rumbo N-S hasta la altura de la Calle Santa Sofía con el cruce de la calle S/N 52. La extensión de la red será de 1,52 km en tubería de acero de 3" y 4", respectivamente.

(Los planos maestros de dichas obras se presentan en el Apéndice)

4.3.3 Plan de desarrollo 2004 – 2005: Clientes Residenciales y Comerciales

El calendario de desarrollo 2004-2005 de los clientes residenciales y comerciales se muestra a continuación. Del mismo modo, que el caso anterior, es necesario señalar que las fechas de atención dependen de varios factores como el otorgamiento de permisos de construcción, entre otros.

Distrito al que pertenece la zona	Núm. Clientes potenciales	Porcentaje %
Cercado de Lima	9 666	46,92%
Pueblo Libre	2 211	10,73%
Surco	8 726	42,35%
Total	20 603	100,00%

Cuadro N° 4.4 Calendario de desarrollo 2004-2005 de los clientes residenciales y comerciales

4.3.4 Inversiones Previstas por la empresa Cálidda entre agosto de 2005 y julio de 2006: Clientes Residenciales y Comerciales

El Plan Anual de Inversiones para el período de agosto de 2005 a julio de 2006 correspondiente a los clientes residenciales y comerciales, contempla las siguientes obras:

Cluster Cercado Parte I:

Al 30 de julio de 2005, se había avanzado con el 60% de la construcción del total de redes proyectadas para el presente Cluster. El Plan Anual de Inversiones para el período agosto 2005 - julio 2006 contempla la culminación de los restantes 16 km de ductos, que permitirán cubrir la demanda de 4 941 clientes potenciales.

Cluster Cercado parte San Miguel:

Al 30 de julio de 2005, sólo se contaba con un avance en la construcción de las redes del presente cluster del orden del 12%. El Plan Anual de Inversiones para el período agosto 2005 – julio 2006 tiene planeado la culminación de los restantes 55 km de ductos, que permitirán cubrir la demanda de 7 479 clientes potenciales.

Cluster Pueblo Libre Parte I:

El presente Cluster contempla la construcción de las redes en baja presión en polietileno para la zona residencial del distrito de Pueblo Libre, la misma que tendrá una extensión total de 25,6 km de ductos que permitirán cubrir la demanda de 3 082 clientes potenciales.

Cluster Pueblo Libre Parte II:

El presente Cluster contempla la construcción de las redes en baja presión en polietileno para la zona residencial del distrito de Pueblo Libre, la misma que tendrá una extensión total de 25,9 km de ductos, que permitirán cubrir la demanda de 3 119 clientes potenciales.

Cluster Surco:

El presente Cluster contempla la construcción de las redes en baja presión en polietileno para la zona residencial del distrito de Surco, la misma que tendrá una extensión total de 37 km, que permitirá cubrir la demanda de 4 458 clientes potenciales.

(Los planos maestros de dichas obras se presentan en el Apéndice)

4.4 Situación del Segmento Industrial

El 11 de febrero de 2000, seis empresas industriales suscribieron con el Gobierno contratos anticipados de suministro de Gas Natural. Con la suscripción del contrato de explotación el 9 de diciembre de 2000, el “Consortio Camisea” sustituye al Gobierno, en estos contratos, quedando finalmente como partes contratantes las empresas “Consumidores Iniciales” y el “Consortio Camisea”.

Las empresas que suscribieron estos contratos son las que la Ley de Promoción del Gas en el Perú llama “Consumidores Iniciales”, que son beneficiarios de medidas promocionales como descuentos especiales en el precio del gas (20%) y otros beneficios.

Las empresas industriales que suscribieron contratos anticipados son:

- Sudamericana de Fibras
- Corporación Cerámica S.A.
- Alicorp
- Cerámica San Lorenzo
- Cerámica Lima S.A.
- Vinsa (hoy Owens Illinois)

Estas seis empresas en conjunto aseguraron un consumo inicial de casi 15 millones de pies cúbicos diarios (PCD). Adicionalmente, Electro Perú suscribió un contrato "Take or Pay" por 60 millones de PCD, contrato que ha sido transferido a Etevensa. La capacidad inicial del gasoducto es de 205 millones de PCD y al doceavo año de operación debe llegar a 450 millones de PCD. Todas las empresas que ya están produciendo con Gas Natural de Camisea, previamente tuvieron que suscribir, además del contrato de suministro con el "Consortio Camisea", contratos adicionales de transporte con TGP y de Distribución en alta presión con Cálidda (antes Gas Natural de Lima y Callao).

La construcción de los tubos de conexión y las acometidas (Estaciones de medición y control) fueron concluidas antes del 20 de julio del 2004, fecha a partir de la cual GNLC (hoy Cálidda) puso a disposición de los usuarios el Gas Natural para el inicio de la prueba, previa suscripción de un "Acuerdo de entrega de Gas Natural para pruebas" con TGP. Así mismo, los clientes

iniciales debieron cumplir con los *“Requisitos para el suministro de Gas Natural a los clientes industriales”* y el cumplimiento del *“Procedimiento de habilitación de suministro de Gas Natural para los clientes iniciales”*, requeridos por GNLC.

Finalmente, el 6 de agosto de 2004 entró en funcionamiento el sistema y a junio de 2005 se encuentran también conectadas al sistema las siguientes empresas industriales:

- Nestlé
- Ieqsa
- Vitriilo
- Cobatex
- Bimbo
- San Miguel Industrial
- Textil Océano
- Molitalia
- Industrial Alpamayo
- Eternit
- Repsa

4.4.1 Marco Legal del Segmento Industrial

El 3 de junio de 1999 se promulgó la Ley 27133 de *“Promoción y Desarrollo de la Industria del Gas Natural”* y el 15 de setiembre del mismo

año se publicó su reglamento (DS 040-99-EM). Simultáneamente el 15 de setiembre de 1999 se aprueba el *Reglamento de Transporte de Hidrocarburos* (DS N° 041-99-CM) y el *Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos* (DS 042-99-EM).

Estas son algunas características del esquema peruano en relación al mercado de Gas Natural:

- No se permite la integración vertical.
- Se promueve la inversión privada con incentivos.
- Las concesiones son gratuitas pero con regalías significativas, en el caso de Camisea la regalía pactada es de 37,2%.
- Esquema regulatorio con precios topes.
- Se dan garantías a la inversión en los proyectos de Red Principal.
- Se crea un Mercado Libre (no regulado) para los consumidores de más de 30 000 m³/día.
- Se establece preferencia para el abastecimiento del mercado interno con un horizonte de 20 años.
- Los contratos son públicos (no confidenciales).

4.5 Garantía a los Proyectos de Red Principal

El D.S. 057-99-EM otorgó a los concesionarios de las redes de transporte y de distribución en alta presión la garantía que establece el artículo 6° de la Ley 27133 de "*Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural*",

designando a Etecen como empresa recaudadora del monto de esta garantía y la encargada de pagar mensualmente ésta a los concesionarios del transporte de gas (TGP) y de distribución en alta presión (Cálidda).

El D.S. 046-2002 estableció que el cargo a pagar por los consumidores de electricidad por este concepto como parte del peaje de transmisión sería de:

A partir de noviembre 2002 - US\$ 1,00/kW mes

A partir de mayo 2003 - US\$ 1,50/kW mes

A partir de noviembre 2003 - US\$ 2,00/kW mes

A partir de mayo 2004 - US\$ 2,50/kW mes

Estos cargos anticipados se vienen devolviendo a partir de agosto de 2004, deduciéndose del monto de la garantía que corresponda.

Actualmente el Osinerg fija el monto de esta garantía sobre la base de un consumo mínimo garantizado de 380 millones de PCD para los primeros siete años y de 450 millones de PCD a partir del octavo año y hasta el año treinta.

En el pliego tarifario vigente a partir del 1 de mayo de 2005 el monto de la garantía por red principal ha sido fijada por Osinerg en US\$ 59,8 millones.

4.6 Consumo de Gas Natural en el Sector Eléctrico de enero a diciembre de 2005

En el período de enero a diciembre de 2005, el consumo de Gas Natural para la generación de energía eléctrica alcanzó los 1 214, 4 millones de metros cúbicos. A la fecha, este consumo tuvo un incremento de 71,9%, con relación al 2004.

Entre los meses de enero y diciembre del año 2005, la generación eléctrica a base de Gas Natural ascendió a 4 091 GWh. Esta cifra representa un 83,4% de incremento respecto de la energía total generada con este recurso energético, en el año 2004. La producción de energía eléctrica con Gas Natural en el mes de diciembre fue 374,5 GWh tuvo 102,1% de aumento con relación al mismo período del año 2004. En el Gráfico N° 4.1 se muestra el comportamiento mensual del consumo de Gas Natural por cada central térmica, a la fecha; y, en el Gráfico N° 4.2 se puede apreciar la evolución de la generación mensual de energía eléctrica de las centrales térmicas a gas: Ventanilla (Etevensa), Santa Rosa (Edegel), Malacas (EEPSA) y Aguaytía (Termoselva), para el período indicado.

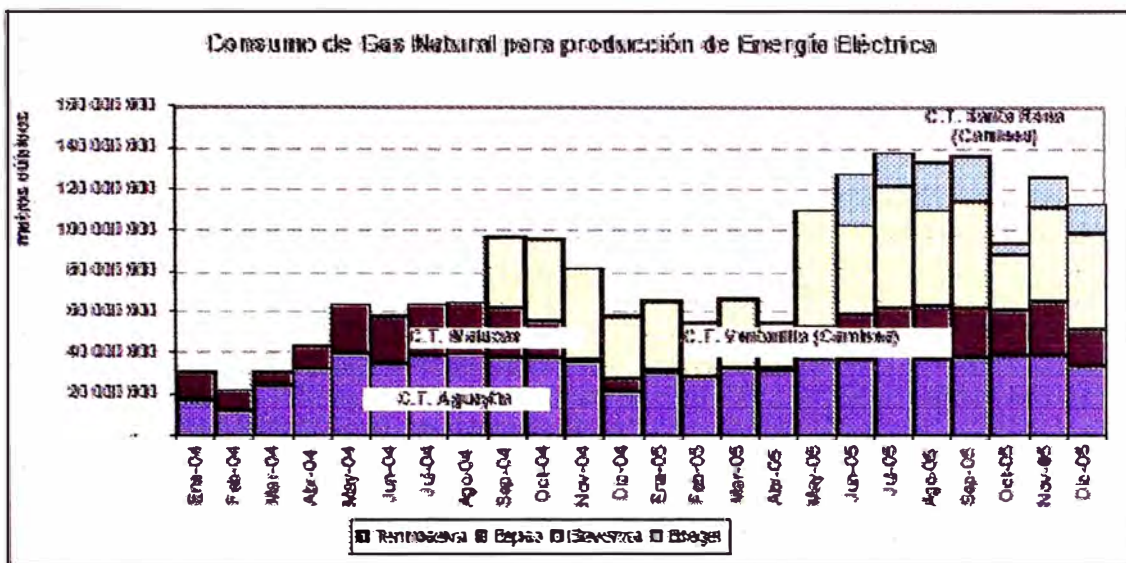
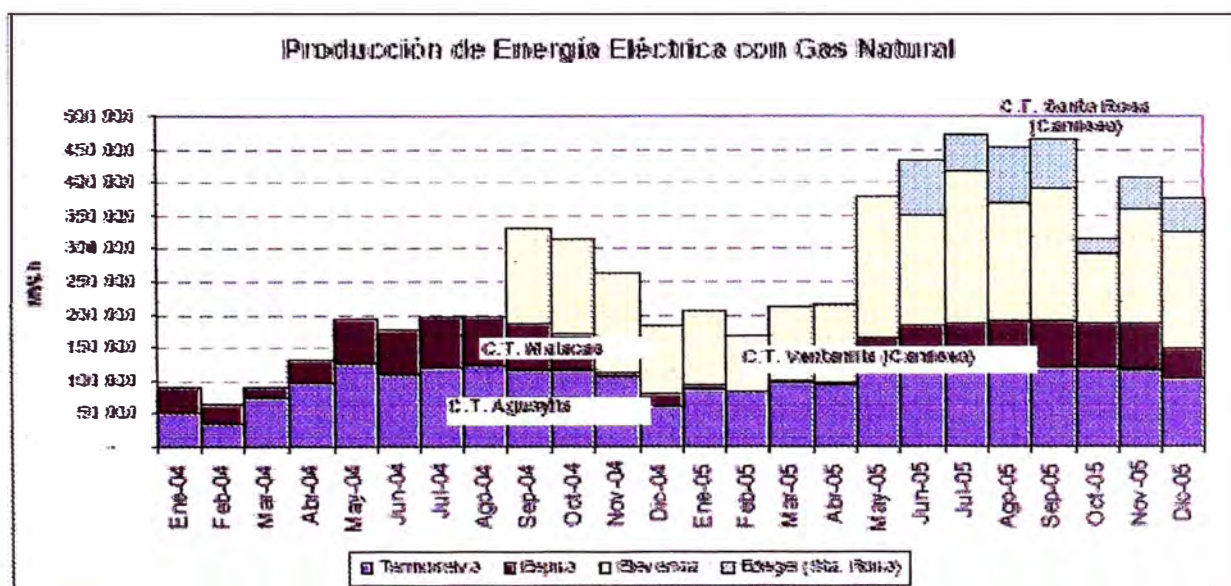


Gráfico N° 4.1



Fuente: Ministerio de Energía y Minas - Dirección General de Electricidad
Dirección de Promoción y Estudios.

Gráfico N° 4.2

El despacho de carga por fuente de energía del 20 de diciembre del año 2005 presenta que el 16,7% de la energía eléctrica se ha generado con Gas Natural, 2,5% con diesel y residua,; y 4,7% con carbón. Así mismo, la generación hidroeléctrica mantiene una participación de 76,1% del total de energía producida.

4.7 Distribución de Gas Natural en Lima y Callao a diciembre de 2005

El Osinerg, mediante Resolución N° 097-2004-OS/CD, fijó las categorías de consumidores para la Concesión de Distribución de Gas Natural por red de ductos de Lima y Callao, de acuerdo al cuadro:

Categoría	Rango de Consumo (m³ /mes)
A	Hasta 300
B	301 - 17 500
C	17501 - 300 000
D	Más de 300 000

Cuadro N° 4.5 Categorías de consumidores de Gas Natural

A continuación, en el cuadro siguiente, se muestra el volumen de Gas Natural distribuido desde el inicio de la operación el 20 de agosto de 2004, para Lima y Callao. Así mismo, se muestra la evolución del número de consumidores y el consumo promedio por categoría tarifaria.

La operación se inició con nueve “Consumidores Iniciales”, un Generador Eléctrico y un consumidor de categoría tarifaria B; con un volumen de consumo de 111 196 miles de pies cúbicos (MPC), 3 893 MPC y seis MPC, respectivamente.

A diciembre de 2005, además de los nueve “Consumidores Iniciales”, se cuentan con dos generadores eléctricos, 1 472 consumidores de categoría tarifaria A, cinco de la categoría B, 49 de la categoría C y 14 de la categoría D, los cuales tienen un consumo promedio de 36 566 MPC para los “Consumidores Iniciales”, 1 106 968 MPC para los generadores; 0,56 MPC, 136 MPC, 3 077 MPC y 12 898 MPC, para los consumidores de las categorías tarifarias A, B, C y D, respectivamente.

Tabla N° 4.1 INFORME DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL EN LIMA Y CALLAO (Parte 1)

Al 31.12.05

Concesionario: Gas Natural de Lima y Callao S.R.L.
 Área de Concesión: Departamento de Lima y la Provincia Constitucional del Callao
 Inicio de operación: 20 de Agosto 2004

VOLUMEN DE GAS NATURAL DISTRIBUIDO POR CATEGORÍA TARIFARIA (MPC⁽¹⁾)

Categoría Tarifaria	Del 20 al 31 de Agosto 2004	Sep-04	Oct-04	Nov-04	Dic-04	Ene-05	Feb-05	Mar-05	Abr-05
Consumidores Iniciales ⁽²⁾	111,196	292,508	301,708	306,040	304,886	302,692	276,342	310,475	308,505
Generadores Eléctricos	3,893	846,981	1,351,885	1,540,268	1,058,101	1,194,171	923,280	1,149,219	1,185,634
Categoría Tarifaria A								2	8
Categoría Tarifaria B	6	36	77	191	209	296	305	334	246
Categoría Tarifaria C						859	2,620	16,896	36,990
Categoría Tarifaria D						3,085	7,921	9,870	10,428
Total por mes	115,095	1,139,525	1,653,670	1,846,499	1,363,196	1,501,103	1,210,468	1,486,796	1,541,811
Promedio diario	9,591	37,984	53,344	61,550	43,974	48,423	43,231	47,961	51,394

EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE CONSUMIDORES POR CATEGORÍA TARIFARIA

Categoría Tarifaria	Del 20 al 31 de Agosto 2004	Sep-04	Oct-04	Nov-04	Dic-04	Ene-05	Feb-05	Mar-05	Abr-05
Consumidores Iniciales ⁽²⁾	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Generadores Eléctricos	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Categoría Tarifaria A	-	-	-	-	-	-	-	4	87
Categoría Tarifaria B	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Categoría Tarifaria C	-	-	-	-	-	1	4	8	9
Categoría Tarifaria D	-	-	-	-	-	1	1	1	2
Total por mes	11	11	11	11	11	13	16	24	109

EVOLUCIÓN CONSUMO PROMEDIO POR CATEGORÍA TARIFARIA

Categoría Tarifaria	Del 20 al 31 de Agosto 2004	Sep-04	Oct-04	Nov-04	Dic-04	Ene-05	Feb-05	Mar-05	Abr-05
Consumidores Iniciales ⁽²⁾	12,355	32,501	33,523	34,004	33,876	33,632	30,705	34,497	34,278
Generadores Eléctricos	3,893	846,981	1,351,885	1,540,268	1,058,101	1,194,171	923,280	1,149,219	1,185,634
Categoría Tarifaria A								0.50	0.09
Categoría Tarifaria B	6	36	77	191	209	296	305	334	246
Categoría Tarifaria C						859	655	2,112	4,110
Categoría Tarifaria D						3,085	7,921	9,870	5,214

(1) MPC: miles de pies cúbicos.

(2) Consumidores iniciales: de acuerdo a la Ley Nro. 27133 la definición de consumidores iniciales es la siguiente: "Consumidor de gas natural que participa en el Proceso de Promoción y suscribe contratos de compraventa de gas y capacidad de transporte de la red Principal antes del otorgamiento a que se refieren.

Tabla N° 4.1 INFORME DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL EN LIMA Y CALLAO (Continuación)**Al 31.12.05**

Concesionario: Gas Natural de Lima y Callao S.R.L.
 Área de Concesión: Departamento de Lima y la Provincia Constitucional del Callao
 Inicio de operación: 20 de Agosto 2004

VOLUMEN DE GAS NATURAL DISTRIBUIDO POR CATEGORÍA TARIFARIA (MPC⁽¹⁾)

Categoría Tarifaria	May-05	Jun-05	Jul-05	Ago-05	Sep-05	Oct-05	Nov-05	Dic-05
Consumidores Iniciales ⁽²⁾	330,387	307,062	331,681	332,573	316,785	288,270	305,448	329,094
Generadores Eléctricos	2,038,901	2,425,170	2,680,375	2,483,188	2,613,010	1,145,972	2,046,416	2,213,936
Categoría Tarifaria A	55	104	130	235	364	459	644	828
Categoría Tarifaria B	265	203	338	352	293	523	815	680
Categoría Tarifaria C	41,575	75,852	70,193	97,167	116,482	117,329	181,851	150,789
Categoría Tarifaria D	13,364	12,869	53,659	78,137	100,112	96,774	127,316	180,568
Total por mes	2,424,547	2,821,260	3,136,376	2,991,652	3,147,046	1,649,327	2,662,490	2,875,895
Promedio diario	78,211	94,042	101,173	96,505	104,902	53,204	88,750	92,771

EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE CONSUMIDORES POR CATEGORÍA TARIFARIA

Categoría Tarifaria	May-05	Jun-05	Jul-05	Ago-05	Sep-05	Oct-05	Nov-05	Dic-05
Consumidores Iniciales ⁽²⁾	9	9	9	9	9	9	9	9
Generadores Eléctricos	2	2	2	2	2	2	2	2
Categoría Tarifaria A	169	207	335	553	620	835	1,076	1,472
Categoría Tarifaria B	3	3	3	3	3	3	3	5
Categoría Tarifaria C	11	15	20	23	29	35	40	49
Categoría Tarifaria D	2	4	5	7	9	11	13	14
Total por mes	196	240	374	597	672	895	1,143	1,551

EVOLUCIÓN CONSUMO PROMEDIO POR CATEGORÍA TARIFARIA

Categoría Tarifaria	May-05	Jun-05	Jul-05	Ago-05	Sep-05	Oct-05	Nov-05	Dic-05
Consumidores Iniciales ⁽²⁾	36,710	34,118	36,853	36,953	35,198	32,030	33,939	36,566
Generadores Eléctricos	1,019,451	1,212,585	1,340,188	1,241,594	1,306,505	572,986	1,023,208	1,106,968
Categoría Tarifaria A	0.33	0.50	0.39	0.42	0.59	0.55	0.60	0.56
Categoría Tarifaria B	88	68	113	117	98	174	272	136
Categoría Tarifaria C	3,780	5,057	3,510	4,225	4,017	3,352	4,546	3,077
Categoría Tarifaria D	6,682	3,217	10,732	11,162	11,124	8,798	9,794	12,898

(1) MPC: miles de pies cúbicos.

(2) Consumidores iniciales: de acuerdo a la Ley Nro. 27133 la definición de consumidores iniciales es la siguiente: "Consumidor de gas natural que participa en el Proceso de Promoción y suscribe contratos de compraventa de gas y capacidad de transporte de la red Principal antes del otorgamiento a que se refieren.

CAPÍTULO 5

CLIENTES POTENCIALES QUE OPTARÍAN POR GAS NATURAL

5.1 Plan de Desarrollo Comercial del Gas Natural

El proceso de extensión del nuevo servicio de Gas Natural en Lima y Callao se inició en el 2004. Este es un proceso gradual donde se irá incorporando la mayor cantidad de clientes tanto del segmento industrial como residencial y comercial.

En el segmento industrial se iniciaron los trabajos de tendido de redes en la zona de la Av. Argentina y de acuerdo a los planes de desarrollo presentado ante las autoridades, durante el primer año de operaciones de Cálidda, esta empresa continuará con la extensión del servicio a las zonas de Carretera Central, Lurigancho, Gambetta, Lurín y la zona del Aeropuerto.

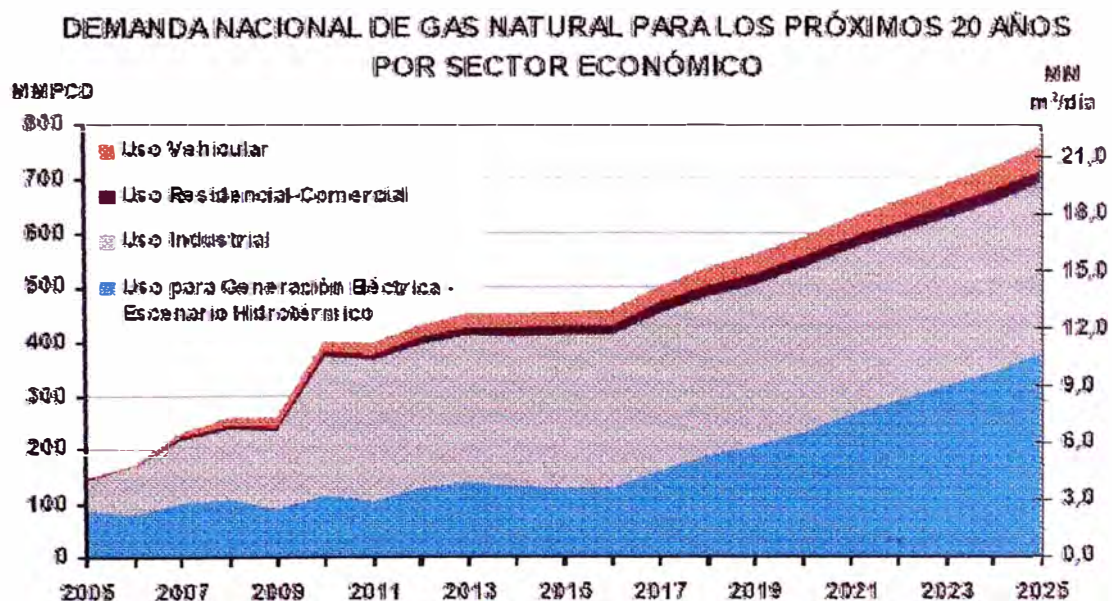
De esta manera, se busca llegar a la mayor cantidad de industrias que podrían verse beneficiadas con la utilización del gas dentro de sus procesos

de producción. Así, las industrias de alimentos, bebidas, metálica básica, textiles, vidrios, cementos, ladrillos, papel, etc., serían clientes potenciales.

En el segmento de estaciones de servicio, Cálidda participó activamente en el proyecto del Ferrocarril Central Andino, el cual inició desde junio de 2005 el proyecto de pruebas con Gas Natural.

El segundo lugar de ingreso se encuentra ubicado en el distrito de Surco, específicamente hacia el lado sur de la Av. Primavera y el lado oeste de la Panamericana Sur, dentro de la zona de concesión de Luz del Sur.

A continuación se muestra la demanda nacional de Gas Natural para los próximos 20 años por sector económico, donde el mayor crecimiento se da tanto en el uso industrial como en la generación eléctrica.



Fuente: MINEM

Gráfico N° 5.1

5.2 Demanda estimada

Los datos de demanda que se presentan a continuación están sustentados en el Estudio de Demanda que se incluye como anexo del Estudio Tarifario para la Distribución de Gas Natural en Lima y Callao, preparado por Gas Natural de Lima y Callao S.R.L., Freyre & Asociados S.A. y R. García Consultores S.A.

5.2.1 Proyección de Demanda de los Segmentos Residencial y Comercial

En la proyección del volumen anual de demanda de los segmentos residencial y comercial intervienen dos variables: número de clientes conectados y el consumo unitario por tipo de cliente.

5.2.1.1 Conexión de clientes

La proyección de clientes residenciales y comerciales conectados se calculó haciendo las siguientes consideraciones:

- La Sociedad Concesionaria deberá cumplir el compromiso que tiene con el Estado Peruano¹ según el cual deberá estar en capacidad de atender

¹ Según Cláusula 3.1.2. del Contrato BOOT según la cual "la Sociedad Concesionaria deberá estar en condiciones de prestar el servicio (...) a por lo menos la siguiente cantidad de consumidores:

- 10 000 a los dos años de operación,
- 30 000 a los cuatro años de operación
- 70 000 a los seis años de operación.

a 10 000 usuarios al cabo del segundo año de operación (agosto 2006), a 30 000 usuarios al cabo del cuarto año (agosto 2008) y a 70 000 usuarios al cabo del sexto año de operación (agosto 2010).

- Tanto en la previsión de la cantidad de clientes como en la planificación de las inversiones necesarias para garantizar el cumplimiento de las metas señaladas se utilizó 70% como Porcentaje de Penetración. Este valor indica que, dentro de un área donde la red ha sido tendida, la Concesionaria espera conectar al 70% de los hogares frente a los cuales pasa la misma. Si bien se trata de un valor muy relacionado con las características propias del mercado que se está estudiando -ya que son éstas junto con el entorno económico del país las que finalmente van a determinar en qué medida los potenciales usuarios se convierten o no al Gas Natural- y teniendo en cuenta que en el caso de GNLC no existe información histórica debido a la inexistencia del mercado, se consideró adecuado considerar la experiencia internacional, especialmente la de aquellos países con un perfil de demanda similar al perfil que se espera observar en Lima Metropolitana. Los valores tomados como referencia fueron los siguientes (en todos los casos se refiere a penetración de usuarios residenciales):

Argentina: 75% a los 6 años

México: 80% a los 10 años

Uruguay: 68% a los 10 años

Colombia: 57 % a los 5 años

Cabe destacar que las cifras aquí citadas para el caso de Argentina se refieren al porcentaje que se adopta al evaluar nuevos proyectos. En el caso de México corresponde a los modelos de negocios presentados por las compañías internacionales en las licitaciones correspondientes y el horizonte todavía no ha sido cumplido. En el caso de Uruguay, las cifras corresponden al plan de masificación del Gas Natural basadas en proyecciones de penetración del mercado residencial.

- Considerando los compromisos establecidos hasta agosto del 2010 y el factor de penetración señalado, se estableció la cantidad de hogares y comercios frente a los cuales pasará la red:

- 2004: 13 360 hogares y comercios
- 2005 - 2008: 20 040 hogares y comercios adicionales cada año
- Abril 2009: 6 680 hogares
- 2009 (diciembre): 12 891 hogares y comercios

De esta manera se proyecta que en diciembre de 2009 se habrán culminado las obras de tendido redes en frente de 106 410 hogares y comercios. De este total se espera haber conectado 70 000 clientes a agosto de 2010.

El factor de penetración se define como el número de Clientes Conectados al año n dividido por el número de Clientes Potenciales al año n. Se supuso un valor del 70%.

Esto significa que, por cada 100 clientes que potencialmente podrían conectarse y para los cuales se tiende la red (y se estiman las inversiones), solo se conectarán 70. Además, se ha supuesto que estos

70 clientes se conectarán en el transcurso de dos años, 20 el primer año (coincidente con el año en el cual se realizan las inversiones para los 100 clientes potenciales) y 50 en el siguiente año.

Así, en el primer año de operación comercial (2004), se planeó tender la red para 13 160 clientes potenciales. El 20% de este valor (2 632 clientes) se conectan durante ese mismo año y el 50% restante (6 580) se conectan al año siguiente (2005). El factor de penetración es 70% ($[2\ 632 + 6\ 580] / 13\ 160$).

En la Tabla N° 5.1 se muestra el detalle de la proyección de Clientes Residenciales y Comerciales.

El factor de penetración del 70% es obtenido al año 10 en las redes iniciales. Dado que el crecimiento continúa a partir del mismo año y por lo tanto la incorporación de clientes potenciales también; entonces el porcentaje que se muestra y que representa la agregación de ambos resulta en 66% al año 2010.

Para los años posteriores al 2010 se estima un crecimiento anual del número de clientes conectados igual a 5,2% para los residenciales y los comerciales.

Tabla N° 5.1: Proyección de Clientes Residenciales y Comerciales

Clientes Potenciales		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Incorporación Anual	cl	13,360	20,040	20,040	20,041	20,040	12,890	9,165
Residencial	cl	13,160	19,739	19,739	19,740	19,739	12,790	9,028
Comercial	cl	200	301	301	301	301	100	137
Acumulados	cl	13,360	33,400	53,440	73,480	93,520	106,410	115,575
Residencial	cl	13,160	32,899	52,638	72,378	92,117	104,907	113,935
Comercial	cl	200	501	802	1,102	1,403	1,503	1,640

Clientes Conectados		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Incorporación Anual	cl	2,640	10,585	13,952	13,968	14,018	12,728	8,461
Residencial	cl	2,632	10,528	13,817	13,818	13,818	12,428	8,201
Comercial	cl	8	57	135	150	200	300	260
Acumulados	cl	2,640	13,225	27,177	41,145	55,162	67,890	76,351
Residencial	cl	2,632	13,160	26,977	40,795	54,612	67,040	75,241
Comercial	cl	8	65	200	350	550	850	1,110

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Factor de Penetración (*)	20%	40%	51%	56%	59%	64%	66%

(*) Estimado como $[\text{Clientes conectados}_{\text{año } n} / \text{Clientes Potenciales}_{\text{año } n}]$.

5.2.1.2 Consumos unitarios

Clientes Residenciales:

En el Estudio de Demanda se presenta la información del perfil de consumo de energía de los hogares de acuerdo con el Nivel Socioeconómico (NSE). Una conclusión principal de este estudio es que la cantidad de energía demandada para cocinar y calentar el agua para el baño no presenta diferencias importantes entre hogares de diferentes NSE, especialmente en los NSE B y C, que son los que conformarán en su mayoría la demanda de Gas Natural del segmento residencial en Lima Metropolitana.

Por esta razón, se consideró razonable utilizar inicialmente un volumen promedio por hogar (resultante de hallar el promedio ponderado de consumo de los diferentes NSE) igual a 17 m³ por mes.

A lo largo del horizonte de proyección, se consideró un crecimiento anual de 2,0% del consumo unitario del segmento residencial como resultado de la conversión de consumos adicionales a la cocina (por ejemplo terma, calefacción, etc.). De esta manera, el consumo unitario promedio por familia llega a 20 m³ al mes en el año 2012 y a 25 m³ al mes en el año 2024. El consumo residencial promedio aritmético del período (2004 - 2024) resulta 22 m³/cliente-mes.

En la Tabla N° 5.2 se muestra el Perfil de Demanda de Energía de los Hogares de Lima Metropolitana y en la Tabla N° 5.3 la Proyección del consumo medio de los clientes residenciales.

Clientes Comerciales:

Los rubros incluidos en este análisis fueron aquellos que se consideraron representativos del mercado comercial e institucional. La demanda ha sido agrupada de la siguiente manera, de acuerdo con el consumo unitario estimado por tipo de cliente:

- Clientes pequeños, con consumos esperados de Gas Natural menores a 300 m³/mes. En este grupo fueron considerados los restaurantes.
- Clientes medianos, con consumos esperados mayores a 300 m³/mes. Dentro de este grupo se consideraron a los hoteles, panaderías, lavanderías y hospitales.

Se estimó que el consumo unitario de este segmento crecería a una tasa anual promedio equivalente a 1,8% (mayor tasa de crecimiento de consumo unitario de comercios medianos), tal como se muestra en la Tabla N° 5.4: Tabla de Proyección de Clientes Comerciales.

Tabla N° 5.2 Perfil de Demanda de Energía de los Hogares de Lima Metropolitana

PERFIL DE DEMANDA DE ENERGÍA DE LOS HOGARES DE LIMA METROPOLITANA

NSE	GLP (A)	Consumo eléctrico para cocina (B)	Consumo eléctrico para terma (C)	Consumo de Kerosene (D)
	m ³ /año	m ³ /año	m ³ /año	m ³ /año
A1	216	61	72	0
A2	231	33	55	0
B1	171	26	49	0
B2	201	6	41	6
C1	178	4	17	28
C2	168	3	8	30

Sólo cocina (A+B+D)	Sólo Terma (C)
m ³ /mes	m ³ /mes
23.1	6.0
22.0	4.6
16.4	4.1
17.7	3.4
17.5	1.4
16.8	0.7

Presencia de hogares en LM por NSE
%
1.30%
4.50%
13.80%
17.60%
29.30%
33.40%

Promedio ponderado (m³ / mes)	
Sólo cocina (A+B+D)	Sólo Terma (C)
17.4	2.1

Tabla N° 5.3: Proyección del consumo medio de los clientes residenciales

Año	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
m³/cl.mes	17.0	17.3	17.7	18.0	18.4	18.8	19.1	19.5

Año	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
m³/cl.mes	19.9	20.3	20.7	21.1	21.6	22.0	22.4	22.9

Año	2020	2021	2022	2023	2024
m³/cl.mes	23.3	23.8	24.3	24.8	25.3

Tabla N° 5.4: Proyección de clientes comerciales

Año	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
N° de Clientes conectados	8	65	200	350	550	850	1,110
Clientes Pequeños	8	63	191	333	519	798	1,034
Clientes Medianos	0	2	9	17	31	52	76
Consumo Unitario promedio mensual (m³)	270	270	273	276	281	286	293
Clientes Pequeños	256	256	256	256	256	257	257
Clientes Medianos	654	698	624	660	701	739	781

Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
N° de Clientes conectados	1,214	1,277	1,343	1,413	1,486	1,564	1,644
Clientes Pequeños	1,066	1,119	1,174	1,234	1,296	1,363	1,432
Clientes Medianos	148	158	169	179	190	201	212
Consumo Unitario promedio mensual (m³)	299	303	310	315	321	325	331
Clientes Pequeños	258	258	259	259	260	260	260
Clientes Medianos	593	621	662	699	735	769	809

Año	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
N° de Clientes conectados	1,725	1,809	1,899	1,993	2,093	2,198	2,306
Clientes Pequeños	1,506	1,583	1,667	1,755	1,850	1,950	2,056
Clientes Medianos	219	226	232	238	243	248	250
Consumo Unitario promedio mensual (m³)	335	340	343	345	346	348	348
Clientes Pequeños	261	261	261	262	262	262	262
Clientes Medianos	847	893	929	957	989	1,021	1,054

Penetración de mercado residencial y comercial en el mediano y largo plazo

Tomando como referencia otros mercados que han comenzado a desarrollarse en años recientes, y dada la experiencia obtenida por Tractebel en dichos mercados, las previsiones de largo plazo están considerando un nivel de clientes conectados de aproximadamente 156 000 en el año 20 de operación (año 2024).

5.2.2 Proyección de Demanda del Segmento Industrial

En el primer trimestre del año 2001, Tractebel efectuó un estudio preliminar de la demanda industrial y posteriormente se ha efectuado un estudio completo y un trabajo de campo que abarcó el período de julio de 2002 a setiembre de 2003 para actualizar en detalle el análisis de la demanda industrial y su evolución.

Durante los primeros años se proyecta extender las redes necesarias para los “clusters” industriales de Av. Argentina/Av. Venezuela, Aeropuerto/San Martín de Porres, Av. Gambetta y Lurigancho/Evitamiento. Adicionalmente, y a partir del año 2012, la estimación de la demanda supone que se comienza a captar el mercado industrial ubicado fuera de dichos “clusters”. En la Tabla N° 5.5 se muestra la Proyección de Demanda Industrial y GNV.

Tabla N° 5.5: Proyección de Demanda Industrial y GNV

Año		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Clientes Conectados	cl	2	7	24	44	55	66	77
Volumen Facturado	Mill m ³	5.2	29.16	81.12	109.63	134.8	159.09	186.64

Año		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Clientes Conectados	cl	85	93	103	111	118	126	136
Volumen Facturado	Mill m ³	212.36	247.05	273.78	298.56	317.58	338.88	361.21

Año		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Clientes Conectados	cl	147	161	176	188	201	215	230
Volumen Facturado	Mill m ³	378.15	403.27	426.51	451.61	485.85	503.7	531.57

5.2.3 Gas Natural Vehicular (GNV)

El desarrollo de este mercado se ha dado de una manera muy particular según el país que se trate y resulta poco predecible su comportamiento futuro. Sin embargo, tomando como referencia la experiencia internacional y las características propias del mercado automotor de Lima Metropolitana, el Consultor ha efectuado un análisis de la evolución de este mercado en Brasil y Argentina, mostrando resultados similares.

5.2.4 Proyección de Demanda

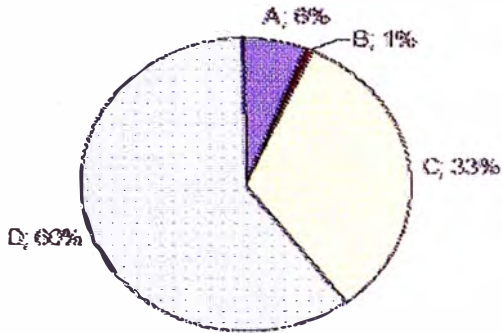
La Tabla N° 5.6 resume las previsiones de demanda para el período 2006 – 2024 para todos los segmentos.

Composición Estimada del Mercado a Abastecer por GNLC:

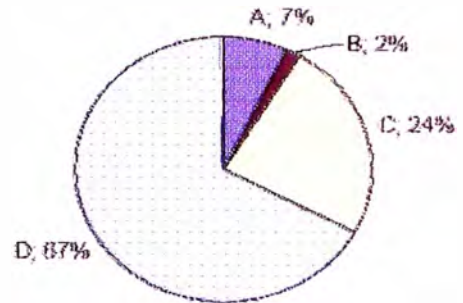
De la Tabla N° 5.6 podemos observar el comportamiento del volumen a facturar a través de los años, que nos muestra que el mayor consumo se concentra en los clientes de la categoría D, seguidos de la categoría C.

También se puede apreciar que la distribución de consumos se mantiene relativamente constante con el transcurrir de los años.

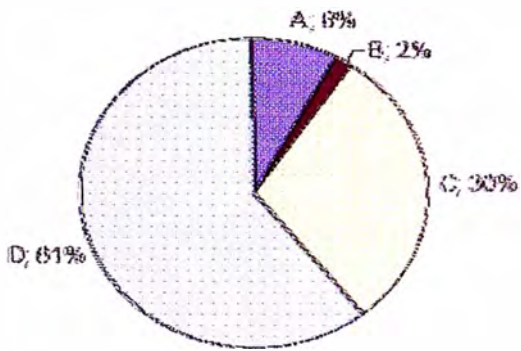
Composición del Volumen Facturado 2007



Composición del Volumen Facturado 2017



Composición del Volumen Facturado 2010



Composición del Volumen Facturado 2024

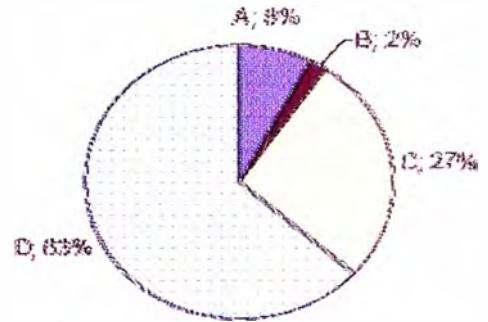


Gráfico N° 5.2 Composición Estimada del Mercado a Abastecer por GNLC

Tabla N° 5.6: DEMANDA ESTIMADA DE GAS NATURAL POR CATEGORÍA DE CONSUMO (Parte 1)

Datos de demanda											
A		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Clientes Potenciales	cl	52,638	72,378	92,117	104,907	113,935	119,809	126,017	132,567	139,478	146,771
Clientes Conectados	cl	26,977	40,795	54,612	67,040	75,241	80,929	85,108	89,522	94,179	99,093
Consumo Medio	m ³ /cl.m	18	18	18	19	19	20	20	20	21	21
Volumen Facturado	Mill m ³	4.26	7.34	10.53	13.70	16.34	18.30	19.84	21.29	22.84	24.51
B		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Clientes Potenciales	cl	802	1,102	1,403	1,503	1,640	1,748	1,842	1,941	2,045	2,155
Clientes Conectados	cl	200	350	550	850	1,110	1,214	1,277	1,343	1,413	1,486
Consumo Medio	m ³ /cl.m	273	276	281	286	293	299	303	310	315	321
Volumen Facturado	Mill m ³	0.43	0.91	1.52	2.41	3.44	4.17	4.52	4.87	5.20	5.58
C		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Clientes Potenciales	cl	28	35	42	49	56	57	65	72	75	80
Clientes Conectados	cl	17	32	39	46	53	57	61	68	73	78
Consumo Medio	m ³ /cl.m	90,556	90,556	90,556	90,556	90,556	90,556	90,556	90,556	90,556	90,556
Volumen Facturado	Mill m ³	30.89	38.62	46.34	54.07	61.30	62.96	69.18	74.35	77.78	82.93
D		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Clientes Potenciales	cl	9	14	18	22	25	30	34	36	39	40
Clientes Conectados	cl	7	12	16	20	24	28	32	35	38	40
Consumo Medio	m ³ /cl.m	458,417	458,417	458,417	458,417	458,417	458,417	458,417	458,417	458,417	458,417
Volumen Facturado	Mill m ³	50.23	71.01	88.46	105.02	125.34	149.41	177.87	199.43	220.77	234.65

Datos de demanda											
TOTAL		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Clientes Potenciales	cl	53,477	73,529	93,580	106,481	115,656	121,644	127,958	134,616	141,637	149,046
Clientes Conectados	cl	27,201	41,189	55,217	67,956	76,428	82,228	86,478	90,968	95,703	100,698
Volumen Facturado	Mill m ³	85.82	117.87	146.85	175.19	206.43	234.83	271.42	299.94	326.60	347.68

Tabla N° 5.6: DEMANDA ESTIMADA DE GAS NATURAL POR CATEGORÍA DE CONSUMO (Continuación)

Datos de demanda										
A		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Clientes Potenciales	cl	154,464	161,991	169,938	178,319	187,161	196,488	206,326	216,704	226,792
Clientes Conectados	cl	104,278	109,630	114,983	120,633	126,592	132,878	139,509	146,504	153,710
Consumo Medio	m ³ /cl.m	22	22	22	23	23	24	24	25	25
Volumen Facturado	Mill m ³	26.31	28.22	30.23	32.35	34.62	37.06	39.68	42.50	45.50
B		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Clientes Potenciales	cl	2,270	2,378	2,489	2,607	2,730	2,861	2,999	3,142	3,286
Clientes Conectados	cl	1,564	1,644	1,725	1,809	1,899	1,993	2,093	2,198	2,306
Consumo Medio	m ³ /cl.m	325	331	335	340	343	345	346	348	348
Volumen Facturado	Mill m ³	5.95	6.37	6.78	7.21	7.62	8.06	8.49	8.95	9.40
C		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Clientes Potenciales	cl	88	96	106	120	129	139	150	162	175
Clientes Conectados	cl	84	92	101	113	125	134	144	156	168
Consumo Medio	m ³ /cl.m	90,556	90,556	90,556	90,556	90,556	90,556	90,556	90,556	90,556
Volumen Facturado	Mill m ³	88.88	95.89	104.28	114.51	121.97	130.11	139.03	148.84	159.65
D		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Clientes Potenciales	cl	43	45	47	49	52	55	58	60	63
Clientes Conectados	cl	42	44	46	48	51	54	57	59	62
Consumo Medio	m ³ /cl.m	458,417	458,417	458,417	458,417	458,417	458,417	458,417	458,417	458,417
Volumen Facturado	Mill m ³	249.99	265.32	273.87	288.76	304.55	321.50	346.82	354.86	371.92
Datos de demanda										
TOTAL		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Clientes Potenciales	cl	156,865	164,510	172,581	181,095	190,073	199,543	209,533	220,068	230,316
Clientes Conectados	cl	105,968	111,411	116,855	122,603	128,667	135,059	141,803	148,916	156,246
Volumen Facturado	Mill m ³	371.14	395.80	415.16	442.83	468.75	496.72	534.02	555.14	586.47

CAPÍTULO 6

IMPACTO DE LA TRANSFERENCIA DE ENERGÍA EN LUZ DEL SUR S.A.A.

6.1 Sector Electricidad

Se entiende como Mercado Eléctrico a aquel que es atendido por las empresas concesionarias y entidades autorizadas para generar energía eléctrica para el servicio público.

En la última década, la capacidad instalada de generación eléctrica a nivel nacional ha tenido un crecimiento medio anual de 3%, mientras la producción de energía creció a una tasa promedio anual de 4%. Así mismo, en el período 2003 – 2005, la producción térmica tuvo 72% de incremento, debido a la menor generación hidroeléctrica. Es importante destacar que el servicio público de electricidad está garantizado porque la capacidad térmica está fortalecida con el impulso al uso del gas natural en la generación de electricidad.

6.1.1 Producción de energía eléctrica:

La energía total generada en el año 2005 fue de 25 435 GWh, de los cuales el 70% corresponde a generación hidráulica y 30% a térmica. El incremento respecto a la producción de energía eléctrica del año 2004 fue de 4,8%. Cabe anotar que la generación para el mercado eléctrico en el año 2005 representó 93,7% del total generado a nivel nacional y en el período 2004 – 2005 se tuvo un incremento de 5,5%; mientras la generación para uso propio –6,3% de total nacional– disminuyó 4,2% en el año 2005.

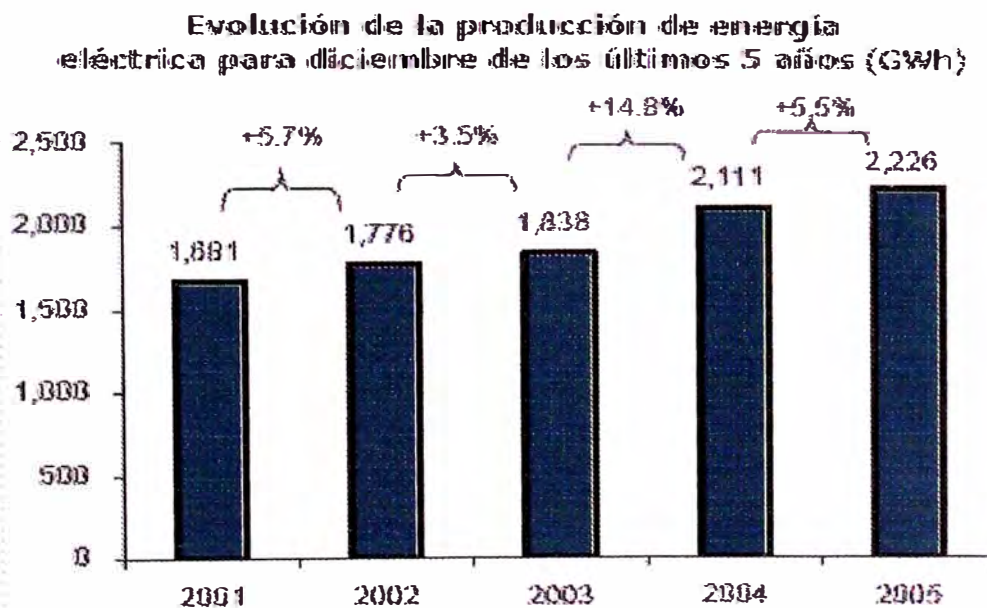
Se destaca además la producción de energía eléctrica con gas natural aumentó 83,3% respecto al año 2004 y la generación de electricidad con Diesel y residual se redujo en 26%.

En diciembre de 2005, la producción nacional de energía eléctrica fue de 2 226,4 GWh, resultado 5,5% mayor al obtenido en el mismo mes de 2004 (2,110.7 GWh). La evolución de la producción de energía eléctrica ha sido positiva para los meses de diciembre de los últimos cinco años debido al aumento de la demanda de los usuarios del mercado eléctrico.

El crecimiento de 5,5% respecto del mismo período de 2004 es consecuencia del incremento en la demanda de energía del mercado eléctrico (5,8%) pasando de 1 985,8 GWh en diciembre de 2004 a 2 101,3 GWh en diciembre de 2005. Simultáneamente, la producción de energía

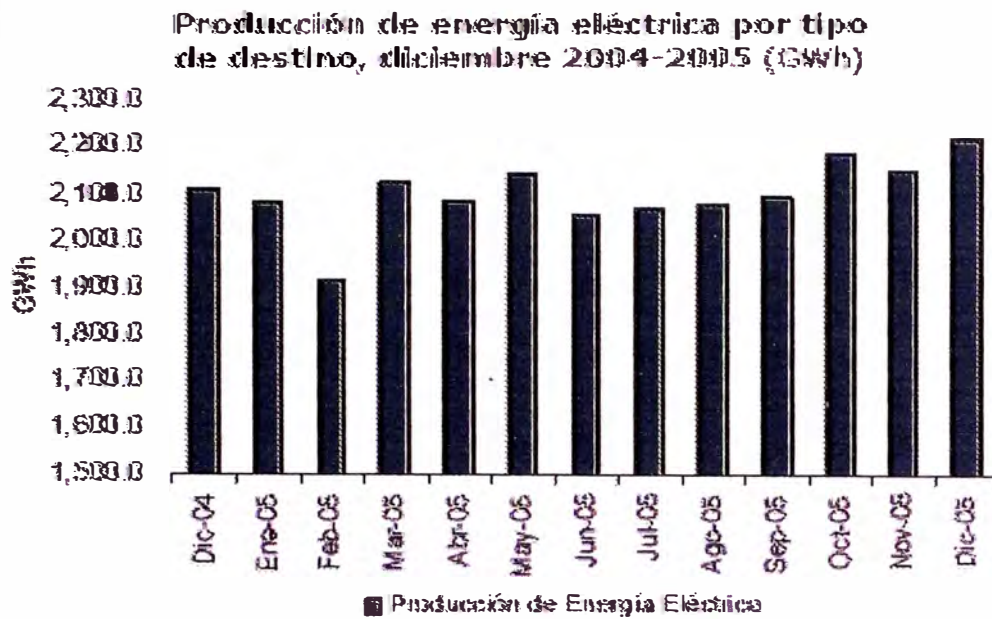
para uso propio registró un incremento de 0,2% (de 124,9 GWh en diciembre de 2004 a 125,1 en diciembre de 2005). Acumulando los doce meses del año 2005 podemos ver un crecimiento de 4,59% respecto del mismo período de 2004.

Así, del total de la producción nacional para diciembre (2 226,4 GWh), el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SINAC) contribuyó con 2 061,2 GWh (92,6% del total), mostrando un crecimiento de 5,15% con respecto de la producción del mismo período de 2004 (1 960,2 GWh). El restante 7,4% correspondió a los Sistemas Aislados (SSAA), con una contribución de 165,3 GWh, lo que significó un incremento de 9,83% respecto del mismo período de 2004 (150,5 GWh).



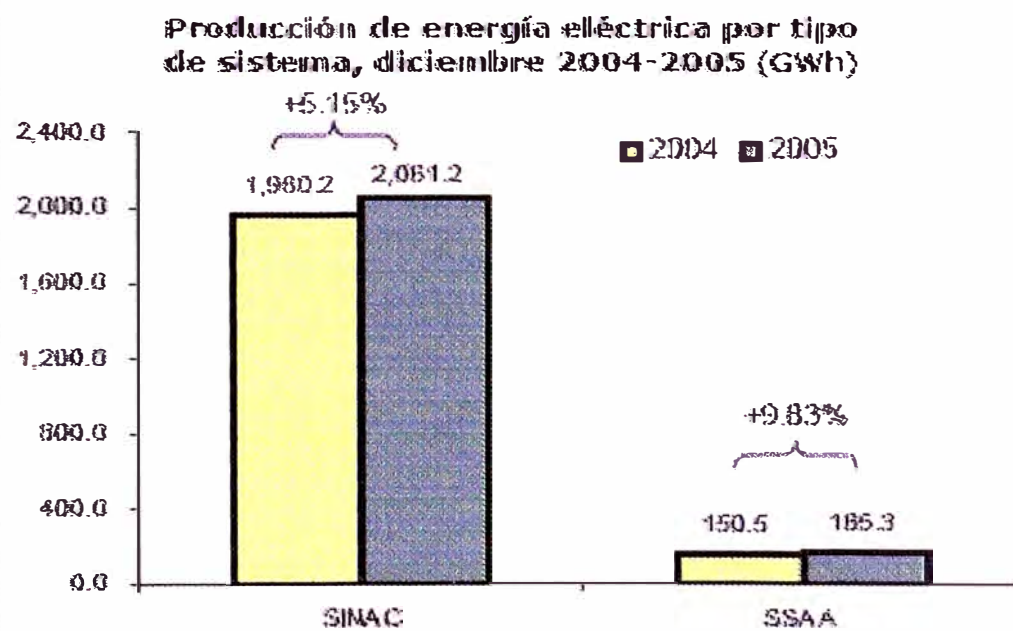
Fuente: MEM. Elaboración: SNMPE.

Gráfico N° 6.1



Fuente: MEM. Elaboración: SNMPE.

Gráfico N° 6.2



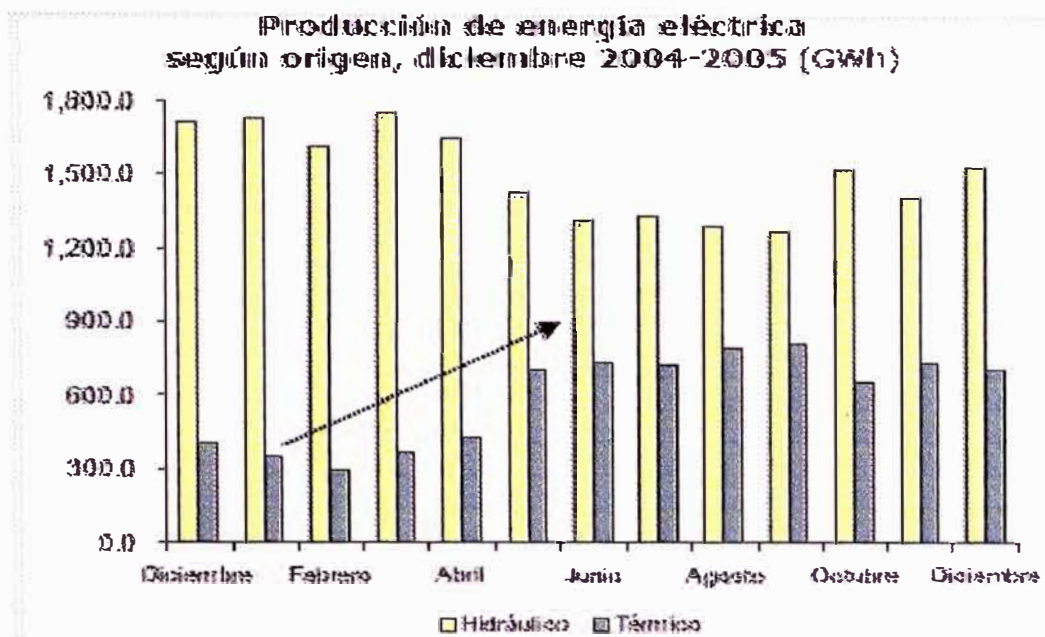
Fuente: MEM. Elaboración: SNMPE.

Gráfico N° 6.3

Si analizamos la producción de energía eléctrica según su origen, en el mes de diciembre de 2005 se registraron niveles superiores a los registrados

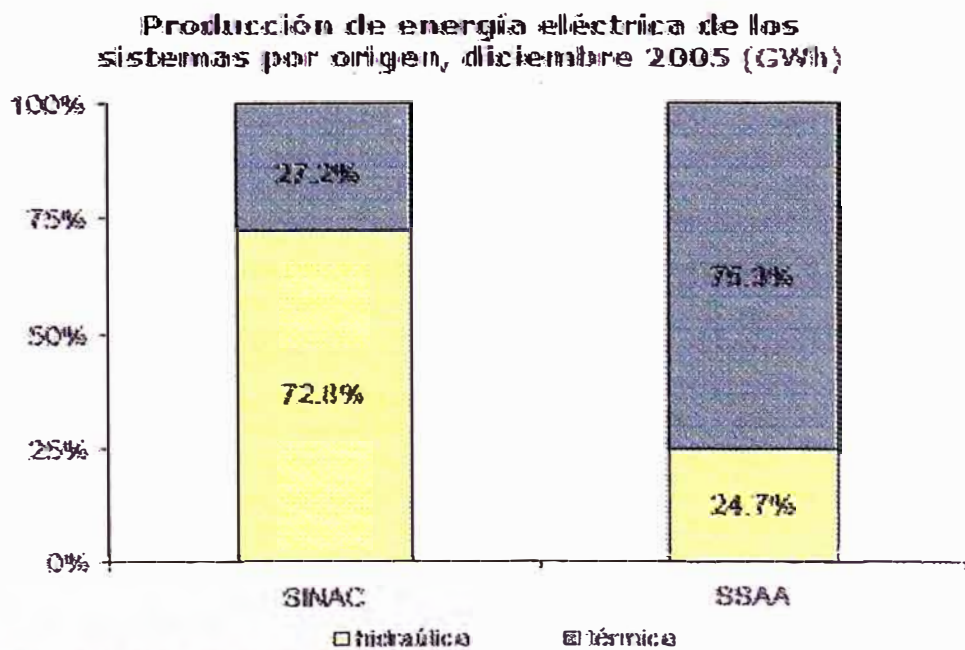
en el mismo mes de 2004. De esta manera, en diciembre de 2005 el 68,3% (1 541 GWh) del total de la producción nacional (2 226,4 GWh) fue de origen hidráulico, mientras que el 30,7% restante (685,4 GWh) fue de origen térmico. Cabe señalar que en diciembre de 2004 la producción de energía eléctrica (2 109,7 GWh) fue 81,0% de origen hidráulico (1 709,2 GWh) y 19,0% de origen térmico (400,5 GWh). El nivel de producción térmica se ha estabilizado a lo largo de 2005, siendo en promedio 29,9% de la producción total de energía eléctrica.

Siguiendo la misma línea, en el caso de la producción total del SINAC (2 061,2 GWh) el 72,8% (1 500,2 GWh) de su generación fue de origen hidráulico, mientras que el restante 27,2% (560,9 GWh) fue térmico. Caso contrario se observó en los SSAA (165,3 GWh), donde el 24,7% (40,8 GWh) fue de origen hidráulico y el 75,3% restante (124,5 GWh) se generó con energía térmica, como se desprende del gráfico adjunto.



Fuente: MEM. Elaboración: SNMPE.

Gráfico N° 6.4



Fuente: MEM. Elaboración: SNMPE.

Gráfico N° 6.5

Producción de Energía Eléctrica por Empresas de Servicio Público
Diciembre 2004 - Diciembre 2005 (GWh)

	Electro Perú	Edegel	Egenor	Enersur	Electroandes	Otros	TOTAL
Diciembre	624.4	420.9	236.0	83.3	98.6	522.4	1,985.7
Enero	622.9	435.8	230.1	26.4	98.9	545.1	1,959.1
Febrero	585.1	399.6	215.1	23.4	95.4	489.8	1,808.4
Marzo	634.6	448.2	232.7	30.6	96.8	564.6	2,007.5
Abril	620.6	391.5	200.0	93.9	94.3	565.1	1,965.4
Mayo	545.7	313.5	184.4	146.2	87.3	752.0	2,029.1
Junio	557.3	361.9	128.2	128.1	81.8	678.1	1,935.4
Julio	593.0	333.2	107.3	123.1	76.7	720.0	1,953.3
Agosto	571.6	366.6	110.2	149.0	83.2	720.3	2,000.9
Setiembre	507.0	371.4	106.7	157.1	75.0	758.4	1,975.6
Octubre	583.6	362.7	176.9	140.9	93.8	711.2	2,069.1
Noviembre	500.9	359.2	190.0	144.7	80.9	759.1	2,034.8
Diciembre	493.0	409.6	204.6	136.6	83.3	774.2	2,101.3
Dic-Dic	7,439.7	4,974.1	2,322.2	1,383.3	1,145.9	8,560.4	25,825.6

Fuente: MEM. Elaboración: SNMPE.

Cuadro N° 6.1

Electroperú S.A. ocupó el primer lugar de la producción de energía eléctrica por empresas con 493,0 GWh (23,5% del total) en diciembre de 2005. Igualmente, con relación al mismo período del año anterior, dicha empresa registró un descenso de 21,1% en su producción. Por su parte; Edegel S.A. ocupó el segundo lugar con 409,6 GWh (19,5% del total), registrando también una reducción de 2,7% respecto del mismo período de 2004. Duke Energy International Egenor ocupó el tercer lugar con una producción de 204,6 GWh (9,7% del total), lo que significó una reducción de 13,3% con relación a diciembre de 2004.

Energía del Sur S.A. (Enersur) con una producción de 136,6 GWh (6,5% del total) ocupó el cuarto lugar mostrando un incremento de 63,9% respecto

del mismo período de 2004, debido a un menor nivel de producción (53,2 GWh más que en diciembre de 2004) Finalmente, Electroandes S.A. produjo 83,3 GWh (4,0% del total) registrando una caída de 15,6% respecto del mismo mes de 2004.

6.1.2 Capacidad instalada de generación

La capacidad instalada de generación en el 2005 alcanzó los 6 150 MW, cifra que superó en 2,2% a la capacidad instalada en el 2004. El 52% de la capacidad instalada es hidráulica y el 48% es térmica. En agosto de 2005 entró en operación la Central Hidroeléctrica Yuncán adicionando 130 MW al sistema.

6.1.3 Líneas de transmisión

El sistema de transmisión dispone de líneas de 220 kV, 138 kV y 60 kV. Al año 2005, la longitud total de líneas fue de 14 961 km. Respecto del 2004, hubo un incremento de 104 km debido a la puesta en operación de la Línea de Transmisión Callalli – Ares en 138 kV.

6.1.4 Máxima demanda

La máxima demanda del Sistema Interconectado Nacional (SEIN) del año 2005 fue 3 305 MW (registrada el 20 de diciembre, a las 19:45 horas), cifra

que representó un incremento de 5,6% respecto de la máxima demanda del año 2004. Así mismo, los incrementos relacionados a la máxima demanda de los años 2003, 2002 y 2001 fueron: 11,5%, 13,6% y 18,4%; respectivamente.

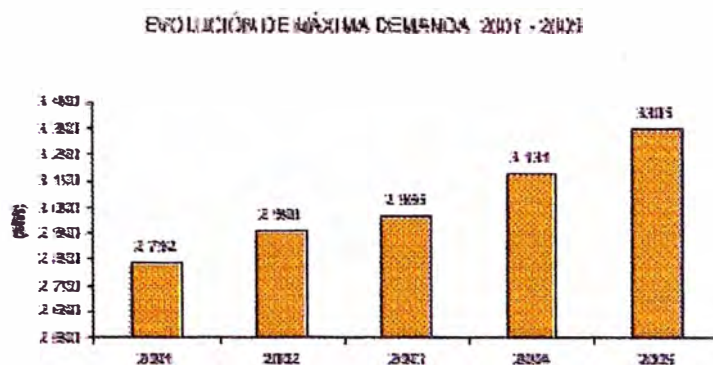


Gráfico N° 6.6

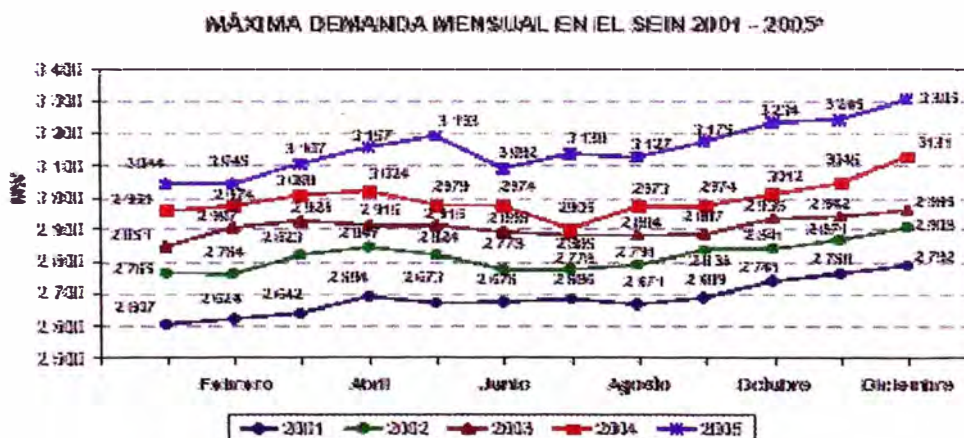


Gráfico N° 6.7

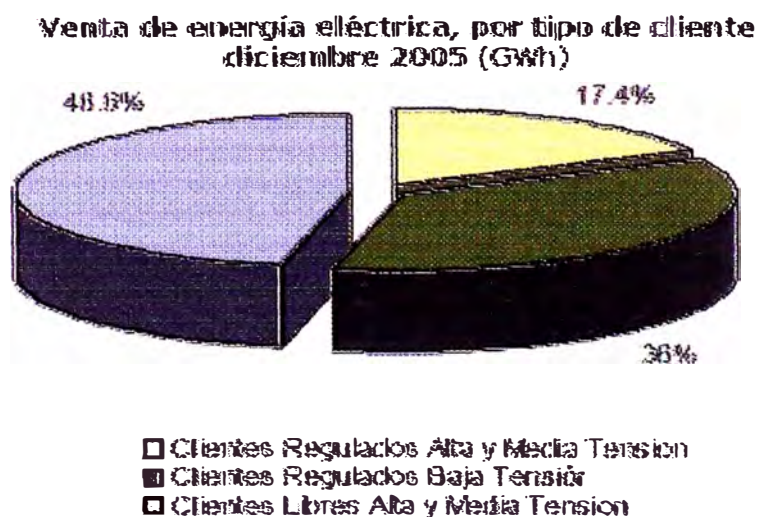
6.1.5 Precios en Barra y Costos Marginales

El costo marginal se mantuvo con valores por debajo del precio en barra hasta abril de 2005; sin embargo, con el cambio de estación y las consiguientes dificultades por restricciones hidrológicas e indisponibilidades

de gas natural en varias oportunidades, el costo marginal superó significativamente el precio en barra. Durante diciembre de 2005 se registró un costo marginal de 75,19 US\$/MWh y un precio de barra promedio de energía activa de 29,77 \$/MWh.

6.1.6 Ventas de energía

La venta de energía eléctrica a clientes finales en diciembre de 2005 alcanzó los 1 805,6 GWh, monto 2,34% superior al registrado para el mes de noviembre. Así, en el último mes del 2005 la venta de energía eléctrica a los clientes regulados fue de 963,4 GWh; lo que representó el 53,4% del total, mientras que las ventas a los clientes libres fue de 842,2 GWh (46,6%).



Fuente: MEM. Elaboración: SNMPE.

Gráfico N° 6.8

Las ventas de energía eléctrica de las empresas concesionarias ascendieron a 20 561,8 GWh para el 2005, cifra que se incrementó en 5,2%

respecto del año anterior. Las ventas a clientes regulados y libres se incrementaron en 7,2% y 2,9%, respectivamente. Así mismo, se suministró energía a 3,9 millones de usuarios; es decir, 2,7% más que en el período anterior. En tanto que la facturación al cliente final fue de 1 568 millones de dólares, cifra mayor en 13,5% respecto del año 2004, explicable principalmente por el crecimiento de las ventas.

Las empresas generadoras y distribuidoras a diciembre de 2005 brindaron el servicio de energía eléctrica a 3 977 100 usuarios finales, cifra que representó un incremento de 3% respecto del mismo período del 2004 (3 860 515 usuarios finales), el incremento del año 2004 respecto del 2003 fue de 4%. Del total de usuarios durante el 2005, 3 976 856 son clientes regulados y 244 clientes libres, y de estos últimos, 80 son atendidos por las empresas generadoras. Del total de usuarios durante el 2004, 3 860 270 fueron clientes regulados y 245 clientes libres, y de estos últimos, 85 fueron atendidos por las empresas generadoras.

En el 2005, la energía eléctrica comercializada alcanzó los 20 701 GWh y fue distribuida por 22 empresas distribuidoras (62%) y 17 empresas generadoras (38%), dichas ventas aumentaron en 5% respecto del año 2004. Las generadoras comercializaron a sus clientes libres 7 787 GWh, lo que representa un incremento de 2% con relación al año anterior. Del mismo modo, las distribuidoras vendieron 12 914 GWh, es decir, 7% más que el 2004. Este año, la energía eléctrica comercializada alcanzó los 19 641

GWh y fue distribuida por 22 empresas distribuidoras (61%) y 16 empresas generadoras (39%), dichas ventas aumentaron en 7% respecto del 2003. Las generadoras comercializaron a sus clientes libres 7 639 GWh, lo que representa un incremento de 8% con relación al año anterior. Del mismo modo, las distribuidoras vendieron 12 001 GWh, es decir, 6% más que el 2003.

La energía eléctrica total al cierre del año 2005 se distribuyó de acuerdo a los niveles de tensión requeridos según la siguiente estructura: en MAT (23%), AT (9%), MT (31%) y BT (37%). La estructura de la venta al cliente final por sectores económicos de consumo es de la siguiente manera: 55% Industrial, 18% Comercial, 24% Residencial y 3% Alumbrado Público. Así mismo, los consumos de energía para las actividades económicas como manufactura y minería fueron: 6 154,23 GWh (30%) y 4 924,29 GWh (24%) respectivamente. Estos porcentajes están determinados respecto de las ventas totales al cliente final.

De otro lado, la energía eléctrica total al cierre del año 2004 se distribuyó de acuerdo a los niveles de tensión requeridos según la siguiente estructura: en MAT (24%), AT (9%), MT (30%) y BT (37%). La estructura de la venta a cliente final por sectores económicos de consumo es de la siguiente manera: 55% Industrial, 18% Comercial, 24% Residencial y 3% Alumbrado Público. Así mismo, los consumos de energía para las actividades económicas como manufactura y minería fueron: 5 883,47 GWh (30%) y 4 720,48 GWh (24%),

respectivamente. Estos porcentajes están determinados respecto a las ventas totales al cliente final.

Las principales empresas eléctricas que destacaron durante el 2005 por las ventas efectuadas a sus clientes finales respecto del total nacional fueron: Edelnor (21%), Luz del Sur (21%), Enersur (9%), Edegel (8%), Electroandes (5%), Hidrandina (4%), Termoselva (4%) y Electroperú (4%), entre otras. Durante el 2004 las principales empresas eléctricas que destacaron fueron: Edelnor (21%), Luz del Sur (20%), Edegel (9%), Enersur (9%), Electroandes (5%), Electro Norte Medio (4%), Termoselva (4%) y Electroperu (4%), entre otras.

Finalmente, la venta de energía al cliente final en el año 2005 fue 20 561,8 GWh, con un 4,7% de incremento respecto de la venta del mismo período del año anterior. Así mismo, con relación al 2003, este aumento fue de 11,9% y con respecto a las ventas de los años 2002 y 2001, los incrementos fueron de 16,8 % y 23,7%, respectivamente.

EVOLUCIÓN DE LAS VENTAS DE ENERGÍA A CLIENTE FINAL
2001 - 2005

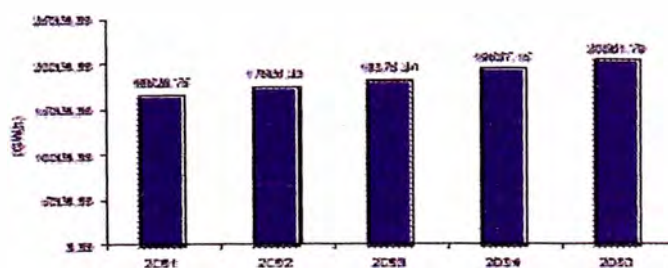
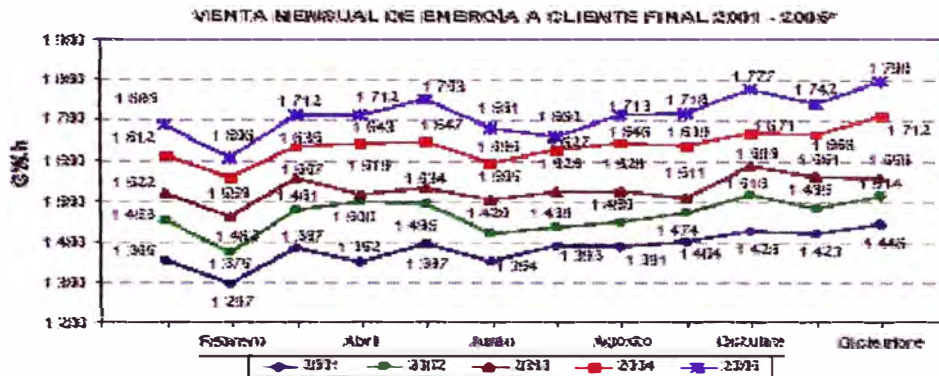


Gráfico N° 6.9



(*) Preliminar

Gráfico N° 6.10

6.1.6.1 Venta mensual de energía eléctrica por actividad económica en Distribución (GWh)

La distribución de la venta de energía eléctrica a nivel nacional por actividad económica durante el 2005 aparece en el siguiente cuadro, donde se observa que el mayor volumen de energía se encuentra en el sector industrial (54,5%), al igual que en el año 2004 (55,1%).

Sector económico Mes	Industrial	Comercial	Residencial	Alumbrado Público	Total mensual
Enero	910,10	313,21	417,42	49,91	1 690,64
Febrero	860,09	308,18	394,31	47,61	1 610,20
Marzo	944,03	313,98	403,23	51,77	1 713,01
Abril	926,53	315,16	422,41	52,53	1 716,62
Mayo	977,20	313,50	413,54	53,15	1 757,40
Junio	912,41	297,16	415,79	54,62	1 679,99
Julio	910,67	295,74	427,52	54,19	1 688,12
Agosto	952,58	305,37	411,07	55,14	1 724,17
Setiembre	945,27	313,76	426,63	54,55	1 740,21
Octubre	983,35	320,47	427,19	53,34	1 784,36
Noviembre	978,29	328,23	421,78	52,85	1 781,16
Diciembre	980,16	343,17	439,84	52,34	1 815,51
Total energía por sector 2005	11 280,69 54,5%	3 767,93 18,2%	5 020,74 24,3%	632,03 3,1%	20 701,38
Total energía por sector 2004	10 813,36 55,1%	3 504,83 17,8%	4 720,01 24,0%	602,46 3,1%	19 640,65

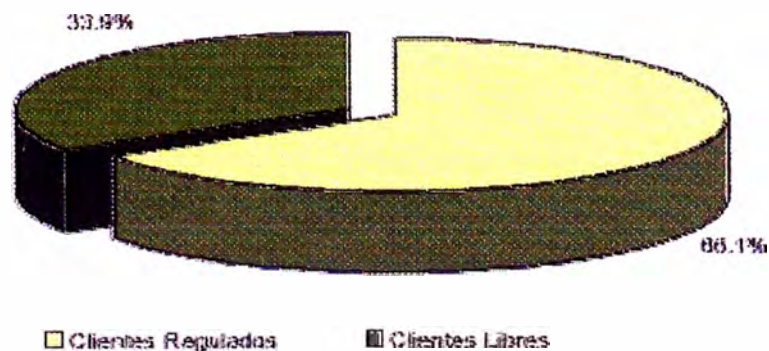
Tabla N° 6.1 Venta de energía eléctrica a nivel nacional por actividad económica durante el 2005

6.1.7 Facturación de Energía Eléctrica a Cliente Final

En lo que respecta a la facturación de energía eléctrica para diciembre de 2005 (455 mil nuevos soles), los clientes regulados abonaron 301 mil (66,1% del total), mientras que los clientes libres facturaron 154 mil (33,9%).

Al comparar estos resultados con los obtenidos el mismo mes en el 2004, se observa que la facturación de los clientes regulados tuvo un incremento de 6,1%, mientras que el monto pagado por los clientes libres aumentó en 5,7%.

Facturación de energía eléctrica, diciembre 2005
(Miles de S/.)



Fuente: MEM. Elaboración: SNMPE.

Gráfico N° 6.11

En el 2005 las ventas de energía eléctrica de las empresas generadoras y distribuidoras a sus clientes finales, en unidades monetarias, ascendieron a US\$ 1 579 millones, lo que representó un incremento de 13,7% con relación al 2004. Del total facturado, las empresas generadoras tuvieron una

participación del 27% y las distribuidoras facturaron el 73%. En el 2004 las ventas ascendieron a US\$ 1 382 millones, lo que representó un incremento de 13,6% con relación al 2003. Del total facturado, las empresas generadoras tuvieron una participación del 29% y las distribuidoras facturaron el 71%. Es importante señalar que dentro de la facturación de las distribuidoras a sus clientes finales está incluida la facturación por concepto de los servicios de generación y transmisión.

Los clientes regulados consumieron energía durante el 2005 por un monto equivalente a US\$ 1 048 millones y los clientes libres por US\$ 531 millones; representando estas cifras el 66% y 34% del total, respectivamente. Durante el 2004, el monto equivalente para clientes regulados es de US\$ 898 millones y para los clientes libres es de US\$ 484 millones; representando estas cifras el 66% y 34% del total, respectivamente.

Según los niveles de tensión, las facturaciones respecto del total durante el 2005 fueron: 52% en BT, 25% en MT, 5% en AT y 18% en MAT. Para el 2004, las facturaciones respecto del total fueron: 52% en BT, 24% en MT, 5% en AT y 19% en MAT.

La distribución de la facturación total de las ventas de energía eléctrica por sectores económicos durante el 2005 fue la siguiente: Industrial 41%, Residencial 35%, Comercial 20% y Alumbrado Público 4%. Durante el 2004

la distribución fue la siguiente: Industrial 44%, Residencial 33%, Comercial 19% y Alumbrado Público 4%.

6.1.8 Precio Medio de Energía Eléctrica

El 2005, el precio medio total de la electricidad fue de 7,63 ctvo US\$/kWh, superior al del 2004, que fue de 7,04 ctvo US\$/kWh.

6.1.8.1 Mercado Regulado

El precio medio total en el mercado regulado fue de 9,40 ctvo US\$/kWh el 2005 y según el nivel de tensión: 10,74 ctvo US\$/kWh en BT; 6,51 ctvo US\$/kWh para MT y 6,06 ctvo US\$/kWh para AT; mientras que en el 2004, el precio medio total fue de 8,22 ctvo US\$/kWh y según el nivel de tensión: 9,88 ctvo US\$/kWh en BT; 5,90 ctvo US\$/kWh para MT y 5,71 ctvo US\$/kWh para AT.

A diciembre de 2005, la tarifa residencial – BT5 promedio fue 10,34 ctvo US\$/kWh (11,10 ctvo US\$/kWh en diciembre de 2004), y las empresas distribuidoras que tuvieron los valores más bajos, fueron: Empresa de Generación y Comercialización de Servicio Público de Electricidad Pangoa S.A. (9,05 ctvo US\$/kWh), Electro Sur Medio S.A.A. (9,43 ctvo US\$/kWh) y Consorcio Eléctrico Villacurí S.A.C. (9,59 ctvo US\$/kWh).

Para el 2004 dichas empresas fueron: Electro Puno S.A.A. (9,87 ctvo US\$/kWh), Empresa de Servicios Eléctricos Municipales de Paramonga S.A. (10,53 ctvo US\$/kWh) y Luz del Sur S.A.A. (10,62 ctvo US\$/kWh).

Por otro lado, los precios medios en media tensión a diciembre de 2005 fueron: 6,1 ctvo US\$/kWh en MT2; 5,9 ctvo US\$/kWh en MT3 y 6,4 ctvo US\$/kWh en MT4 (6,5 ctvo US\$/kWh en MT2, 6,6 ctvo US\$/kWh en MT3 y 7,2 ctvo US\$/kWh en MT4 a diciembre de 2004); y las empresas que presentaron menores valores fueron: Electro Sur S.A. (5,60 ctvo. US\$/kWh), Consorcio Eléctrico Villacurí S.A.C. (6,62 ctvo. US\$/kWh) y Electro Sur Medio S.A.A. (5,70 Ctv. US\$/kWh). En el 2004 dichas empresas fueron: Consorcio Eléctrico Villacurí S.A.C. (5,98 ctvo US\$/kWh), Electro Sur Medio S.A.A. (6,16 ctvo US\$/kWh) y Electro Sur S.A. (6,19 ctvo US\$/kWh).

Según la evolución mensual del precio medio, durante el 2005, éste llegó a un valor mínimo de 6,02 ctvo. US\$/kWh (diciembre) en MT y alcanzó un máximo de 6,72 ctvo. US\$/kWh (julio). Así mismo, en BT se tuvo un precio medio mínimo de 10,34 ctvo. US\$/kWh (diciembre) y un máximo de 11,02 ctvo. US\$/kWh (enero). Las variaciones del precio medio regulado se deben a las diferentes tipologías de consumo de los clientes, además de los efectos comerciales propios de la facturación (compensaciones).

Durante el 2004, el precio medio en MT llegó a un valor mínimo de 5,59 ctvo US\$/kWh (mayo) y alcanzó un máximo de 6,73 ctvo US\$/kWh

(diciembre). Así mismo, en BT se tuvo un precio medio mínimo de 9,42 ctvo US\$/kWh (febrero) y un máximo de 11,06 ctvo US\$/kWh (diciembre). Las variaciones del precio medio regulado se deben a las diferentes tipologías de consumo de los clientes además de los efectos comerciales propios de la facturación (compensaciones).

6.1.8.2 Mercado Libre

El precio medio total en el mercado libre para el 2005 fue de 5,56 ctvo US\$/kWh y según los niveles de tensión: 5,96 ctvo US\$/kWh en MT; 4,70 ctvo US\$/kWh para AT y 4,66 ctvo US\$/kWh para MAT. Para el 2004, el precio medio total en el mercado libre fue de 5,21 ctvo US\$/kWh y según los niveles de tensión en 5,06 ctvo US\$/kWh en MT; 4,21 ctvo US\$/kWh para AT y 5,69 ctvo US\$/kWh para MAT.

Respecto del tipo de empresa, en el 2005, las generadoras ofrecieron al cliente final libre un precio medio de 5,54 ctvo US\$/kWh y las distribuidoras 5,35 ctvo US\$ / kWh. En el 2004, el precio medio al cliente final libre fue de 5,18 ctvo US\$/kWh y a las empresas distribuidoras fue de 5,39 ctvo US\$/kWh.

6.1.9 Inversiones

Las empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras y el estado (electrificación rural) han efectuado inversiones que ascendieron a 320,9 millones de dólares. Del total invertido, el 47,9% son producidas por las generadoras, el 32,3% por las distribuidoras, el 5,7% por las transmisoras y el 13,9% corresponden a la electrificación rural.

6.1.10 Mejoras Normativas

Las Mejoras Normativas efectuadas durante el 2005 en el sector eléctrico fueron las siguientes:

- Reglamento de Cogeneración, para impulsar la producción simultánea de energía eléctrica y calor utilizando el gas natural. Aprobado con Decreto Supremo N° 064-2005-EM, de fecha 29 de diciembre de 2005.
- Modificaciones al Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad, orientadas a impulsar el intercambio de energía eléctrica entre el Perú y los otros países de la Comunidad Andina. Aprobado con Decreto Supremo N° 049-2005-EM, de fecha 24 de noviembre de 2005.
- Resolución Ministerial N°450-2005-MEM/DM, de fecha 28 de octubre de 2005, se establecieron disposiciones para el cálculo del reajuste tarifario.
- Decreto Supremo N° 012-2005-EM, publicado el 20 de marzo de 2005, se aprobó las modificaciones del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, dispuestas por la Ley No. 28447. Estas modificaciones tienen

como fin perfeccionar el procedimiento de fijación de tarifas eléctricas de generación y establecen razones técnico–económicas, debidamente acreditadas y aprobadas por el Ministerio de Energía y Minas para renovar las concesiones eléctricas.

- Se ha emitido normas de carácter reglamentario para perfeccionar la operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN); así como para la prestación del Servicio Público de Electricidad:
- Decreto Supremo N° 003-2005-EM que modifica el artículo 92° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, referido al mecanismo para el pago al coordinador, servicios complementarios y delegación de funciones a los integrantes del SEIN.
- Decreto Supremo N° 038-2005-EM que considera el menor precio del combustible para la regulación de tarifas eléctricas.
- Resolución Ministerial N° 250-2005 EM/DM que fija las horas de regulación y probabilidad de excedencia mensual para definir la potencia firme hidráulica.
- Resolución Directoral N° 014-2005 EM/DGE que aprueba la norma técnica para la coordinación de la operación en tiempo real de los sistemas interconectados.
- Resolución Directoral N° 030-2005 EM/DGE que aprueba el Reglamento Técnico sobre especificaciones técnicas y ensayos de los componentes de sistemas fotovoltaicos domésticos hasta 500 Wp.

6.2 Sector Hidrocarburos

6.2.1 Producción de Hidrocarburos líquidos

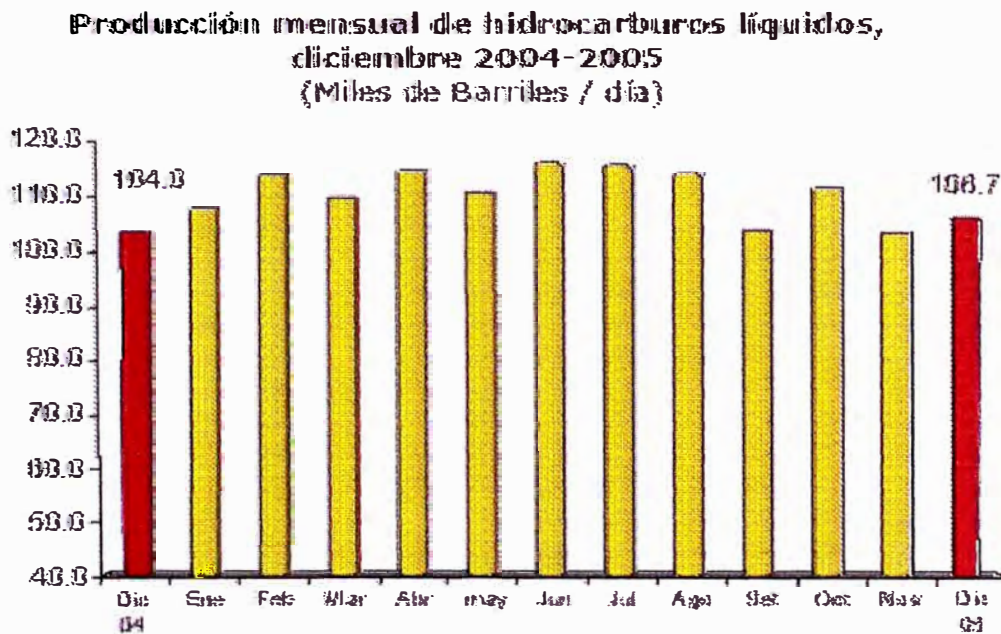
En diciembre de 2005 la producción nacional de hidrocarburos líquidos alcanzó los 3 307 miles de barriles, lo que representa un incremento de 2,5% sobre los 3 225 miles de barriles obtenidos para el mismo mes de 2004, registrándose una producción promedio de 106,7 mil barriles diarios, cifra que es 2,53% mayor a la del mismo mes de 2004.

En comparación con el mes de noviembre del mismo año, la producción diaria de barriles de diciembre fue mayor en 2,48% –como se observa en el Gráfico N° 6.12– diferencia que pudo ser mayor de no haberse presentado problemas operativos en el ducto de Transporte de Líquidos de Transportadora de Gas del Perú (TGP).

Como se puede apreciar del Gráfico N° 6.13, Pluspetrol Perú Corporation S.A. registró una producción de 72 mil barriles diarios en diciembre de 2005, monto superior en 1,65% a la producción del mismo período de 2004 (70,8 mil barriles). Esta empresa opera el Lote 88 (con 26,6 mil barriles diarios de producción), el Lote 1–AB (con 26,3 mil) y el Lote 8 (con 16,9 mil).

Por su parte, el Lote X de Petrobras Energía Perú S.A. registró una producción de 12,8 mil barriles diarios, ocupando así el segundo lugar entre

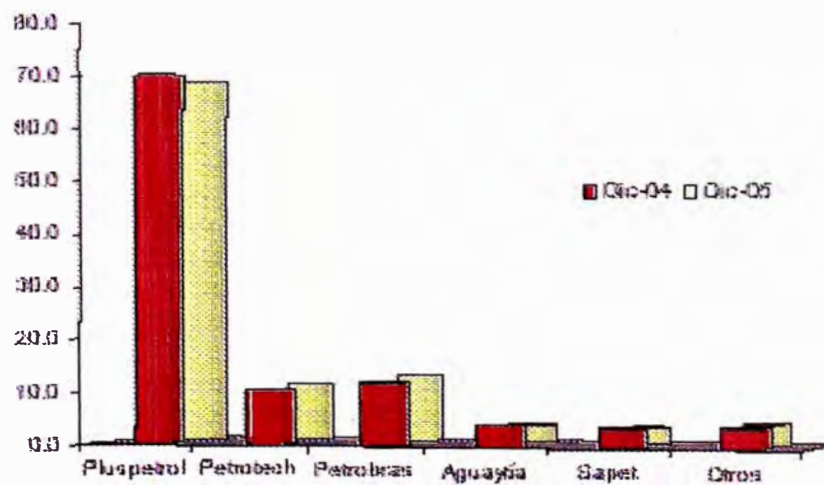
las empresas con mayor producción. Le siguió la empresa Petrotech Peruana S.A. con 11,2 mil barriles diarios.



Fuente: Perupetro. Elaboración SNMPE.

Gráfico N° 6.12

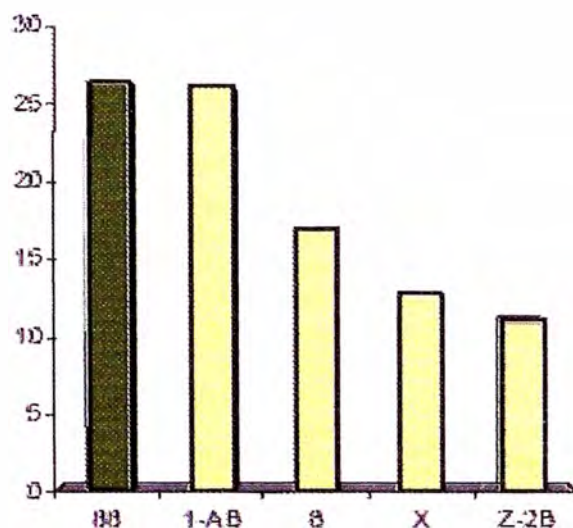
Producción de hidrocarburos líquidos por empresas, diciembre 2004-2005
(Miles de Barriles / día)



Fuente: Perupetro. Elaboración SNMPE.

Gráfico N° 6.13

Producción de hidrocarburos líquidos
(por Lotes, diciembre 2005
(Miles de Barriles / día)



Fuente: Perupetro. Elaboración: SNMPE.

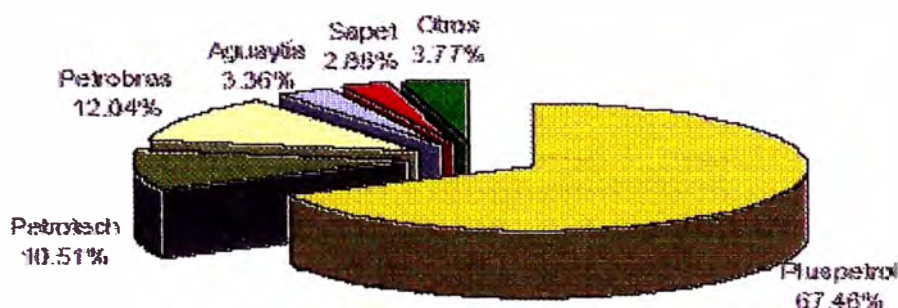
Gráfico N° 6.14

De los 106,7 mil barriles diarios producidos durante diciembre de 2005, Pluspetrol Perú Corporation S.A. contribuyó con el 67,46% disminuyendo su participación en comparación con la obtenida en el mismo mes de 2004, cuando ésta fue del 68% (de un universo de 104 mil barriles diarios).

Petrobras Energía Perú S.A, por su parte, terminó segundo en la producción de diciembre de ese año con una participación de 12,04%; seguido por Petrotech Peruana S.A. con 10,51%, Aguaytia Energy del Perú S.A. con 3,36% y Sapet Development Perú con 2,86%.

Al analizar la producción por zonas tenemos que el 71% de los hidrocarburos líquidos proviene del oriente (76 mil barriles diarios), debido en gran medida a la participación de los lotes administrados por Pluspetrol Perú Corporation S.A. El 18% de la producción corresponde a la costa (19,4 mil) y el 11% restante al zócalo (11,2 mil).

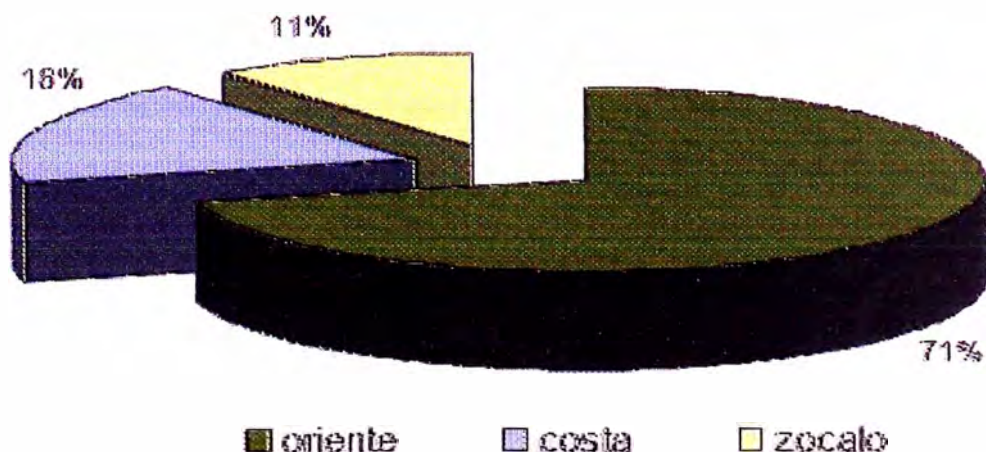
Participación en la producción de hidrocarburos líquidos, diciembre 2005



Fuente: Perupetro. Elaboración: SNMPE.

Gráfico N° 6.15

Producción de hidrocarburos líquidos por zonas, diciembre 2005



Fuente: Perupetro. Elaboración: SNMPE.

Gráfico N° 6.16

Con los resultados de este último mes, las cifras acumuladas en el 2005 registran una producción de 40 622 miles de barriles de hidrocarburos líquidos, lo que significa un incremento de 18% sobre los 34 448 miles de barriles producidos durante el 2004. En ese sentido, la producción diaria promedio de hidrocarburos líquidos para el año concluido fue de 111,3 mil barriles; 17,2 mil barriles más que el 2004.

Finalmente, la participación de las empresas en la estructura de producción nacional de hidrocarburos líquidos, durante el 2005, ha sido muy similar a la observada para el último mes de diciembre.

6.2.2 Producción de gas natural

En diciembre de 2005 se logró una producción de 5 135 millones de pies cúbicos de gas natural, monto superior en 103,71% a los 2 520 millones de pies cúbicos obtenidos en el mismo mes de 2004. Este sector continúa registrando volúmenes crecientes desde el inicio de operación del Lote 88 (Camisea), así como por el consumo de gas natural para la generación eléctrica. No obstante, la producción de diciembre (medida en millones de pies cúbicos diarios) se redujo en 10,3% comparado con noviembre, debido a que el ducto de Gas Natural de TGP presentó problemas a inicios de dicho mes.

La mayor producción registrada durante diciembre de 2005 corresponde a Pluspetrol Perú Corporation S.A. con 3 031 millones de pies cúbicos (97,7 millones de pies cúbicos diarios), provenientes de la operación del Lote 88. Esta empresa registró una caída de 3,24% en sus niveles de producción en comparación con el mes de noviembre debido a los problemas antes mencionados.

El segundo lugar lo ocupa Aguaytia Energy del Perú S.A. con 1 209 millones de pies cúbicos (39 millones diarios). Le sigue Petrobras Energía Perú S.A. con 347 millones de pies cúbicos (11,2 millones diarios).

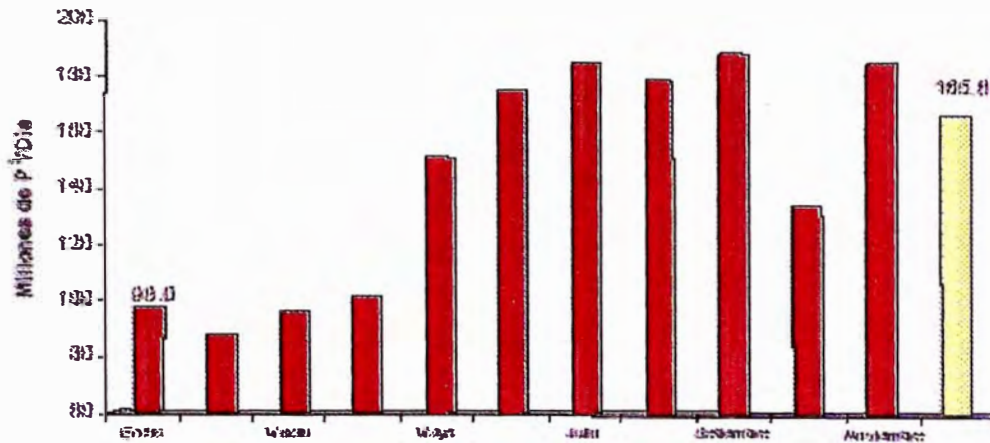
Pluspetrol Perú Corporation S.A. lideró la producción de gas natural con el 59,04% de participación en diciembre de 2005. Le siguió Aguaytia Energy del Perú S.A. con 23,56%, Petrobras Energía Perú S.A. con 6,77% y Petrotech Peruana S.A. con 6,41%.

De otro lado, el reporte de producción por zonas muestra que el oriente contribuyó con el 82,6% de la producción total de gas natural de diciembre de 2005, mientras que la producción de la costa representó el 10,99% y la del zócalo el 6,41% restante.

En resumen, durante el 2005 se logró una producción de 53 347,1 millones de pies cúbicos de gas natural, superior en 75,51% a los 30 355,6

millones de pies cúbicos obtenidos en el 2004, explicado por el aporte de Camisea en todos los meses de 2005.

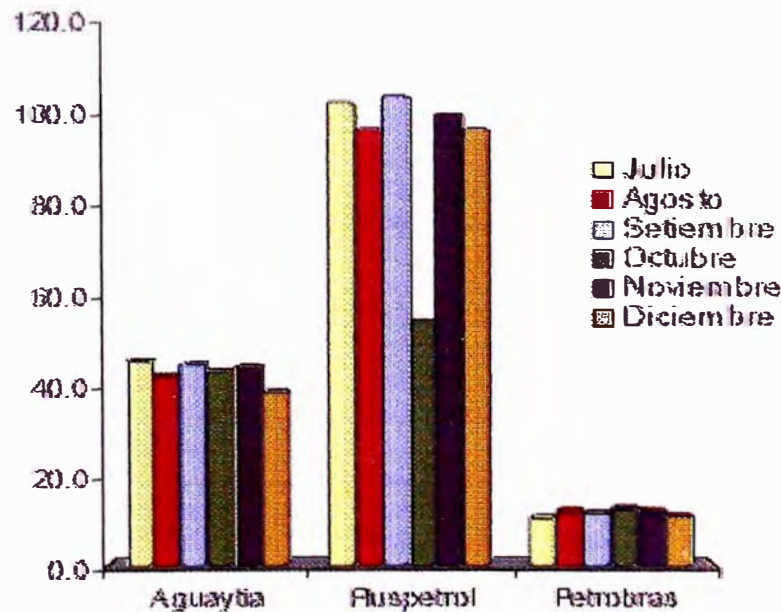
Evolución de la producción total nacional de gas natural, 2005
(Millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: Perupetro. Elaboración: SNMPE.

Gráfico N° 6.17

Producción de gas natural por empresas, julio-diciembre 2005
(Millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: Perupetro. Elaboración: SNMPE.

Gráfico N° 6.18

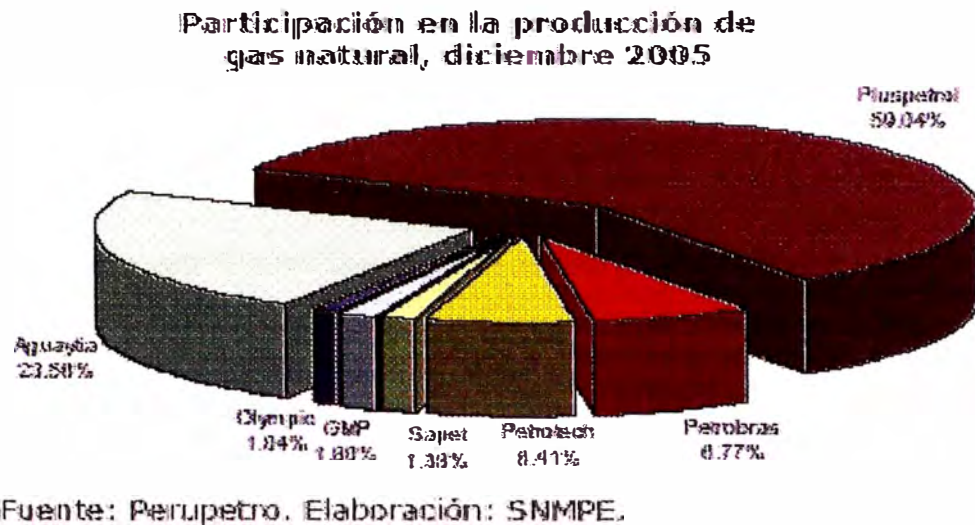


Gráfico N° 6.19

6.2.3 Hidrocarburos: Expectativas para el 2005

El sector de hidrocarburos en el Perú atravesó un importante cambio estructural con la llegada a Lima del gas natural de Camisea, luego de 20 años de su descubrimiento. Así, Camisea representa un significativo cambio en la oferta local de combustibles y contribuye a la reducción en el déficit de la balanza comercial de hidrocarburos. La operación de la red de distribución de gas natural en Lima ha permitido su llegada a un grupo de clientes industriales, estando en plena ejecución el inicio de atención a los clientes residenciales.

En el sector eléctrico, Camisea ha iniciado el proceso de reconfiguración del parque de generación con un mejor uso de los recursos y la correspondiente reducción de costos. Además, disminuirá la dependencia

hidráulica actual (que cubre cerca del 90% de la demanda de energía del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional en condiciones normales) mejorando el manejo de riesgos de la industria de generación eléctrica ante la repetición de un año hidrológico seco como lo sucedido en el 2004.

Con la presencia de los hidrocarburos de Camisea se registrará una mayor competencia en el mercado de combustibles, principalmente a través de dos mecanismos. De un lado, se producirá un aumento en la competencia entre combustibles (sustitución) de la mano con un aumento de la competencia intracombustibles (mayor oferta de algunos), principalmente en el mercado de GLP y en menor medida de Diesel. Es probable que en el primero de estos segmentos se advierta una probable reducción en el margen de comercialización de GLP y su posible consolidación como consecuencia de la aplicación de estrategias defensivas por los participantes en esta industria.

Camisea ha sido un ejemplo notable de articulación de los proyectos de infraestructura con el desarrollo del mercado de capitales, tal como lo demuestra de un lado, la exitosa colocación de bonos en el mercado interno realizada por Transportadora de Gas del Perú (TGP) que marcó un hito en el mercado primario de deuda peruano, por la magnitud de los fondos captados y tasas competitivas para los plazos alcanzados (15 y 25 años) y, de otro lado, la incorporación de Pluspetrol como nuevo emisor de papeles comerciales.

En la comercialización minorista de combustibles es de esperar que las políticas aplicadas por el gobierno para controlar y sancionar los problemas de calidad y seguridad en el sector tengan éxito. Sin embargo, la existencia de diferenciación de carga tributaria en las transacciones en la zona de Selva continuará dando incentivos para el contrabando interno. Estas muestras de debilidad institucional han sido parte del conjunto de elementos que han incidido en el lamentable retiro de algunos operadores transnacionales del mercado peruano.

Durante el 2004, el mundo enfrentó las consecuencias del significativo aumento de precios internacionales del petróleo abriéndose en el Perú el debate político sobre la necesidad de un fondo de estabilización de precios, la revisión de la tributación que impone el Estado al consumo de combustibles y la adecuación de las políticas de precios de la empresa estatal a condiciones de mercado y su efecto sobre los competidores privados. Una lección positiva sobre este “shock” de precios fue la mayor información y transparencia sobre la formación del nivel de precios interno de modo que el consumidor vea protegidos sus derechos.

Paralelamente, se observaron actitudes políticas al interior de Petroperú orientadas a incrementar la participación estatal en el sector, incluyendo intenciones erróneas de asignar recursos estatales a la inversión de riesgo en exploración de petróleo. En resguardo del interés público es deseable

mantener a los recursos fiscales fuera de actividades altamente riesgosas y convocar la iniciativa privada para ello.

Durante el 2005 disminuyó ligeramente la presión sobre la demanda mundial de combustibles y el precio del petróleo se mantuvo en promedio por debajo de los niveles alcanzados en el 2004. Así mismo, se continuó con la penetración del gas natural, promovido por el ahorro energético, la distribución geográfica de la red principal (alcance de la red), la motivación a la sustitución que se ejercen en los diversos tipos de usuarios y la capacidad de “defensa” de los actuales comercializadores de combustibles. Asociado a estos cambios están los nuevos negocios que en el muy corto plazo demandarían servicios y equipos de ingeniería para la conversión a gas natural, así como para la medición del volumen y la calidad del gas natural, entrada del gas en el transporte, equipamiento de las estaciones de servicio requeridas para el abastecimiento de los vehículos, distribución de gas doméstico, entre otros.

Es de esperar que se concrete el inicio del proyecto de exportación del gas natural peruano, sujeto recientemente a un incomprensible conflicto generado por autoridades regionales equivocadas sobre el tratamiento del mayor proyecto de inversión privada que se ve en el horizonte cercano y que tendrá indudablemente un impacto altamente positivo para la economía. Así, sólo cabe precisar que el impacto económico más importante tiene su origen en el mayor nivel de actividad económica que será generado por las

inversiones y los gastos operativos directos de este proyecto, así como por sus repercusiones sobre la evolución de la balanza comercial de hidrocarburos, los ingresos fiscales y el valor agregado que pueda generar.

6.3 Hechos de importancia en el entorno internacional y nacional

6.3.1 Sector Externo

La situación económica relevante presenta las siguientes características:

- Los precios internacionales de los hidrocarburos han sido sostenidamente crecientes desde el año 2003. Durante el 2006, los precios del petróleo se ubican por encima de los 66 US\$/bbl; como consecuencia de ello, y dado que los contratos de explotación de hidrocarburos establecen mecanismos de valorización del petróleo crudo producido en el país, en función de precios internacionales, se obtienen mayores ingresos respecto a lo presupuestado originalmente para el año 2006.
- La expectativa para los próximos períodos es que se mantengan los precios altos del petróleo (alrededor de los 70 US\$/bbl), en especial por la ampliación y agravamiento del conflicto en el próximo Oriente que amenaza la seguridad de la oferta de petróleo del Medio Oriente y el crecimiento de la demanda mundial durante el verano del Hemisferio Norte, hacen prever que los precios altos actuales se sostengan en los próximos meses.

- El Perú enfrenta una alta competencia internacional por atraer inversiones en exploración de hidrocarburos, ya que los países con potencial hidrocarburífero mejoran continuamente sus condiciones fiscales y contractuales para atraer inversionistas, lo cual significa para Perupetro –empresa estatal de derecho privado encargada de promover la inversión en actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en el país– la realización permanente de programas de promoción y presencia activa en eventos internacionales, que permitan mantener e incrementar un flujo continuo de visitas de interés de inversionistas en los proyectos de exploración del país.

6.3.2 Sector Interno

- El inicio de la producción del gas natural en Camisea tiene efectos importantes en la economía nacional, en lo que representa la transformación de la estructura de consumo energético nacional, así como por la utilización del gas en diferentes industrias incluyendo el transporte, con las ventajas económicas y ambientales que ello significa. Por otro lado, la producción de líquidos de gas natural (LGN) a partir de los yacimientos de Camisea, permite compensar la menor producción de petróleo de los campos maduros. La producción nacional fue de 113 149 b/d (barriles por día) al II Trimestre de 2006, que representa un aumento de 0,3% respecto al II Trimestre de 2005.

- El Perú tiene un déficit de producción interna de de petróleo y derivados en términos volumétricos y de disponibilidad de petróleo ligero, de acuerdo a los requerimientos de las refinerías nacionales, lo que obliga a utilizar la producción interna y a importar el déficit, tanto a nivel de petróleo ligero, como de algunos productos derivados. Sin embargo, la explotación de hidrocarburos del Lote 88 (Yacimientos de Camisea) permite la exportación de líquidos de gas natural, así como la utilización del gas natural en la generación de energía eléctrica, lo cual contribuye a disminuir el déficit de la balanza comercial de hidrocarburos del país.

6.4 Impacto en Luz del Sur S.A.A.

En el 2005, la compra de energía eléctrica realizada por esta empresa creció un 6,14% respecto del año anterior. Las ventas de energía eléctrica a clientes en AT se incrementaron un 6,28%. Las pérdidas en transmisión se incrementaron en 16,05%, al igual que las pérdidas en transformación. La venta de energía a clientes finales aumentó en un 6,68%, como se observa en la Tabla N° 6.2: Balance de Energía de la Actividad de Distribución de Luz del Sur.

El porcentaje de crecimiento de las ventas de Luz del Sur del año 2005 es similar al crecimiento del PBI nacional, que ha sido sostenido los últimos años.

Tabla N° 6.2: Balance de Energía de la Actividad de Distribución de Luz del Sur

Item	Detalle	2004	2005	%
1	Compra de Energía ⁽¹⁾	4,359,970	4,627,777	6.14%
2	Sistema Aislado y/o Propio(Neto) ⁽¹⁾	0	0	-
3	Ventas a Otras Empresas ⁽¹⁾	0	0	-
4	Energía Total Disponible(1+2-3)	4,359,970	4,627,777	6.14%
5	Ventas de Energía a Clientes en MAT y AT	28,170	29,939	6.28%
5.1	Mercado Libre.	28,170	29,939	6.28%
5.1.1	En Muy Alta Tensión	0	0	-
5.1.2	En Alta Tensión	28,170	29,939	6.28%
5.2	Mercado Regulado	0	0	-
5.2.1	En Muy Alta Tensión	0	0	-
5.2.2	En Alta Tensión	0	0	-
6	Pérdidas en Transmisión	26,034	30,212	16.05%
6.1	En Muy Alta Tensión	2,154	2,500	16.06%
6.2	En Alta Tensión	23,880	27,712	16.05%
7	Pérdidas en Transformación	38,788	45,012	16.05%
8	Energía entregada al Sistema de Distribución en MT y BT	4,266,978	4,522,614	5.99%
9	Venta de Energía a Clientes Finales en MT y BT	3,971,199	4,236,416	6.68%
9.1	Mercado Libre	400,620	438,324	9.41%
9.1.1	Media Tensión	400,620	438,324	9.41%
9.1.2	Baja Tensión	0	0	-
9.2	6.2 Mercado Regulado	3,570,579	3,798,092	6.37%
9.2.1	Media Tensión	980,394	1,089,190	11.10%
9.2.2	Baja Tensión	2,590,185	2,708,902	4.58%
10	Pérdidas de Distribución en MT y BT	295,779	286,199	-3.24%
11	Pérdidas de Distribución en MT y BT (%) ⁽²⁾	6.93%	6.33%	-0.60%

(1) Concordante con los días de facturación a usuarios finales

(2) El Porcentaje de variación es la diferencia de los valores relativos de pérdidas

6.4.1 Actividad de Distribución por Opción Tarifaria

De las Tablas N° 6.3, 6.4 y 6.5, que muestran la comparación de la actividad de Distribución de los años 2004 y 2005, se puede observar que el crecimiento de números de clientes de Luz del Sur a nivel empresa, considerando tanto el mercado libre como el mercado regulado, es del orden de 2,44%, dentro del cual el rubro que mayor crecimiento ha tenido es el de clientes regulados en media tensión con un incremento de 6,55%, que representa menos del 1% del total de clientes, sin embargo, representa más de la cuarta parte de la venta de energía. Por otro lado, el mercado libre creció un 2,33% en el 2005 respecto del 2004 y el mercado regulado creció un 2,44%, siendo éste último el 89% de la venta total.

Así mismo, se observa que el crecimiento de la venta de energía eléctrica para la empresa es del orden de 6,68%, dentro del cual el rubro que mayor crecimiento ha tenido es igualmente el de clientes regulados en media tensión con un incremento de 11,15%, que representa más de la cuarta parte de la total. Por otro lado, el mercado libre creció un 9,21% en el 2005 respecto del 2004 y el mercado regulado creció un 6,37%. La venta del mercado regulado en baja creció un 4,58%, siendo éste último el 64% de la venta total.

Tabla N° 6.3 Actividad de Distribución de Luz del Sur por Opción Tarifaria - 2004

Tipo de Consumo	Opción Tarifaria	2004						
		Cilientes	(MWh)	(Miles de Nuevos Soles)	(Miles de US\$)	(ctm. Sol/kWh)	(ctv. US\$/kWh)	
MERCADO LIBRE								
Muy Alta Tensión	MAT							
Alta Tensión	AT	3	28,170	4,618	1,354	16.39	4.81	
Media Tensión	MT	40	400,620	78,044	22,887	19.48	5.71	
Baja Tensión	BT							
TOTAL MERCADO LIBRE		43	428,790	82,662	24,241	19.28	5.65	
MERCADO REGULADO								
EN MEDIA TENSIÓN								
2P2E	MT2	132	59,750	11,612	3,405	19.43	5.70	
1P2E, Presente en Punta	MT3P	349	471,927	88,775	26,034	18.81	5.52	
1P2E, Presente Fuera de Punta	MT3FP	371	175,742	36,918	10,826	21.01	6.16	
1P1E, Presente en Punta	MT4P	215	225,248	45,170	13,246	20.05	5.88	
1P1E, Presente Fuera de Punta	MT4FP	170	47,728	11,113	3,259	23.28	6.83	
TOTAL MEDIA TENSIÓN		1,237	980,395	193,588	56,770	19.75	5.79	
EN BAJA TENSIÓN								
2P2E	BT2	307	20,857	8,496	2,491	40.73	11.94	
1P2E, Presente en Punta	BT3P	698	109,166	29,971	8,789	27.45	8.05	
1P2E, Presente Fuera de Punta	BT3FP	1,063	94,076	33,706	9,884	35.83	10.51	
1P1E, Presente en Punta	BT4P	832	128,670	39,551	11,599	30.74	9.01	
1P1E, Presente Fuera de Punta	BT4FP	1,906	105,664	39,664	11,632	37.54	11.01	
2E-BT, No Residencial	BT5A	4,091	151,712	52,555	15,412	34.64	10.16	
1P1E, Alumbrado Público	BT5C ⁽¹⁾	67	1,901	484	142	25.46	7.47	
1E, Residencial Total	BT5	650,679	1,594,979	511,320	149,947	32.06	9.40	
		De 1 a 30 kW.h	91,192	11,077	4,905	1,439	44.28	12.99
		De 31 a 100 kW.h	163,727	131,913	39,925	11,708	30.27	8.88
		De 101 a 150 kW.h	104,098	153,823	51,062	14,974	33.20	9.73
		De 151 a 300 kW.h	159,755	399,957	130,079	38,146	32.52	9.54
		De 301 a 500 kW.h	78,392	349,247	112,160	32,891	32.11	9.42
		De 501 a 750 kW.h	31,717	222,804	71,133	20,860	31.93	9.36
		De 751 a 1000 kW.h	11,160	112,275	35,729	10,478	31.82	9.33
		Exceso de 1000 kW.h	10,638	213,883	66,327	19,451	31.01	9.09
1E-BT, No Residencial	BT5NR	60,008	376,795	119,359	35,003	31.68	9.29	
1P-BT, No Residencial	BT6NR	2,811	6,365	2,194	643	34.47	10.10	
1E-BT, Servicio prepago	BT7							
TOTAL BAJA TENSIÓN		722,462	2,590,185	837,300	245,542	32.33	9.48	
TOTAL MERCADO REGULADO		723,699	3,570,580	1,030,888	302,312	28.87	8.47	
TOTAL EMPRESA (LIBRE+REGULADO)		723,742	3,999,370	1,113,550	326,553	27.84	8.17	

(1) Incluye la antigua opción tarifaria BT4AP

Tabla N° 6.4 Actividad de Distribución de Luz del Sur por Opción Tarifaria - 2005

Tipo de Consumo	Opción Tarifaria	2005					
		Clientes	(MWh)	(Miles de Nuevos Soles)	(Miles de US\$)	(ctm. Sol/kWh)	(ctv. US\$/kWh)
MERCADO LIBRE							
Muy Alta Tensión	MAT						
Alta Tensión	AT	3	29,939	5,249	1,592	17.53	5.32
Media Tensión	MT	41	438,324	89,899	27,267	20.51	6.22
Baja Tensión	BT						
TOTAL MERCADO LIBRE		44	468,263	95,148	28,859	20.32	6.16
MERCADO REGULADO							
EN MEDIA TENSIÓN							
2P2E	MT2	136	58,205	11,686	3,544	20.08	6.09
1P2E, Presente en Punta	MT3P	400	568,875	116,050	35,199	20.40	6.19
1P2E, Presente Fuera de Punta	MT3FP	376	183,046	40,967	12,426	22.38	6.79
1P1E, Presente en Punta	MT4P	226	230,646	50,077	15,189	21.71	6.59
1P1E, Presente Fuera de Punta	MT4FP	180	48,418	11,700	3,549	24.16	7.33
TOTAL MEDIA TENSIÓN		1,318	1,089,190	230,480	69,907	21.16	6.42
EN BAJA TENSIÓN							
2P2E	BT2	325	22,232	9,149	2,775	41.15	12.48
1P2E, Presente en Punta	BT3P	730	116,633	34,110	10,346	29.25	8.87
1P2E, Presente Fuera de Punta	BT3FP	1,182	94,401	36,364	11,029	38.52	11.68
1P1E, Presente en Punta	BT4P	913	137,006	44,548	13,512	32.52	9.86
1P1E, Presente Fuera de Punta	BT4FP	1,970	107,375	42,555	12,907	39.63	12.02
2E-BT, No Residencial	BT5A	77	2,610	706	214	27.05	8.20
1P1E, Alumbrado Público	BT5C ⁽¹⁾	4,139	160,454	51,877	15,735	32.33	9.81
1E, Residencial Total	BT5	666,760	1,667,749	563,972	171,056	33.82	10.26
De 1 a 30 kW.h		85,186	10,469	4,583	1,390	43.78	13.28
De 31 a 100 kW.h		155,529	133,256	42,778	12,975	32.10	9.74
De 101 a 150 kW.h		104,797	156,802	54,854	16,637	34.98	10.61
De 151 a 300 kW.h		170,063	417,475	143,143	43,416	34.29	10.40
De 301 a 500 kW.h		88,151	370,441	125,387	38,031	33.85	10.27
De 501 a 750 kW.h		36,944	236,646	79,577	24,136	33.63	10.20
De 751 a 1000 kW.h		13,290	118,079	39,551	11,996	33.50	10.16
Exceso de 1000 kW.h		12,800	224,581	74,099	22,475	32.99	10.01
1E-BT, No Residencial	BT5NR	61,443	394,232	131,614	39,919	33.38	10.13
1P-BT, No Residencial	BT6NR	2,510	6,211	2,326	705	37.45	11.35
1E-BT, Servicio prepago	BT7						
TOTAL BAJA TENSIÓN		740,049	2,708,903	917,221	278,198	33.86	10.27
TOTAL MERCADO REGULADO		741,367	3,798,093	1,147,701	348,105	30.22	9.17
TOTAL EMPRESA (LIBRE+REGULADO)		741,411	4,266,356	1,242,849	376,964	29.13	8.84

(1) Incluye la antigua opción tarifaria BT4AP en el periodo Enero - 2005

Tabla N° 6.5 Comparación de la Actividad de Distribución de Luz del Sur por Opción Tarifaria - 2005/2004

Tipo de Consumo	Opción Tarifaria	Comparación 2005/2004					
		Clientes	(MWh)	(Miles de Nuevos Soles)	(Miles de US\$)	(ctm. Sol/kWh)	(ctv. US\$/kWh)
MERCADO LIBRE							
Muy Alta Tensión	MAT						
Alta Tensión	AT	0.00%	6.28%	13.66%	17.58%	6.95%	10.63%
Media Tensión	MT	2.50%	9.41%	15.19%	19.14%	5.28%	8.89%
Baja Tensión	BT						
TOTAL MERCADO LIBRE		2.33%	9.21%	15.10%	19.05%	5.40%	9.01%
MERCADO REGULADO							
EN MEDIA TENSIÓN							
2P2E	MT2	3.03%	-2.59%	0.64%	4.08%	3.31%	6.85%
1P2E, Presente en Punta	MT3P	14.61%	20.54%	30.72%	35.20%	8.45%	12.16%
1P2E, Presente Fuera de Punta	MT3FP	1.35%	4.16%	10.97%	14.78%	6.54%	10.20%
1P1E, Presente en Punta	MT4P	5.12%	2.40%	10.86%	14.67%	8.27%	11.98%
1P1E, Presente Fuera de Punta	MT4FP	5.88%	1.45%	5.28%	8.90%	3.78%	7.35%
TOTAL MEDIA TENSIÓN		6.55%	11.10%	19.06%	23.14%	7.16%	10.84%
EN BAJA TENSIÓN							
2P2E	BT2	5.86%	6.59%	7.69%	11.40%	1.03%	4.51%
1P2E, Presente en Punta	BT3P	4.58%	6.84%	13.81%	17.72%	6.52%	10.18%
1P2E, Presente Fuera de Punta	BT3FP	11.19%	0.35%	7.89%	11.58%	7.51%	11.20%
1P1E, Presente en Punta	BT4P	9.74%	6.48%	12.63%	16.49%	5.78%	9.40%
1P1E, Presente Fuera de Punta	BT4FP	3.36%	1.62%	7.29%	10.96%	5.58%	9.19%
2E-BT, No Residencial	BT5A	-98.12%	-98.28%	-98.66%	-98.61%	-21.91%	-19.29%
1P1E, Alumbrado Público	BT5C ⁽¹⁾	6077.61%	8340.50%	10618.39%	10980.99%	26.99%	31.28%
1E, Residencial Total	BT5	2.47%	4.56%	10.30%	14.08%	5.48%	9.10%
De 1 a 30 kW.h		-6.59%	-5.49%	-6.56%	-3.41%	-1.14%	2.20%
De 31 a 100 kW.h		-5.01%	1.02%	7.15%	10.82%	6.07%	9.70%
De 101 a 150 kW.h		0.67%	1.94%	7.43%	11.11%	5.39%	9.00%
De 151 a 300 kW.h		6.45%	4.38%	10.04%	13.82%	5.43%	9.04%
De 301 a 500 kW.h		12.45%	6.07%	11.79%	15.63%	5.40%	9.01%
De 501 a 750 kW.h		16.48%	6.21%	11.87%	15.70%	5.33%	8.94%
De 751 a 1000 kW.h		19.09%	5.17%	10.70%	14.49%	5.26%	8.86%
Exceso de 1000 kW.h		20.32%	5.00%	11.72%	15.55%	6.40%	10.04%
1E-BT, No Residencial	BT5NR	2.39%	4.63%	10.27%	14.04%	5.39%	9.00%
1P-BT, No Residencial	BT6NR	-10.71%	-2.42%	6.02%	9.64%	8.65%	12.36%
1E-BT, Servicio prepago	BT7						
TOTAL BAJA TENSIÓN		2.43%	4.58%	9.55%	13.30%	4.74%	8.33%
TOTAL MERCADO REGULADO		2.44%	6.37%	11.33%	15.15%	4.66%	8.25%
TOTAL EMPRESA (LIBRE+REGULADO)		2.44%	6.68%	11.61%	15.44%	4.63%	8.21%

(1) Incluye la antigua opción tarifaria BT4AP

Por su parte, la facturación creció 11,61% en Nuevos Soles, y 15,44% en dólares. El crecimiento mayor de la facturación en dólares, se debe a la reducción del valor del tipo de cambio respecto al Nuevo Sol durante el año 2005. Igualmente a los casos anteriores, la facturación del mercado regulado en media tensión fue la que más creció, con un 19,06% en Nuevos Soles y 23,14% en dólares.

El precio promedio de venta de energía creció un 4,63% Nuevos Soles y 8,21% en dólares.

Cabe resaltar, que el segmento residencial (tarifa BT5), representa el 90% del total de clientes de Luz del Sur el 39% de la venta de energía y el 45% de la facturación. El crecimiento de este segmento en cantidad de clientes es de 2,47%, en venta es de 4,56% y en facturación en Nuevos Soles es de 10,30%, respectivamente.

6.4.2 Compra de Energía Eléctrica

En la Tabla N° 6.6 se puede observar la evolución de la compra de energía efectuada por Luz del Sur, hay un aumento de 6,14% en el 2005 respecto al año anterior, habiéndose reducido la compra a Electroperú en 7,96% aproximadamente, este descenso en la compra se da a partir de noviembre de 2004. Por otro lado, se incrementó la compra a Edegel en 26,32% aproximadamente. Este incremento se da a partir del mes de

febrero, manteniéndose el resto del año. En el caso de Egenor la compra se incrementó en 5,56%, se puede observar que hubo una reducción de compra en abril de 2004, la cual se recuperó en noviembre de 2004, hubo un pico en diciembre del mismo año, y el consumo de 2005 no ha sufrido de cambios bruscos mensuales.

El mes de mayor compra en ambos años es diciembre, el cual creció 7,31%. El mes que más creció respecto al año anterior es abril (7,86%) y el que menos creció es febrero (2,29%).

En la Tabla N° 6.7 se puede observar la evolución del costo de compra de energía eléctrica efectuada por Luz del Sur el 2004 y 2005, el cual creció 10,32%. El costo de compra a Electroperú se redujo en 3,11%, esta reducción se dio a partir de enero de 2005. Por otro lado, el costo de Edegel aumentó en 25,83%, y el de Egenor en 6,24%. En el primer caso el incremento se dio a partir de febrero de 2005 y en el segundo caso, hubo una reducción en abril de 2004, recuperándose en noviembre con un pico en diciembre del mismo año, este costo se incrementó más los dos últimos meses del 2005.

El impacto del Gas Natural se puede observar en la transferencia de energía que existe en la compra de una empresa a otra debido al ingreso de nuevas centrales generadoras que usan este tipo de combustible.

Tabla N° 6.6 Compra de Energía Eléctrica de Luz del Sur (MWh)

Empresa Generadora	Ene-04	Feb-04	Mar-04	Abr-04	May-04	Jun-04	Jul-04	Ago-04	Sep-04	Oct-04	Nov-04	Dic-04	Total 2004	%
Edegel	36,878	38,505	41,567	40,326	40,544	40,053	40,511	40,979	40,523	41,468	38,394	37,266	477,014	10.94%
Eepsa	10,537	11,001	11,876	11,522	11,638	11,444	11,574	11,708	11,578	11,848	10,970	10,647	136,343	3.13%
Egenor	36,878	38,505	41,567	28,804	29,096	28,609	28,936	28,936	28,945	29,620	38,394	68,953	427,243	9.80%
Electro Andes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10,970	8,518	19,488	0.45%
Electroperú	221,269	231,031	249,402	241,957	244,405	240,315	243,063	245,875	243,140	248,810	219,782	223,593	2,852,642	65.43%
Etevensa	27,098	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	27,098	0.62%
Generador Temporal	0	0	0	0	190	0	0	335	0	0	10,584	0	11,109	0.25%
Termoselva	31,610	33,004	35,629	34,565	34,915	34,331	34,723	35,125	34,734	35,544	32,909	31,942	409,031	9.38%
Total Luz del Sur	364,270	352,046	380,041	357,174	360,788	354,752	358,807	362,958	358,920	367,290	362,003	380,919	4,359,968	100.00%

Empresa Generadora	Ene-05	Feb-05	Mar-05	Abr-05	May-05	Jun-05	Jul-05	Ago-05	Sep-05	Oct-05	Nov-05	Dic-05	Total 2005	%
Cahua	630	1,008	1,333	1,423	1,394	1,258	1,145	1,165	1,212	1,181	1,144	1,314	14,207	0.31%
Edegel	37,902	44,936	50,903	50,698	51,046	48,331	49,168	50,283	50,572	57,717	55,100	55,922	602,578	13.02%
Eepsa	12,535	11,554	12,868	12,855	13,086	12,883	13,356	13,738	12,965	13,653	13,416	13,617	156,526	3.38%
Egasa	0	0	0	4,212	3,964	3,781	3,551	3,664	4,104	4,099	3,816	3,977	35,168	0.76%
Egamsa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,375	1,280	1,336	3,991	0.09%
Egenor	42,717	39,716	44,093	33,083	33,482	32,236	32,379	33,004	32,460	35,369	45,892	46,565	450,996	9.76%
Egesur	0	0	0	0	0	0	0	0	878	839	800	835	3,352	0.07%
Electro Andes	1,189	1,822	2,412	2,569	2,463	2,254	2,224	2,339	2,581	3,675	3,627	3,492	30,647	0.66%
Electroperú	227,414	207,820	221,091	216,161	220,618	217,088	217,529	225,094	218,680	221,356	215,962	216,683	2,625,496	56.73%
Enersur	0	0	0	0	0	0	0	0	5,717	7,028	6,530	6,845	26,120	0.56%
Etevensa	3,012	4,776	6,123	6,753	6,358	6,548	6,116	7,239	7,223	7,602	5,884	7,091	74,725	1.61%
Minera Corona	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	296	305	601	0.01%
San Gabán	699	1,062	1,419	1,511	1,439	1,407	1,349	1,413	1,514	1,480	1,486	1,622	16,401	0.35%
Sin Contrato ⁽¹⁾	20,670	17,731	21,020	22,526	17,838	16,960	17,072	17,751	14,080	709	888	14,012	181,257	3.92%
Termoselva	32,488	29,689	34,322	33,463	34,313	33,318	33,885	34,671	33,855	35,753	34,792	35,162	405,711	8.77%
Total Luz del Sur	379,256	360,114	395,584	385,254	386,001	376,064	377,774	390,361	385,841	391,836	390,913	408,778	4,627,776	
Comparación con 2004	4.11%	2.29%	4.09%	7.86%	6.99%	6.01%	5.29%	7.55%	7.50%	6.68%	7.99%	7.31%	6.14%	

(1) Compra de energía en barras donde no hay definido un contrato entre un distribuidor y un generador.

Tabla N° 6.7 Costo de la Compra de Energía Eléctrica de Luz del Sur (Miles de Nuevos Soles)

Empresa Generadora	Ene-04	Feb-04	Mar-04	Abr-04	May-04	Jun-04	Jul-04	Ago-04	Sep-04	Oct-04	Nov-04	Dic-04	Total 2004	%
Edegel	5,385	6,086	6,410	6,758	7,273	6,917	6,733	6,891	6,909	6,766	6,668	6,392	79,188	11.38%
Eepsa	1,539	1,678	1,761	1,865	2,039	1,946	1,889	1,942	1,950	1,899	1,867	1,826	22,201	3.19%
Egenor	5,799	6,121	6,372	4,725	5,141	4,905	4,753	4,753	4,904	4,789	6,442	12,914	71,618	10.29%
Electro Andes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,730	1,464	3,194	0.46%
Electroperú	32,309	34,107	35,676	37,392	41,384	35,228	38,755	39,779	39,941	38,448	37,811	38,354	449,184	64.58%
Etevensa	6,621	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,621	0.95%
Generador Temporal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,821	0	1,821	0.26%
Termoselva	4,616	4,922	5,191	5,178	5,139	5,102	5,042	5,139	5,189	5,295	5,642	5,479	81,934	8.90%
Total Luz del Sur	56,269	52,914	55,410	55,918	60,976	54,098	57,172	58,504	58,893	57,197	81,981	66,429	695,761	100.00%

Empresa Generadora	Ene-05	Feb-05	Mar-05	Abr-05	May-05	Jun-05	Jul-05	Ago-05	Sep-05	Oct-05	Nov-05	Dic-05	Total 2005	%
Cahua	102	171	219	237	219	207	188	190	206	198	191	219	2,347	0.31%
Edegel	6,207	7,608	8,353	8,443	8,041	7,959	8,056	8,205	8,581	9,662	9,211	9,317	99,643	12.98%
Eepsa	2,026	1,956	2,112	2,141	2,058	2,122	2,188	2,242	2,200	2,286	2,243	2,274	25,848	3.37%
Egasa	0	0	0	701	623	623	582	598	696	686	638	664	5,811	0.76%
Egamsa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	189	175	182	546	0.07%
Egenor	6,879	6,614	7,266	5,507	5,265	5,309	5,301	5,385	5,535	5,921	8,671	8,435	76,088	9.91%
Egesur	0	0	0	0	0	0	0	0	149	141	134	140	564	0.07%
Electro Andes	192	308	396	428	387	371	364	382	438	615	606	583	5,070	0.86%
Electroperú	37,241	35,186	36,472	36,028	34,881	35,783	35,868	36,770	37,126	37,221	36,279	36,374	435,229	56.70%
Enersur	0	0	0	0	0	0	0	0	793	1,175	1,092	1,141	4,201	0.55%
Etevensa	487	809	1,005	1,125	1,000	1,078	1,002	1,181	1,226	1,273	984	1,184	12,354	1.61%
Minera Corona	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	51	101	0.01%
San Gabán	113	180	233	252	226	232	221	231	257	248	248	271	2,712	0.35%
Sin Contrato ⁽¹⁾	3,104	3,002	3,418	3,754	2,893	2,793	2,808	2,896	2,538	161	161	2,494	30,022	3.91%
Termoselva	5,320	5,027	5,632	5,573	5,396	5,487	5,552	5,657	5,744	5,985	5,816	5,872	67,061	8.74%
Total Luz del Sur	61,671	60,861	65,106	64,189	60,989	61,964	62,130	63,737	65,489	65,761	66,499	69,201	767,597	
Comparación con 2004	9.60%	15.02%	17.50%	14.79%	0.02%	14.54%	8.67%	8.94%	11.20%	14.97%	7.29%	4.17%	10.32%	

(1) Compra de energía en barras donde no hay definido un contrato entre un distribuidor y un generador.

6.4.3 Venta mensual de energía eléctrica de Luz del Sur a cliente final – por tipo de mercado y nivel de tensión

En las Tablas N° 6.8, 6.9 y 6.10 se muestra la evolución de las ventas de energía mes a mes de los años 2004 y 2005. El mes que más crecimiento ha tenido con respecto al año anterior es el mes de diciembre (10,24%), seguido por el mes de mayo (9,51%). El crecimiento del volumen anual total es de 6,68%, habiendo crecido el mercado libre un 9,20% y el mercado regulado un 6,37%.

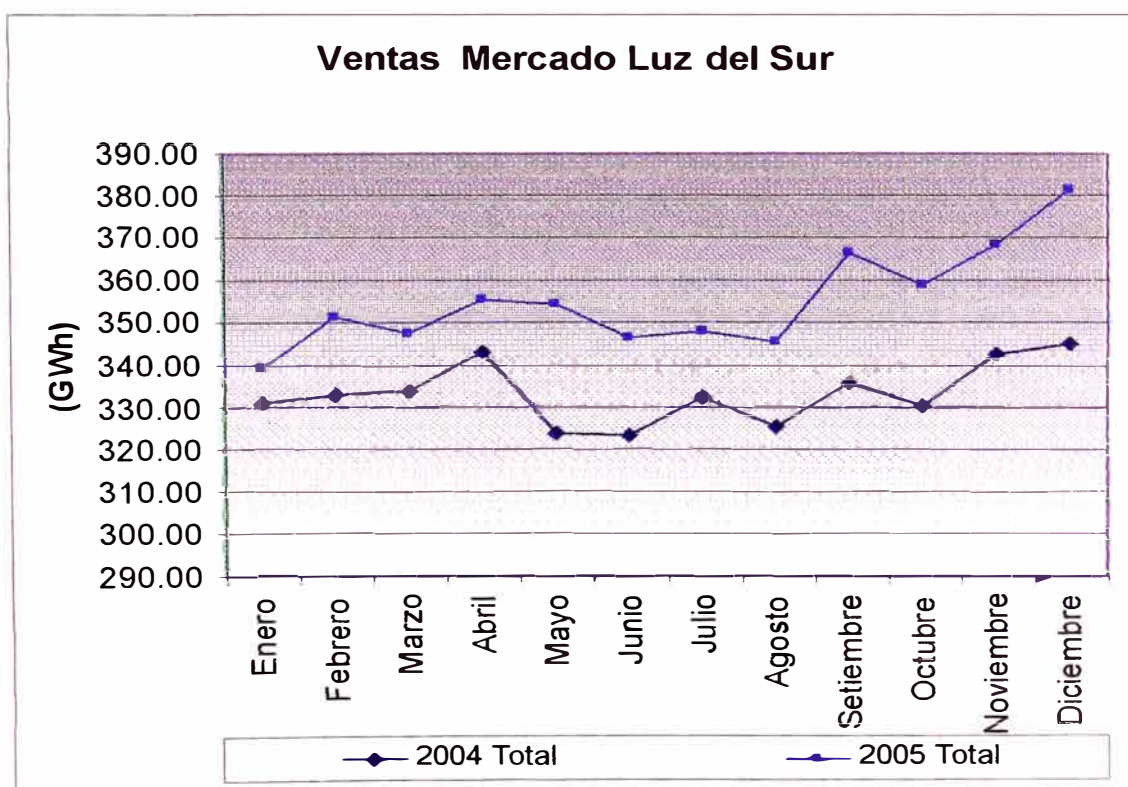


Gráfico N° 6.20

Tabla N° 6.8 Actividad de Distribución de Luz del Sur Por Tipo de Mercado y Nivel de Tensión - 2004

	Ene-04	Feb-04	Mar-04	Abr-04	May-04	Jun-04	Jul-04	Ago-04	Sep-04	Oct-04	Nov-04	Dic-04	Total 2004
MERCADO LIBRE													
ALTA TENSIÓN													
Clientes	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
(MWh)	2,045	2,018	2,325	2,253	2,449	2,367	2,521	2,464	2,527	2,508	2,431	2,262	28,170
(Miles de Nuevos Soles)	345	345	372	367	379	369	397	391	400	388	441	425	4,619
(ctm. Sol/kWh)	16.87	17.10	16.00	16.29	15.48	15.59	15.75	15.87	15.83	15.47	18.14	18.79	16.40
(Miles de US\$)	101	101	109	108	111	108	116	115	117	114	129	125	1,354
(ctv. US\$/kWh)	4.94	5.00	4.69	4.79	4.53	4.56	4.60	4.67	4.63	4.55	5.31	5.53	4.81
MEDIA TENSIÓN													
Clientes	40	40	40	39	39	39	40	40	41	41	40	40	40
(MWh)	33,090	32,451	34,166	32,253	33,120	31,417	32,766	33,722	34,404	34,704	33,460	35,067	400,620
(Miles de Nuevos Soles)	6,510	6,476	6,478	6,377	6,149	6,023	6,187	6,306	6,519	6,494	7,091	7,432	78,042
(ctm. Sol/kWh)	19.67	19.96	18.96	19.77	18.57	19.17	18.88	18.70	18.95	18.71	21.19	21.19	19.48
(Miles de US\$)	1,909	1,899	1,900	1,870	1,803	1,766	1,814	1,849	1,912	1,904	2,079	2,179	22,884
(ctv. US\$/kWh)	5.77	5.85	5.56	5.80	5.44	5.62	5.54	5.48	5.56	5.49	6.21	6.21	5.71
MERCADO REGULADO													
MEDIA TENSIÓN													
Clientes	1,197	1,203	1,208	1,204	1,205	1,211	1,215	1,216	1,222	1,226	1,233	1,237	1,215
(MWh)	77,983	86,994	81,938	85,438	80,132	82,178	77,105	76,372	81,004	79,392	86,464	85,395	980,395
(Miles de Nuevos Soles)	14,913	16,186	15,877	16,260	15,624	15,982	15,352	15,387	15,877	15,590	17,982	18,560	193,590
(ctm. Sol/kWh)	19.12	18.61	19.38	19.03	19.50	19.45	19.91	20.15	19.60	19.64	20.80	21.73	19.75
(Miles de US\$)	4,373	4,747	4,656	4,768	4,582	4,687	4,502	4,512	4,656	4,572	5,273	5,443	56,771
(ctv. US\$/kWh)	5.61	5.46	5.68	5.58	5.72	5.70	5.84	5.91	5.75	5.76	6.10	6.37	5.79
BAJA TENSIÓN													
Clientes	708,206	709,877	710,716	711,926	713,055	714,524	716,049	717,054	718,375	719,329	720,802	722,462	715,198
(MWh)	217,733	211,381	215,490	223,364	207,998	207,444	219,761	212,755	217,729	213,802	220,151	222,576	2,590,184
(Miles de Nuevos Soles)	68,801	66,274	68,197	70,276	66,134	65,853	70,579	69,324	70,992	69,840	73,702	77,327	837,299
(ctm. Sol/kWh)	31.60	31.35	31.65	31.46	31.80	31.74	32.12	32.58	32.61	32.67	33.48	34.74	32.33
(Miles de US\$)	20,176	19,435	19,999	20,609	19,394	19,312	20,698	20,330	20,819	20,481	21,613	22,677	245,543
(ctv. US\$/kWh)	9.27	9.19	9.28	9.23	9.32	9.31	9.42	9.56	9.56	9.58	9.82	10.19	9.48

Tabla N° 6.9 Actividad de Distribución de Luz del Sur Por Tipo de Mercado y Nivel de Tensión - 2005

	Ene-05	Feb-05	Mar-05	Abr-05	May-05	Jun-05	Jul-05	Ago-05	Sep-05	Oct-05	Nov-05	Dic-05	Total 2005
MERCADO LIBRE													
ALTA TENSIÓN													
Clientes	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
(MWh)	2,389	2,379	2,514	2,462	2,376	2,420	2,524	2,668	2,597	2,615	2,497	2,498	29,939
(Miles de Nuevos Soles)	428	419	433	430	404	425	442	454	466	461	442	446	5,250
(ctm. Sol/kWh)	17.92	17.61	17.22	17.47	17.00	17.56	17.51	17.02	17.94	17.63	17.70	17.85	17.54
(Miles de US\$)	130	127	131	130	123	129	134	138	141	140	134	135	1,592
(ctv. US\$/kWh)	5.44	5.34	5.21	5.28	5.18	5.33	5.31	5.17	5.43	5.35	5.37	5.40	5.32
MEDIA TENSIÓN													
Clientes	40	41	41	41	39	39	39	40	40	40	40	41	40
(MWh)	34,907	33,057	36,844	36,942	36,940	34,581	35,383	37,143	36,221	38,170	38,923	39,213	438,324
(Miles de Nuevos Soles)	7,190	6,986	7,506	7,519	7,134	7,065	7,244	7,480	7,630	7,927	8,015	8,204	89,900
(ctm. Sol/kWh)	20.60	21.13	20.37	20.35	19.31	20.43	20.47	20.14	21.07	20.77	20.59	20.92	20.51
(Miles de US\$)	2,181	2,119	2,277	2,280	2,164	2,143	2,197	2,269	2,314	2,404	2,431	2,488	27,267
(ctv. US\$/kWh)	6.25	6.41	6.18	6.17	5.86	6.20	6.21	6.11	6.39	6.30	6.25	6.34	6.22
MERCADO REGULADO													
MEDIA TENSIÓN													
Clientes	1,249	1,257	1,262	1,269	1,277	1,281	1,288	1,292	1,297	1,304	1,307	1,318	1,283
(MWh)	85,647	96,477	86,580	91,748	91,073	91,121	86,042	86,740	90,429	88,916	96,254	98,164	1,089,191
(Miles de Nuevos Soles)	18,318	19,937	18,730	19,503	18,748	19,241	18,755	18,741	19,504	19,258	19,986	19,759	230,480
(ctm. Sol/kWh)	21.39	20.67	21.63	21.26	20.59	21.12	21.80	21.61	21.57	21.66	20.76	20.13	21.16
(Miles de US\$)	5,556	6,047	5,681	5,915	5,686	5,836	5,688	5,684	5,916	5,841	6,062	5,993	69,905
(ctv. US\$/kWh)	6.49	6.27	6.56	6.45	6.24	6.40	6.61	6.55	6.54	6.57	6.30	6.11	6.42
BAJA TENSIÓN													
Clientes	723,815	724,897	725,714	726,995	728,757	730,488	731,947	733,720	735,599	737,199	738,559	740,049	731,478
(MWh)	216,318	219,811	221,875	224,657	224,076	218,838	224,282	219,089	237,411	229,703	231,013	241,829	2,708,902
(Miles de Nuevos Soles)	74,989	74,602	75,700	76,604	75,312	72,604	76,555	74,060	79,934	79,017	77,706	80,137	917,220
(ctm. Sol/kWh)	34.67	33.94	34.12	34.10	33.61	33.18	34.13	33.80	33.67	34.40	33.64	33.14	33.86
(Miles de US\$)	22,745	22,627	22,960	23,235	22,842	22,021	23,220	22,463	24,245	23,966	23,569	24,306	278,199
(ctv. US\$/kWh)	10.51	10.29	10.35	10.34	10.19	10.06	10.35	10.25	10.21	10.43	10.20	10.05	10.27

Tabla N° 6.10 Comparación 2005/2004 de la Actividad de Distribución de Luz del Sur Por Tipo de Mercado y Nivel de Tensión

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	2005/2004
MERCADO LIBRE													
ALTA TENSIÓN													
Cientes	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
(MWh)	16.82%	17.89%	8.13%	9.28%	-2.98%	2.24%	0.12%	8.28%	2.77%	4.27%	2.71%	10.43%	6.28%
(Miles de Nuevos Soles)	24.06%	21.45%	16.40%	17.17%	6.60%	15.18%	11.34%	16.11%	16.50%	18.81%	0.23%	4.94%	13.66%
(ctm. Sol/kWh)	6.19%	3.02%	7.65%	7.22%	9.87%	12.65%	11.20%	7.23%	13.36%	13.95%	-2.42%	-4.97%	6.95%
(Miles de US\$)	28.71%	25.74%	20.18%	20.37%	10.81%	19.44%	15.52%	20.00%	20.51%	22.81%	3.88%	8.00%	17.58%
(ctv. US\$/kWh)	10.18%	6.66%	11.15%	10.15%	14.22%	16.83%	15.38%	10.82%	17.26%	17.78%	1.13%	-2.20%	10.63%
MEDIA TENSIÓN													
Cientes	0.00%	2.50%	2.50%	5.13%	0.00%	0.00%	-2.50%	0.00%	-2.44%	-2.44%	0.00%	2.50%	0.42%
(MWh)	5.49%	1.87%	7.84%	14.54%	11.53%	10.07%	7.99%	10.14%	5.28%	9.99%	16.33%	11.82%	9.41%
(Miles de Nuevos Soles)	10.45%	7.88%	15.87%	17.91%	16.02%	17.30%	17.08%	18.62%	17.04%	22.07%	13.03%	10.39%	15.19%
(ctm. Sol/kWh)	4.70%	5.90%	7.45%	2.94%	4.02%	6.57%	8.42%	7.69%	11.17%	10.98%	-2.83%	-1.28%	5.29%
(Miles de US\$)	14.25%	11.59%	19.84%	21.93%	20.02%	21.35%	21.11%	22.71%	21.03%	26.26%	16.93%	14.18%	19.15%
(ctv. US\$/kWh)	8.30%	9.54%	11.13%	6.45%	7.61%	10.24%	12.16%	11.41%	14.95%	14.80%	0.52%	2.11%	8.90%
MERCADO REGULADO													
MEDIA TENSIÓN													
Cientes	4.34%	4.49%	4.47%	5.40%	5.98%	5.78%	6.01%	6.25%	6.14%	6.36%	6.00%	6.55%	5.65%
(MWh)	9.83%	10.90%	5.67%	7.39%	13.65%	10.88%	11.59%	13.58%	11.64%	12.00%	11.32%	14.95%	11.10%
(Miles de Nuevos Soles)	22.83%	23.17%	17.97%	19.94%	19.99%	20.39%	22.17%	21.80%	22.84%	23.53%	11.14%	6.46%	19.06%
(ctm. Sol/kWh)	11.84%	11.07%	11.64%	11.70%	5.58%	8.58%	9.48%	7.24%	10.04%	10.30%	-0.16%	-7.39%	7.16%
(Miles de US\$)	27.05%	27.39%	22.01%	24.06%	24.09%	24.51%	26.34%	25.98%	27.06%	27.76%	14.96%	10.10%	23.14%
(ctv. US\$/kWh)	15.68%	14.86%	15.47%	15.52%	9.19%	12.29%	13.22%	10.92%	13.82%	14.07%	3.27%	-4.22%	10.84%
BAJA TENSIÓN													
Cientes	2.20%	2.12%	2.11%	2.12%	2.20%	2.23%	2.22%	2.32%	2.40%	2.48%	2.46%	2.43%	2.28%
(MWh)	-0.65%	3.99%	2.96%	0.58%	7.73%	5.49%	2.06%	2.98%	9.04%	7.44%	4.93%	8.65%	4.58%
(Miles de Nuevos Soles)	8.99%	12.57%	11.00%	9.00%	13.88%	10.25%	8.47%	6.83%	12.60%	13.14%	5.43%	3.63%	9.55%
(ctm. Sol/kWh)	9.71%	8.25%	7.81%	8.38%	5.71%	4.51%	6.28%	3.74%	3.26%	5.31%	0.48%	-4.62%	4.74%
(Miles de US\$)	12.73%	16.42%	14.81%	12.74%	17.78%	14.03%	12.18%	10.49%	16.46%	17.02%	9.05%	7.18%	13.30%
(ctv. US\$/kWh)	13.47%	11.96%	11.50%	12.09%	9.33%	8.09%	9.92%	7.30%	6.80%	8.92%	3.92%	-1.35%	8.33%

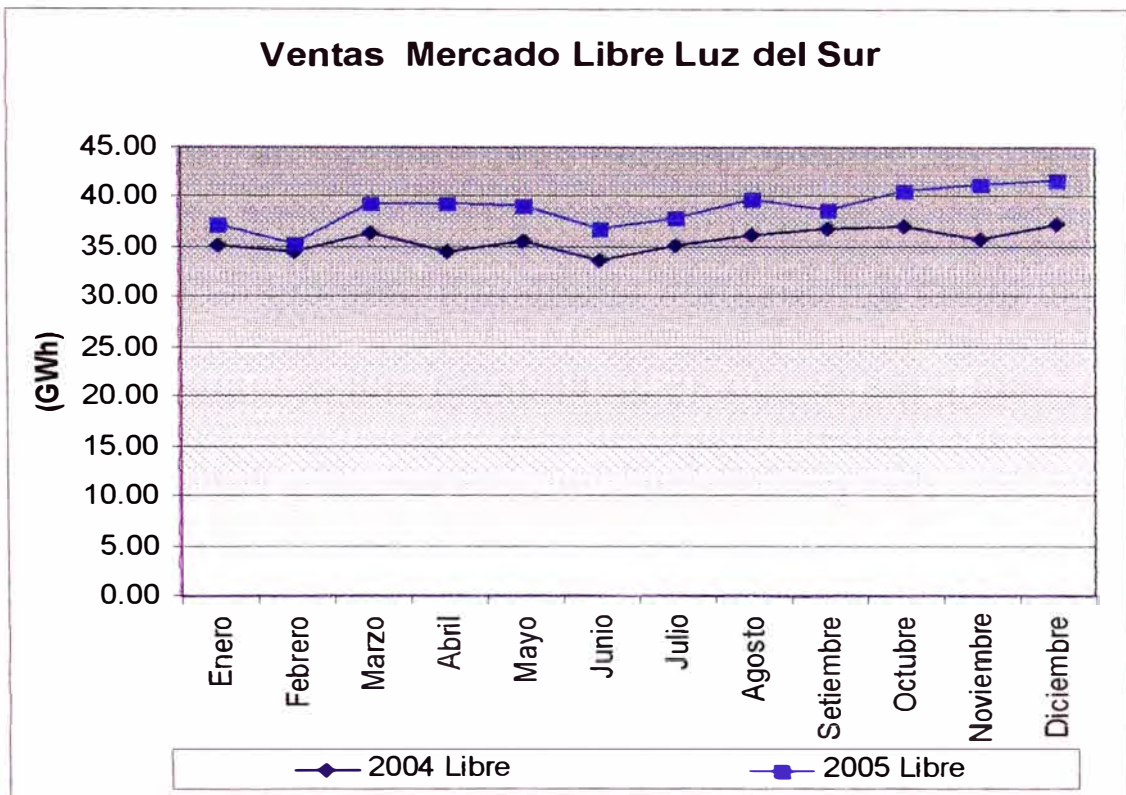


Gráfico N° 6.21

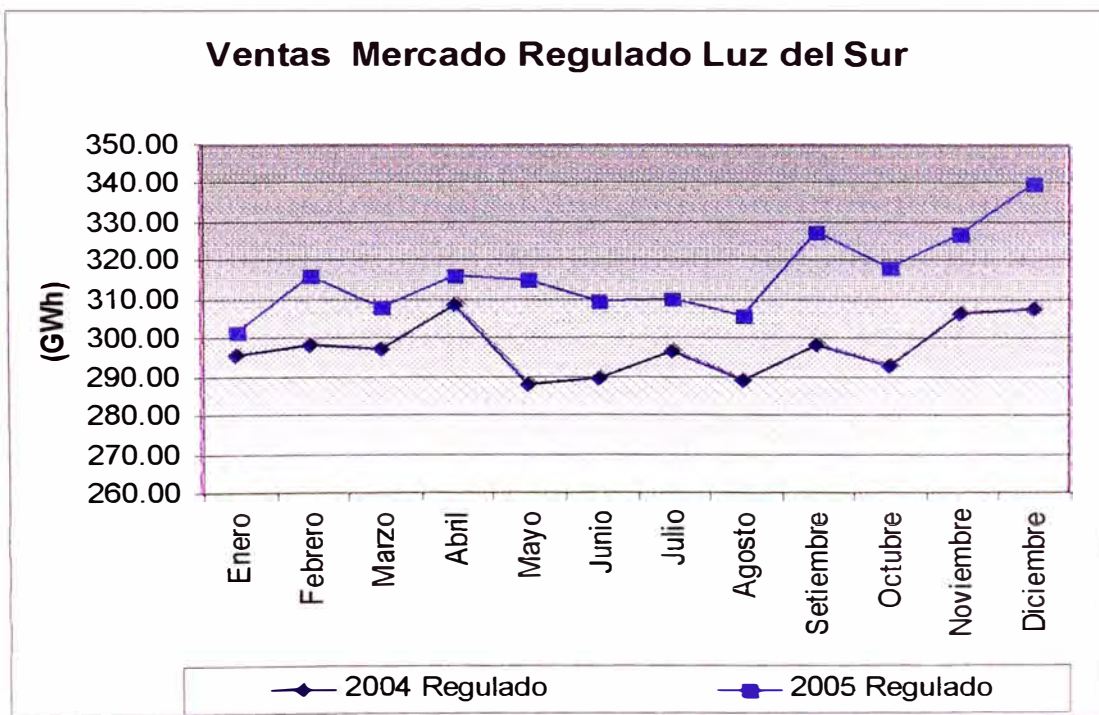


Gráfico N° 6.22

De los gráficos anteriores, se puede observar claramente que si bien el mayor crecimiento relativo se da en el mercado libre, es en el mercado regulado donde el volumen de energía vendida ha aumentado considerablemente.

6.4.4 Venta mensual de energía eléctrica de Luz del Sur a cliente final – por nivel de tensión

6.4.4.1 Mercado libre (GWh)

El volumen de ventas del mercado libre ha tenido un crecimiento de 9,20% en el año 2005 respecto al año anterior, tal como se muestra en el siguiente cuadro. El mes mayor crecimiento con respecto al mismo mes del año anterior es noviembre (15,41%), seguido por el mes de abril (14,17%). En alta tensión el volumen de ventas ha crecido en 6,28% y en media tensión 9,41%, respectivamente.

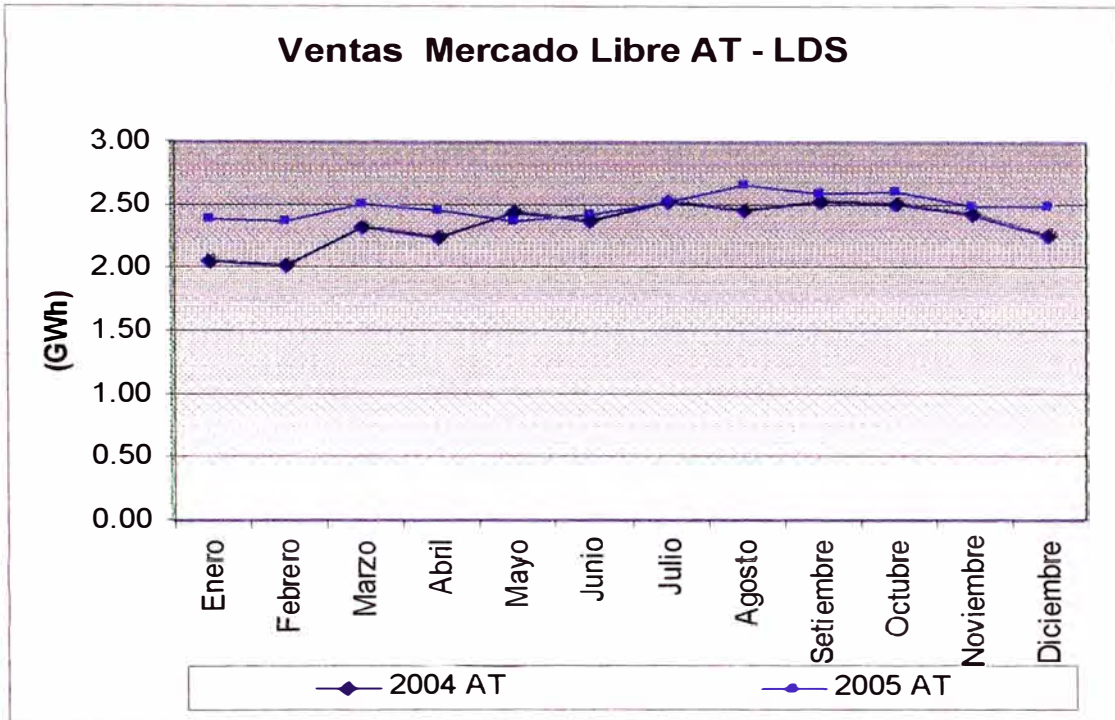


Gráfico N° 6.23

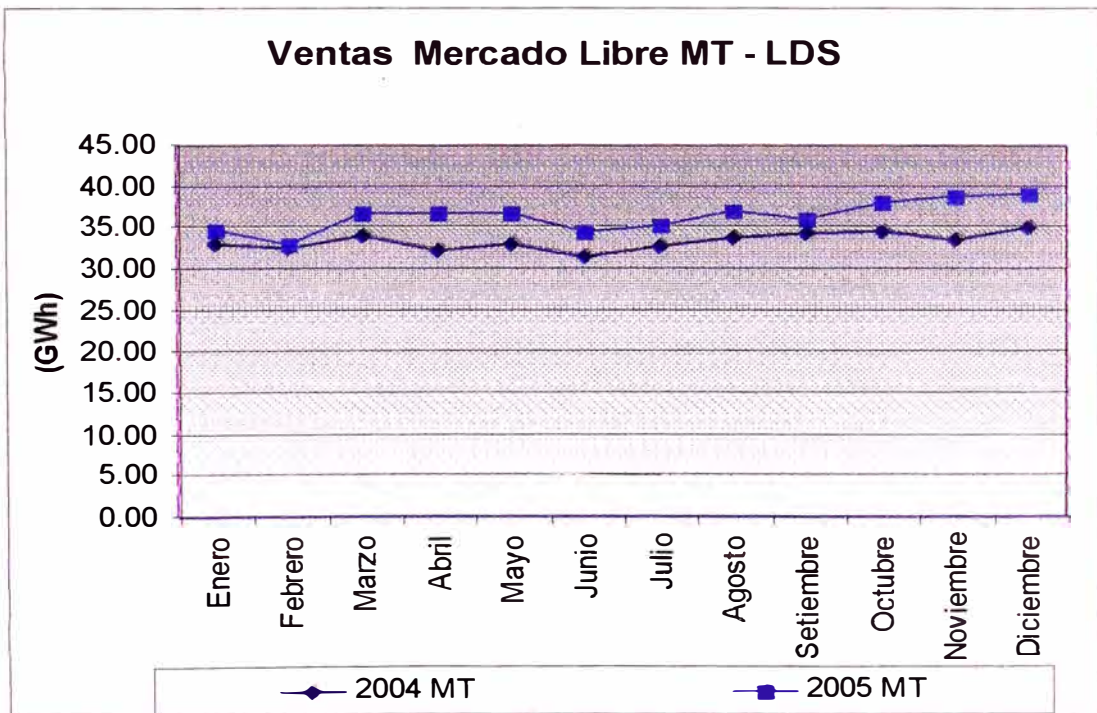


Gráfico N° 6.24

De los gráficos anteriores, se puede observar que volumen de ventas del mercado libre de alta tensión ha permanecido casi constante, en cambio en media tensión existe un crecimiento más marcado que se mantiene del año anterior.

6.4.4.2 Mercado regulado (GWh)

El volumen de ventas del mercado regulado ha tenido un crecimiento de 6,37% en el 2005 respecto al año anterior, tal como se muestra en el siguiente cuadro. El mes mayor crecimiento con respecto al mismo mes del año anterior es diciembre (10,40%), seguido por el mes de setiembre (9,74%). En media tensión el volumen de ventas ha crecido en 11,10% y en media tensión 4,58%, respectivamente.

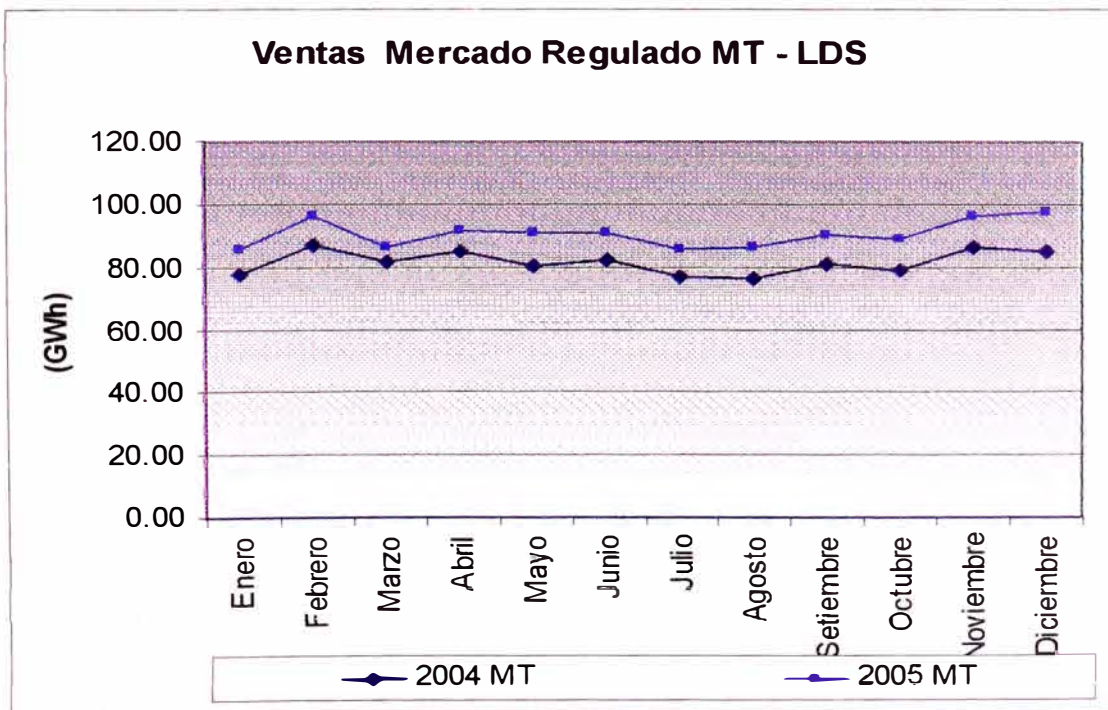


Gráfico N° 6.25

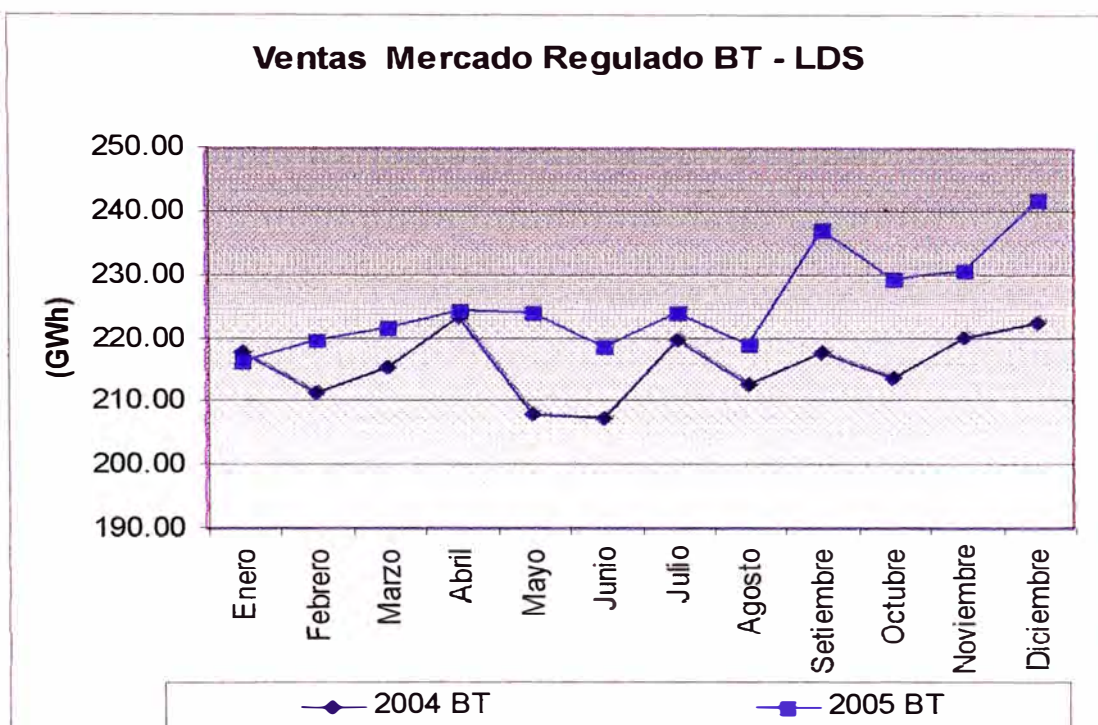


Gráfico N° 6.26

De los gráficos anteriores se puede observar que volumen de ventas del mercado regulado de media tensión ha mantenido un comportamiento muy similar al del año anterior con un crecimiento casi constante, en cambio en el caso del mercado de baja tensión se puede observar que en los últimos meses de 2005 hay un crecimiento mucho mayor.

De lo antes expuesto se puede observar que el ingreso del nuevo servicio público de Gas Natural a la capital, en la zona de concesión de Luz del Sur no afecta las ventas ni la facturación de la misma, ya que este ingreso coincide con el crecimiento sostenido del país, haciendo que la demanda de los usuarios aumente con él.

CONCLUSIONES

1. El desarrollo del Proyecto Camisea constituye un componente fundamental de la estrategia peruana en el campo de la energía. Al representar una fuente de energía confiable y a bajo costo, Camisea proporcionará importantes beneficios directos a los usuarios finales de electricidad y mejorará la competitividad de la industria peruana, aumentando el estándar de vida.
2. Usar Gas Natural en lugar de otros combustibles fósiles como el diesel oil, fuel oil y carbón generarán beneficios ambientales que mejoran la calidad de aire a través de menores emisiones de gases con efecto invernadero.
3. Camisea ayudará a reducir el actual déficit en la balanza comercial de hidrocarburos en el Perú sustituyendo importaciones, principalmente de diesel y GLP, y favoreciendo las exportaciones (excedentes de GLP, nafta).

4. Camisea tiene una serie de beneficios económicos importantes, incluyendo la inversión extranjera, el desarrollo potencial de una industria petroquímica a base de gas y otras industrias globalmente competitivas, así como nuevas oportunidades de trabajo.
5. Camisea constituye un elemento clave en el desarrollo de una industria de gas en el Perú. El desarrollo de un eficiente sector de gas en el Perú constituirá la base de una estructura industrial competitiva y establecerá el marco de trabajo para la explotación y desarrollo de nuevas reservas.
6. Adicionalmente, el desarrollo de Camisea contribuirá al crecimiento del Perú en la industria de gas a través de la continua transferencia de tecnología y know-how durante el periodo de desarrollo, construcción y operación.
7. Camisea es un proyecto de interés nacional para el Perú y uno de los programas de inversión de capital más importantes en la historia del país que influirá en la economía nacional.
8. La introducción del nuevo servicio público de gas natural es única en el Perú, implica un cambio importante y todo cambio requiere vencer cierta resistencia, por lo tanto, el proceso de ingreso del servicio de distribución requiere de una curva de aprendizaje inevitable. Es

importante resaltar, que existe la necesidad de seguir trabajando para la formación de una cultura de gas en el país donde participen: distribuidora, autoridades y medios.

9. Cálidda busca ser reconocida como una empresa segura, que entrega un servicio de calidad a sus clientes en cada uno de los segmentos: industrial, comercial, residencial y vehicular. Pretende que sus clientes aprovechen los beneficios de un combustible cómodo y amigable, que contribuye a la preservación del medio ambiente, que tiene un menor costo, que genera ahorro y que contribuye a mejorar la calidad de vida.
10. Cálidda es una empresa dedicada a la distribución del Gas Natural en Lima y Callao y, como parte de ella, es consciente de su responsabilidad con la sociedad y con el medio ambiente. Por eso, está comprometida a realizar las obras con calidad, seguridad y respeto hacia la comunidad y el entorno en el cual trabaja. Mantiene una vía de comunicación abierta con la sociedad, autoridades y medios de comunicación. Dentro de su plan de expansión la empresa ha realizado 103 reuniones informativas en la cual han participado 3 640 asistentes.
11. Cálidda considera dentro de su plan de ingreso a zonas el contacto con vecinos a través de sus líderes, del volanteo previo, de la realización de un evento de ingreso en cada zona y de visitas de sus asesores comerciales.

12. Durante la instalación de los nuevos suministros residenciales y comerciales de gas se pudieron detectar las siguientes condiciones:

Viviendas con arquitecturas diversas.

Fachadas con espacio insuficiente para la colocación de gabinetes.

Ambientes no diseñados para la instalación de ventilaciones y ductos de evacuación.

Artefactos con antigüedades variables. Hasta 45-50 años de antigüedad.

Artefactos actualmente en uso con GLP que presentan fugas debido a la falta de mantenimiento.

Informalidad en algunas instalaciones de gasodomésticos.

Recomendaciones de empresas comercializadoras de termas que no consideran las características de la presión de agua de la zona.

Rechazo de los usuarios para fijar las cocinas, debido a la costumbre de movilizarlas para realizar la limpieza.

Temor de los clientes por el vandalismo y la delincuencia ya experimentados con los medidores de otros servicios.

13. Debido al contexto energético en Sudamérica, para la industria peruana, el Gas Natural es casi un requisito para mantener su competitividad a largo plazo y para participar en los procesos de integración de manera equitativa.

14. Cálidda en su momento realizó un ciclo de reuniones de trabajo con los clientes industriales para informar sobre:

Cronograma de avance de la red en cada caso.

Información sobre ahorros.

Oportunidades de financiamiento disponibles en el mercado.

Reforzando su compromiso con la implementación y desarrollo de Gas Natural en Lima y Callao.

15. Durante la instalación de los nuevos suministros industriales de gas se pudieron detectar las siguientes condiciones:

El proceso de conversión de la planta toma entre tres y seis meses.

El proceso de decisión al interior de las industrias incide sobre los tiempos de conexión.

Decisión de cambio de energético.

Elección de empresa de instalaciones internas.

Equipos a ser considerados en la conversión (compra, conversión).

Cuando la persona que toma la decisión final está involucrada desde el inicio del proceso, éste se simplifica.

Algunos clientes industriales, al comprobar los beneficios del Gas Natural, deciden convertir más equipos o inclusive ampliar la capacidad de su planta.

16. En la proyección de la demanda se utilizó 70% como Porcentaje de Penetración. Este valor indica que, dentro de un área donde la red ha sido tendida, la Concesionaria espera conectar al 70% de los hogares frente a los cuales pasa la misma. Si bien se trata de un valor muy relacionado con las características propias del mercado que se está estudiando, ya que son éstas junto con el entorno económico del país las que finalmente van a determinar en qué medida los potenciales usuarios se convierten o no al Gas Natural.
17. Una conclusión principal de este estudio es que la cantidad de energía demandada para cocinar y calentar el agua para el baño no presenta diferencias importantes entre hogares de diferentes NSE, especialmente en los NSE B y C, que son los que conformarán en su mayoría la demanda de Gas Natural del segmento residencial en Lima Metropolitana.
18. El porcentaje de crecimiento de las ventas de Luz del Sur del año 2005 es similar al crecimiento del PBI nacional, que ha sido sostenido los últimos años.
19. El impacto del Gas Natural se puede observar en la transferencia de energía que existe en la compra de una empresa a otra debido al ingreso de nuevas centrales generadoras que usan este tipo de combustible.

20. Así mismo, se puede observar que el ingreso del nuevo servicio público de Gas Natural a la capital, en la zona de concesión de Luz del Sur no afecta las ventas ni la facturación de la misma, ya que este ingreso coincide con el crecimiento sostenido del país, haciendo que la demanda de los usuarios aumente con él.

BIBLIOGRAFÍA

Libros

- El Gas Natural - Caminando al Desarrollo: Julio Cáceres Vergara. Primera Edición. 2005.
- Libertad de empresa y servicio público – El concepto de servicio público en el Perú: Jorge E. Lazarte Molina. Octubre 2005.

Documentos Oficiales del Estado Peruano

- Compendio Eléctrico – Dirección General de Electricidad.
- Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento.

Análisis del Subsector Eléctrico Peruano

- Camisea: Impacto en el Sector Energético: Luis Espinoza Quiñones. Noviembre 2000.
- Procesamiento y análisis de la información comercial de las empresas de electricidad - 2005: Osinerg - Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria - División de Distribución Eléctrica.

Análisis del Subsector Hidrocarburos Peruano

- Estudio Tarifario para la Distribución de Gas Natural en Lima y Callao - Informe final: Gas Natural de Lima y Callao S.R.L. Febrero 2004.
- Panorama Petrolero - Hidrocarburos: Expectativas para el 2005: Gonzalo Tamayo - Macroconsult - Revista Desde Adentro.
- Propuesta Tarifaria para el Período Mayo 2006 - Abril 2008: Transportadora de Gas del Perú. Noviembre 2005.

Publicaciones de entidades nacionales: Anuarios, informativos estadísticos

- Boletín Estadístico Mensual de la Sociedad Nacional de Minería Petróleo y Energía (<http://www.snmpe.org.pe/>).
- Memoria Anual 2004: Luz del Sur S.A.A.
- Memoria Anual 2005: Luz del Sur S.A.A.
- Reporte Estadístico Mercado Libre de Electricidad: Osinerg. Diciembre 2004.
- Reporte Estadístico Mercado Libre de Electricidad: Osinerg. Diciembre 2005.

Conferencias y/o presentaciones

- Experiencias en Aplicaciones en la Industria - Marco General: John Hartley Morán – IV Conferencia Internacional “La Hora del Gas” 2005 – Perú.
- Experiencias en la expansión del servicio de gas natural: IV Conferencia Internacional “La Hora del Gas” 2005 – Perú.
- Plan de expansión de redes de distribución de gas natural de Lima y Callao: Gas Natural de Lima y Callao S.R.L. Octubre 2004.
- Presentación de la Propuesta Tarifaria para la Fijación de la Tarifa de Distribución de Gas Natural vía la Red Principal de Distribución Periodo 2006 – 2008: Cálidda. Diciembre 2005

Páginas web consultadas

- <http://www.bcrp.gob.pe/>
- <http://www.calidda.com.pe/>
- <http://www.camisea.com.pe/>
- <http://www.cte.org.pe/>
- <http://www.indecopi.gob.pe/>
- <http://www.luzdelsur.com.pe/>
- <http://www.minem.gob.pe/>
- <http://www.osinerg.gob.pe/>
- <http://mirror.perupetro.com.pe/home-s.asp>
- <http://www.snmpe.org.pe/>

APÉNDICE

Planos Maestros Clientes Industriales y GNV:

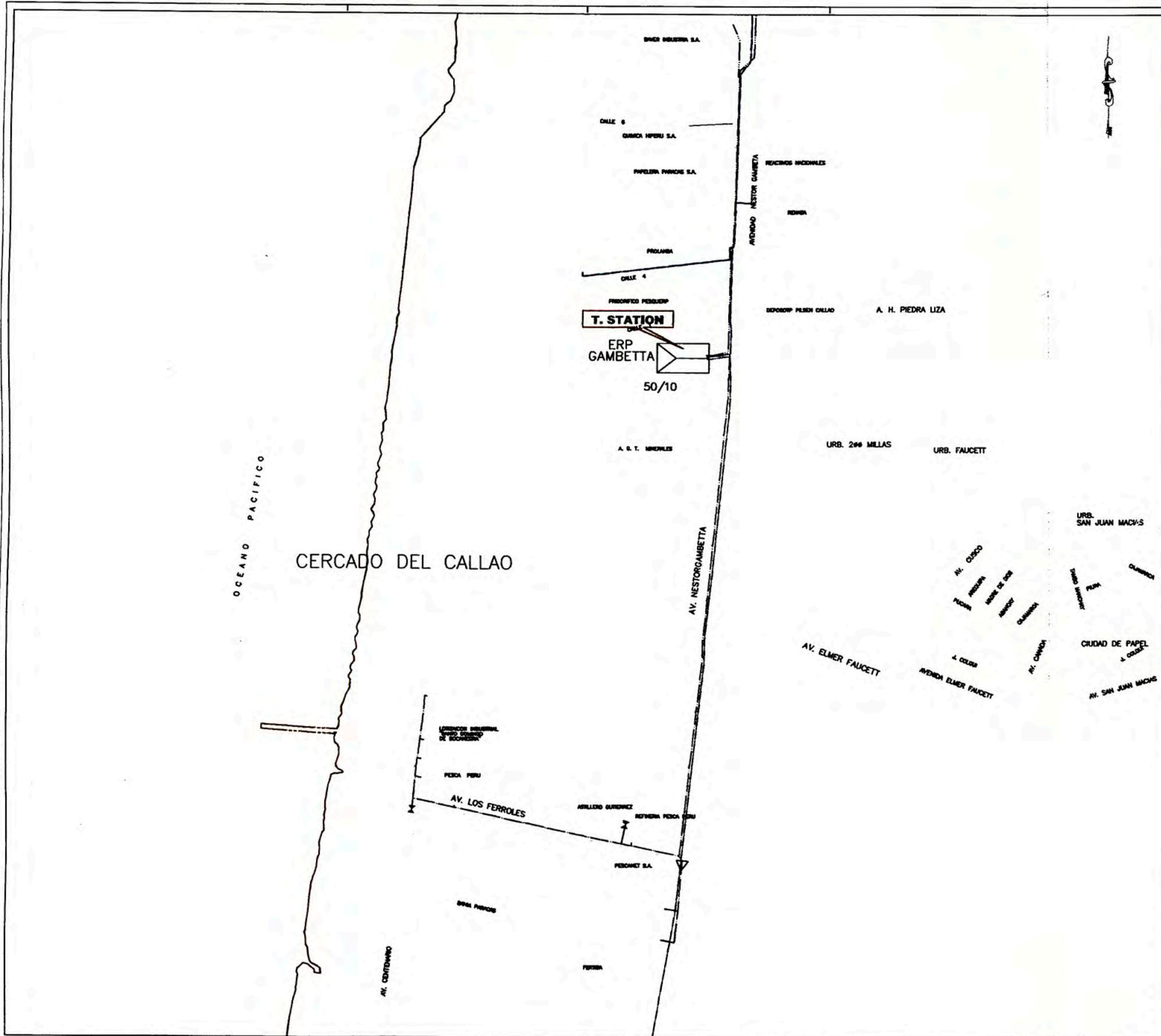
- Ramal Pesqueras-Cluster Gambetta
- Ramal Corporación Cerámica-Cluster Argentina
- Ramal Omicrón-Cluster Argentina
- Cluster Lurín
- Ramal Ampliación Carretera Central 1

Planos Maestros Clientes Residenciales y Comerciales:

- Proyecto Red de Distribución en PE Residencial-Comercial - Cluster Surco
- Proyecto Red de Distribución en PE Residencial-Comercial - Cluster Cercado Parte I, Cluster Cercado parte San Miguel, Cluster Pueblo Libre Parte I y II

Referencia:

- Los planos expuestos fueron extraídos de la página web de Cálidda, cuya dirección electrónica es www.calidda.com.pe, el 20 de julio de 2006.

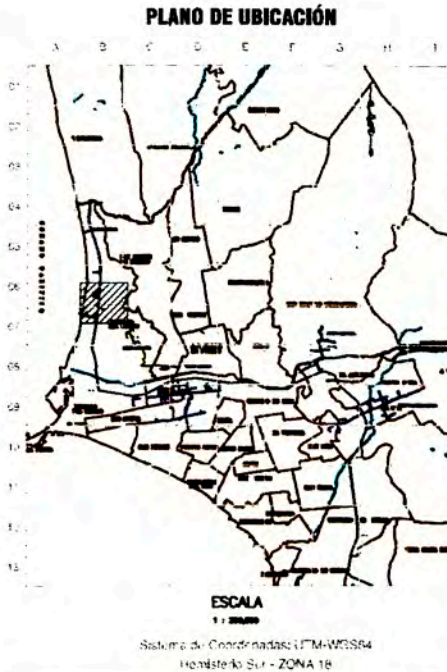


REFERENCIA

TIPO DE LINEA	DESCRIPCIÓN	MATERIAL
---	GASODUCTO TRONCAL	50 Bar
---	GASODUCTO MEDIA PRESIÓN - AC	19 Bar
---	GASODUCTO BAJA PRESIÓN - AC	10 Bar
---	TUBERÍA BAJA PRESIÓN - PE	04 Bar
---	GASODUCTO PROYECTO (SIN HABILITAR)	

SÍMBOLO

- ESTACIÓN REGULADORA
- VÁLVULA BLOQUEO EN LÍNEA (EN CAMPO)
- VÁLVULA
- REDUCCIÓN
- TAPÓN
- CLIENTE HABILITADO CON GAS



		PROYECTO: REDES DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL EN LIMA Y CALLAO	
TÍTULO: PLAN ANUAL DE INVERSIONES: Agosto 2005 - Julio 2006 RAMAL PESQUERAS - CLUSTER GAMBETTA			
ORGANISMO: ERS	FECHA: 30-09-2005	PROYECTO: GNLC-P0330-0171	NÚMERO: 1
REVISOR: JMS	REVISOR: R. S. 000	FECHA: 	HORA: 01 DE 01
PROYECTISTA: AES	FECHA: 	HORA: 	HORA:



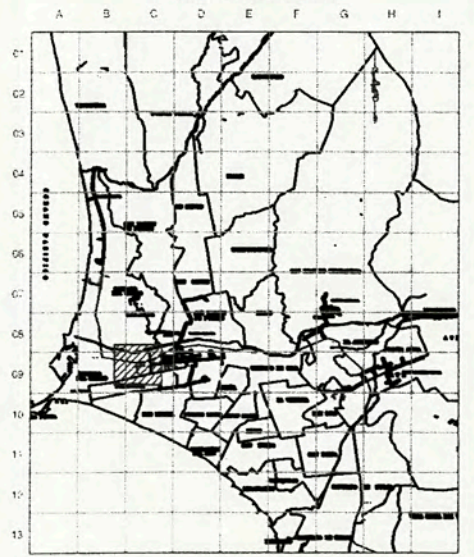
REFERENCIA

TIPO DE LINEA	DESCRIPCIÓN	MAEQ
---	CASODUCTO TRONCAL	50 Bar
---	CASODUCTO MEDIA PRESIÓN - AC	10 Bar
---	CASODUCTO BAJA PRESIÓN - AC	10 Bar
---	TUBERIA BAJA PRESIÓN - PE	04 Bar
---	RED DE INVERSIÓN AGOSTO 2005 - JULIO 2006	

SÍMBOLO

- ESTACION REGULADORA
- VALVULA BLOQUEO EN LINEA (EN CÁMERA)
- VALVULA
- REDUCCION
- TAPON

PLANO DE UBICACIÓN



ESCALA
1 : 200,000

Sistema de Coordenadas: UTM-WGS84
Hemisferio Sur - ZONA 18

		PROYECTO: REDES DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL EN LIMA Y CALLAO	
TÍTULO: PLAN ANUAL DE INVERSIONES: Agosto 2005 - Julio 2006			
RAMAL CORPORACIÓN CERÁMICA - CLUSTER ARGENTINA			
GRUPO: GRS	FECHA: 10-10-2005	PLANO N.º: GNLC-P0330-0172	REV.: 0
REVISOR: JAM	ESCALA: 1:5,000	FECHA: 01 DE 01	
APROBADO: AFS	FECHA: 	FECHA: 	

LURIN

GANADERA STA. ELENA

GRANJA MONYSA

CITY GATE

AV. LINDO

GRANJA COGORNO

URB. LAS PRADERAS DE LURIN

SAN FERNANDO

GRANJA RIO AZUL

ESTABLO MONYSA

ESTABLOS

GRANJA JACARANDA

SCAR
LA NUESTA
JR. ESTE
PACIFICO
EL PLAZER
CULEBRILLA
LOS SUSPIROS
TARMA
AV. COSTA AZUL
LA MERCEZ
AV. UCAYALI

AUTOPISTA PUCUSANA

CHANCHAMAYO

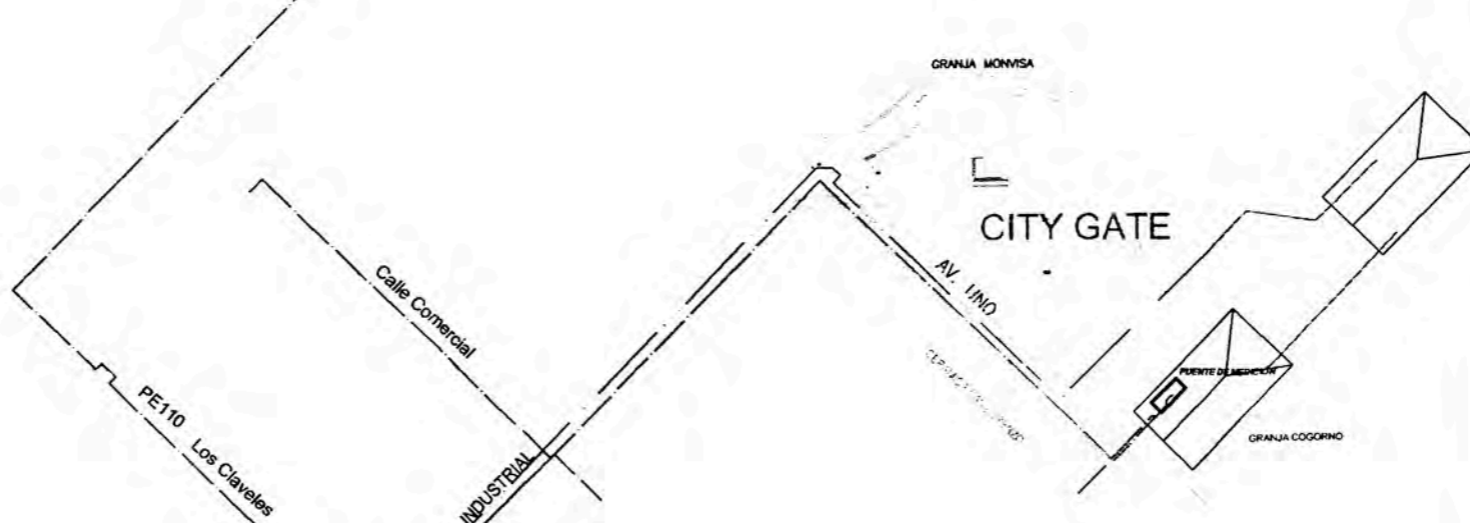
URB. LOS SUSPIROS

PUENTE ARICA

ESTABLO MONYSA

ESTABLOS

GRANJA JACARANDA



REFERENCIA

TIPO DE LINEA	DESCRIPCIÓN	MAPA
-----	GASODUCTO TRONCAL	50 Bar
-----	GASODUCTO MEDIA PRESIÓN - AC	18 Bar
-----	GASODUCTO BAJA PRESIÓN - AC	10 Bar
-----	TUBERIA BAJA PRESIÓN - PE	04 Bar
-----	RED DE INVERSION AGOSTO 2005-JULIO 2006	

SIMBOLO

- ESTACION REGULADORA
- VALVULA BLOQUEADA EN LINEA (EN CÁMARA)
- VALVULA
- REDUCCION
- TAPON

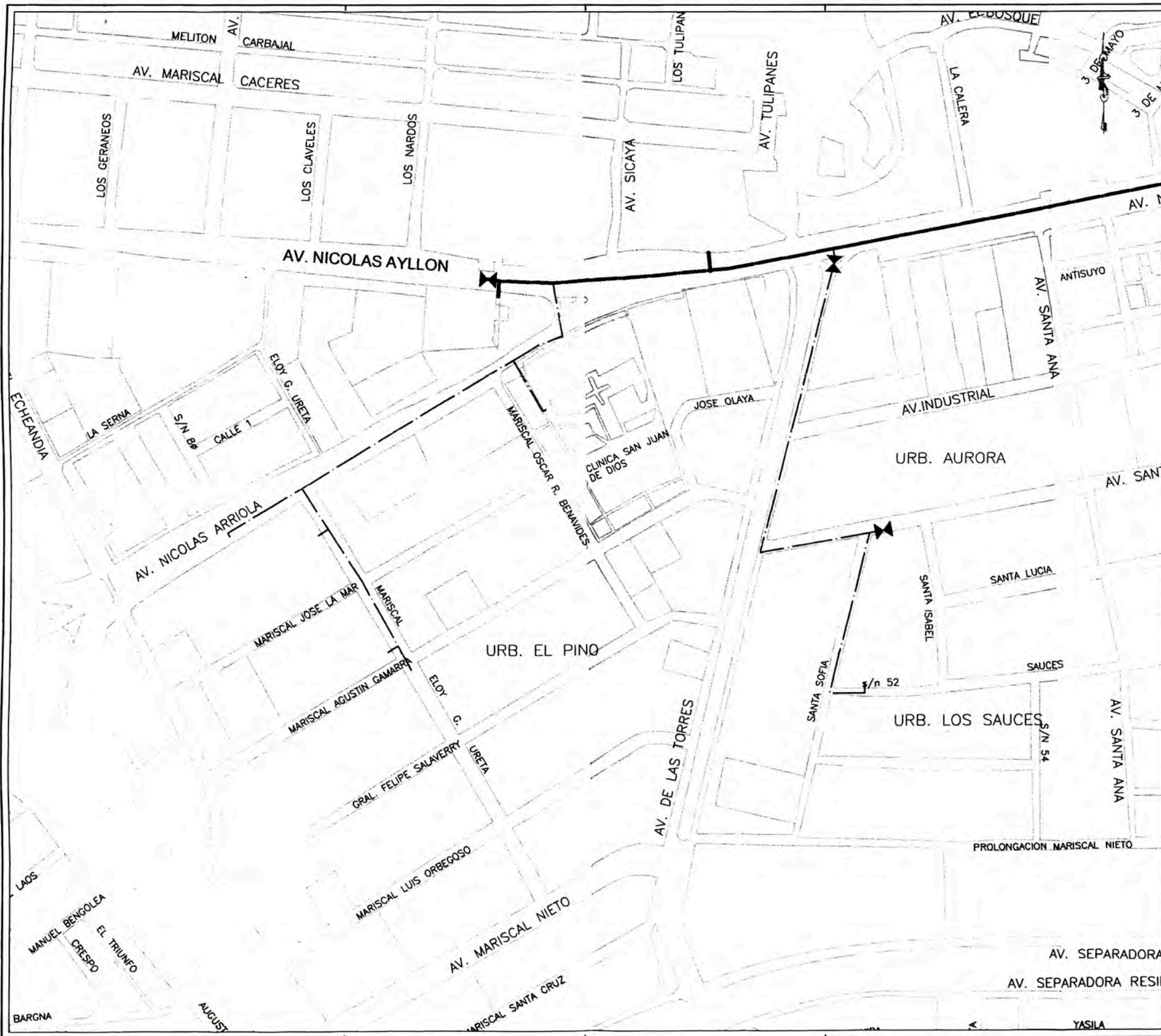
PLANO DE UBICACIÓN



ESCALA

Sistema de Coordenadas: UTM-WGS84
Hemisferio Sur ZONA 18

		PROYECTO: REDES DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL EN LIMA Y CALLAO	
TÍTULO: PLAN ANUAL DE INVERSIONES: Agosto 2005 - Julio 2006			
CLUSTER LURIN			
OBJETO: ERS	FECHA: 10-10-2005	PLANO Nº:	REV: 0
REVISOR: AM	ESCALA: 1:5,000	GNLC-P0330-0174	
APROBADO: SES	FECHA:	FECHA:	DI DE DI

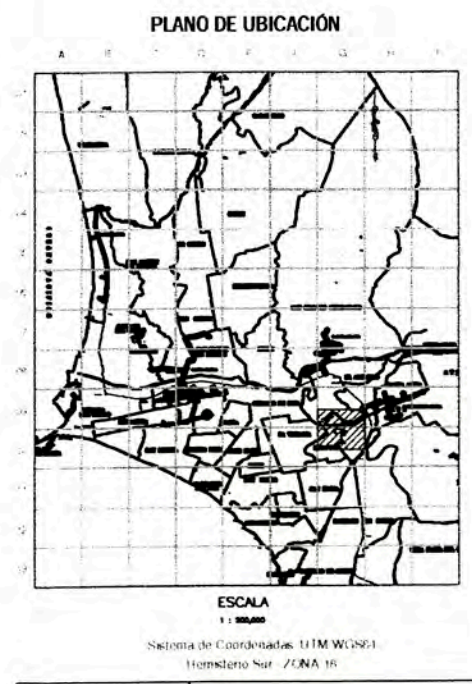


REFERENCIA

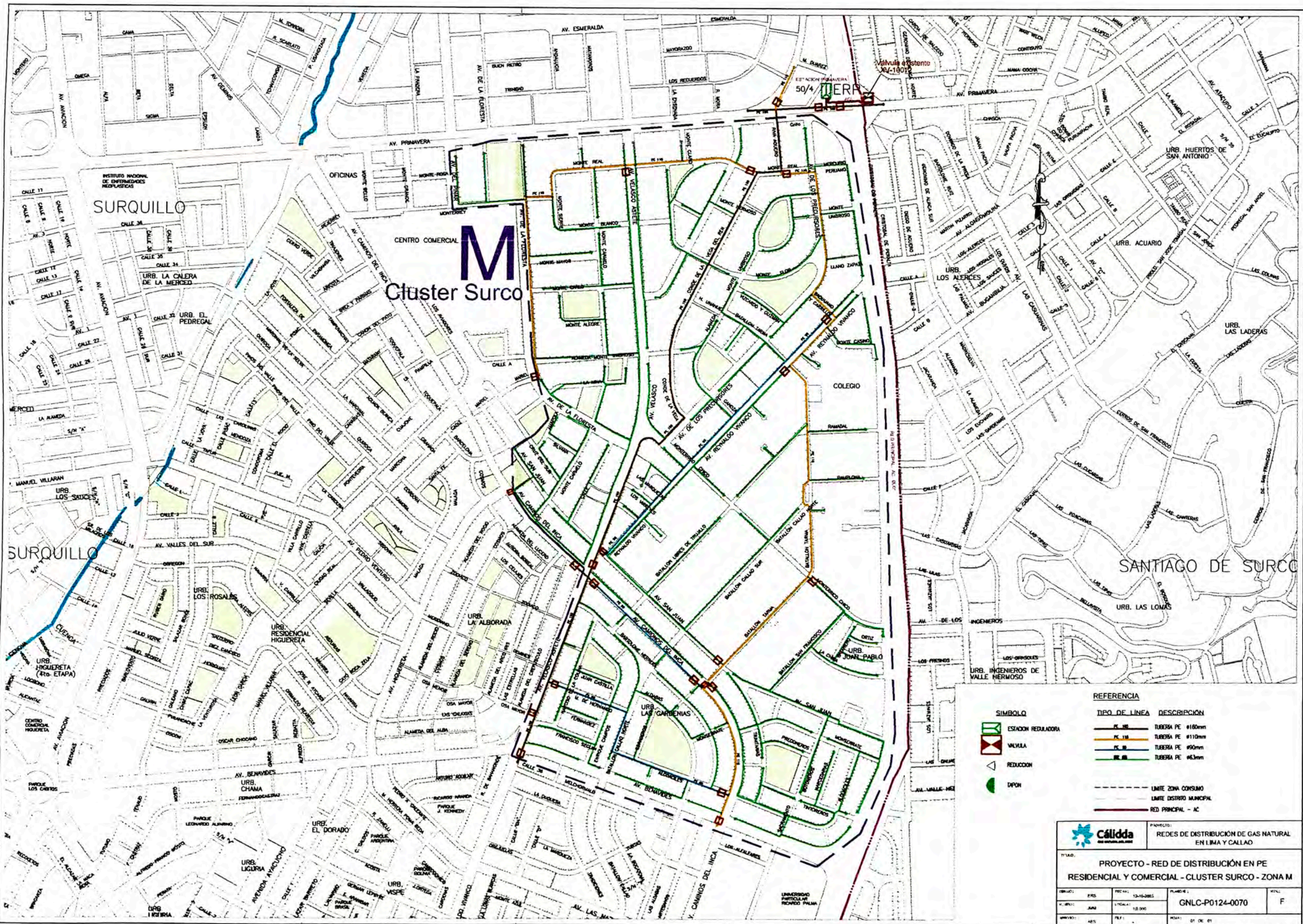
TIPO DE LINEA	DESCRIPCION	MAPO
---	CASQUETO TRENAL	50 Bar
---	CASQUETO MEDIA PRESION - AC	19 Bar
---	CASQUETO BAJA PRESION - AC	10 Bar
---	TUBERIA BAJA PRESION - PE	04 Bar
---	RED DE INVERSION AGOSTO 2005-JULIO 2006	

SIMBOLO

- ESTACION REGULADORA
- VALVULA BLOQUEADA EN LINEA (EN CAMARA)
- VALVULA
- REDUCCION
- TAPON



		PROYECTO	
GAS NATURAL DEL PERU		REDES DE DISTRIBUCION DE GAS NATURAL EN LIMA Y CALLAO	
TITULO			
PLAN ANUAL DE INVERSIONES: Agosto 2005 - Julio 2006			
RAMAL AMPLIACION CLUSTER CARRETERA CENTRAL 1			
PRELIM	ERS	FECHA	10.10.2005
REVIS	JMB	ESCALA	1 : 5,000
APROB	AEJ	FECHA	01 DE 01
PROYECTO			0
GNLC-P0330-0175			



REFERENCIA		
SIMBOLO	TIPO DE LINEA	DESCRIPCION
	PK 118	TUBERIA PE #160mm
	PK 118	TUBERIA PE #110mm
	PK 118	TUBERIA PE #90mm
	PK 118	TUBERIA PE #63mm
	- - - - -	LIMITE ZONA CONSUMO
	LIMITE DISTRITO MUNICIPAL
	—————	RED PRINCIPAL - AC

PROYECTO: REDES DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL EN LIMA Y CALLAO
TÍTULO: PROYECTO - RED DE DISTRIBUCIÓN EN PE RESIDENCIAL Y COMERCIAL - CLUSTER SURCO - ZONA M
 FECHA: ERS PFC-11: 12-10-2015 PUNTO 4: HOJA: F
 ELABORADO: JAR VERIFICADO: 15.000 GNLC-P0124-0070
 APROBADO: ABS PFC-1: HOJA: 01 DE 01

BELLAVISTA
Cluster Cercado
Parte I

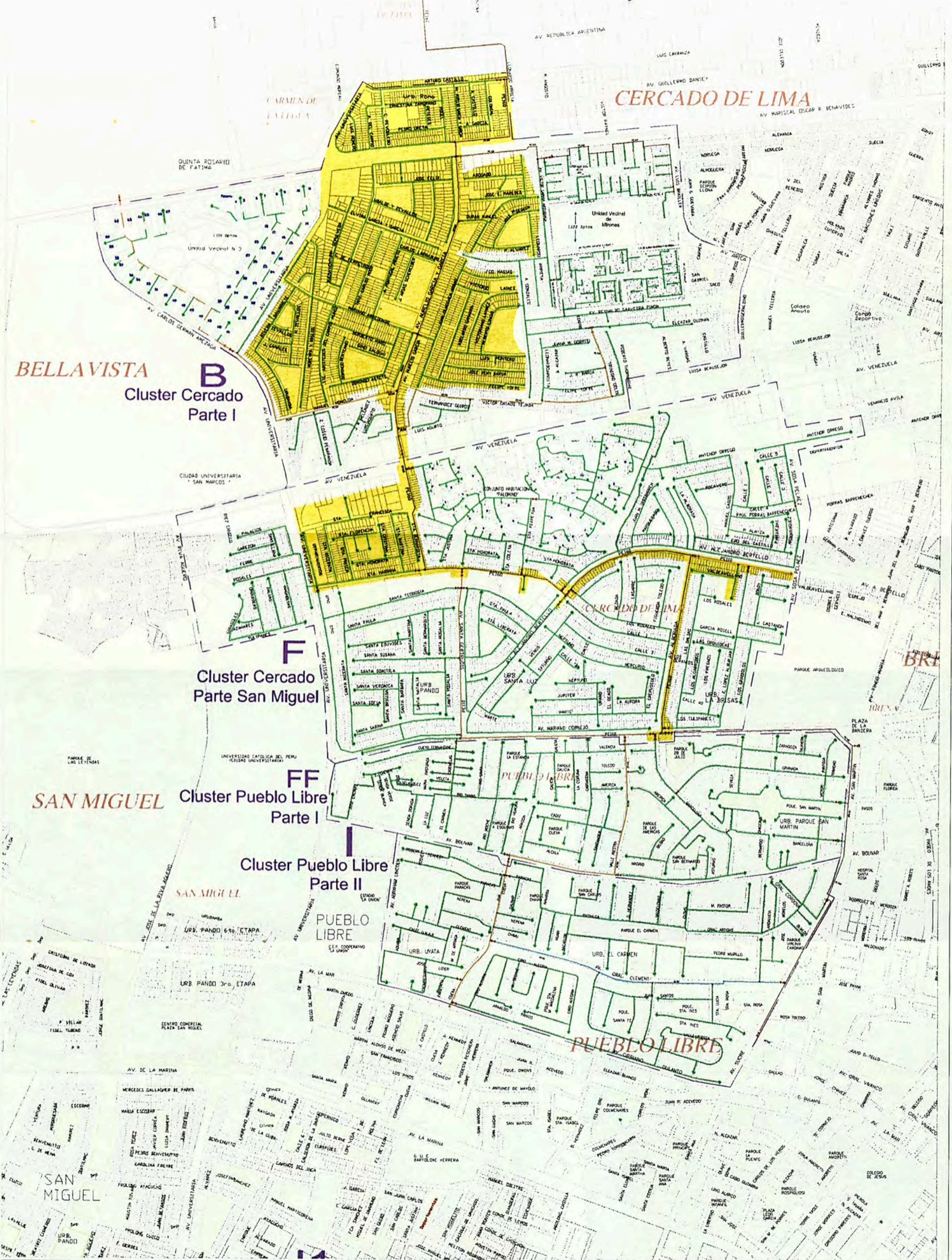
F
Cluster Cercado
Parte San Miguel

SAN MIGUEL
Cluster Pueblo Libre
Parte I

FF
Cluster Pueblo Libre
Parte II

CERCADO DE LIMA

PUEBLO LIBRE



REFERENCIA		TIPO DE LINEA	
	ESTACION REGULADORA		REDACTO TECNICO (INSTRUMENTADO)
	REDACTO PRINCIPAL		REDACTO PRODUCCION (INSTRUMENTADO)
	REDACTO DISTRIBUCION		REDACTO PRODUCCION (INSTRUMENTADO)
	LINEA ZONA CONSUMO		RED EN POLETILENO
	LINEA ZONA CONSUMO		
	LINEA ZONA CONSUMO		

TIPO DE LINEA	
	TUBERIA DE 100mm
	TUBERIA DE 150mm
	TUBERIA DE 200mm
	TUBERIA DE 250mm

Sistema de Referencia: WGS84		Zona 18 - Hemisferio Sur	
Cálida		DISTRIBUCION DE GAS NATURAL EN LIMA Y CALLAO	
PLANO GENERAL DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE GNLC RED EN POLETILENO SECTORES B-F-FF-4			
PROYECTO	ESTD	FECHA	20-08-05
UBICACION	UB	ESCALA	1:70,000
PROYECTISTA	AEB	PROYECTO	GNLC_P0124A