



**electroperu**  
la energía de los peruanos

---

# PLAN ESTRATÉGICO DE ELECTROPERU S.A. PARA EL PERIODO 2013 – 2017



## INDICE

PRESENTACIÓN.....	4
I. VISION .....	5
II. MISION.....	5
III. ROL DE LA EMPRESA .....	5
3.1 Objeto Social de la Empresa.....	5
3.2 Marco Normativo .....	5
3.3 Resumen de apreciación a la normatividad .....	5
3.4 Políticas y Premisas Estratégicas .....	6
IV. VALORES Y PRINCIPIOS CORPORATIVOS .....	7
V. DIAGNÓSTICO INSTITUCIONAL .....	7
DIAGNÓSTICO EXTERNO .....	7
5.1 Del Sector de Energía .....	7
5.1.1 De los factores políticos-legales .....	7
5.1.2 Del impacto de la situación económica – financiera .....	12
5.1.3 Del crecimiento energético del país .....	13
5.1.4 Consumo de energía por fuentes .....	14
5.1.5 Del impacto de los factores sociales .....	16
5.1.6 Del impacto de los factores tecnológicos .....	17
5.1.7 Del impacto del cambio climático y la situación ambiental: .....	17
5.2 Análisis del subsector eléctrico .....	18
5.3 Proyecciones de la oferta y demanda.....	18
5.3.1 De las proyecciones de la demanda .....	18
5.3.2 De las proyecciones de la oferta.....	19
5.3.3 Del Margen de Reserva Operativa.....	20
5.4 Visión prospectiva del subsector eléctrico .....	21
DIAGNÓSTICO INTERNO .....	24
5.5 Análisis del microambiente.....	24
5.5.1 Grupos de interés de la Corporación FONAFE y propuesta de valor por carteras .....	25
5.5.2 Principales características de ELECTROPERU S.A. ....	25
5.5.3 Organización .....	26
5.5.4 De los Sistemas Administrativos.....	26
5.5.5 Ingresos y Egresos Comerciales .....	27
5.5.6 Margen comercial .....	27
5.5.7 Situación económica financiera .....	28
5.5.7.1 Estado de resultados del Ejercicio 2012.....	28
5.5.7.2 Listado de acciones en la Bolsa de Valores de Lima .....	29
5.6 Visión prospectiva de ELECTROPERU S.A. ....	30
VI. OBJETIVOS ESTRATÉGICOS .....	30
VII. MAPA ESTRATÉGICO.....	31
VIII. OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	31
IX. ESTRATEGIAS: PROGRAMAS Y PROYECTOS PARA ALCANZAR LOS OBJETIVOS .....	31
9.1 Proyectos de Inversión para la mejora de la eficiencia operativa – Gerencia Proyectos .....	31
9.2 Gastos de Capital No Ligados a Proyectos – Gerencia de Proyectos.....	36
9.3 Otros Encargos que Incrementan la Seguridad Energética.....	36
9.4 Programa de Mantenimiento para la mejora de la eficiencia operativa – G. de Producción .....	37
9.5 Programa de Responsabilidad Social Empresarial - RSE .....	41
9.5.1 Objetivo General - RSE .....	41
9.5.2 Objetivos Específicos .....	41
9.5.3 Políticas de Responsabilidad Social .....	42
9.5.4 Programa de Responsabilidad Social .....	42
9.6 Programa de Desarrollo para la Gestión de la Excelencia Operacional.....	44
9.7 Programa de Desarrollo de Personal.....	44



9.8 Programa de Financiamiento de los Proyectos y Programas de la empresa .....	44
X. INDICADORES DE DESEMPEÑO Y METAS .....	47
XI. MATRIZ ESTRATÉGICA .....	47
ANEXOS .....	48
Anexo N°1 .....	49
Marco Normativo y Breve Reseña Histórica .....	49
Anexo N°2 .....	53
De los Factores Políticos-Legales .....	53
Anexo N°3 .....	55
Análisis del Sub Sector Eléctrico .....	55
Anexo N°4 .....	63
Marco Metodológico del Planeamiento Estratégico (PE) .....	63
Anexo N° 5 .....	64
Relación de Objetivos de ELECTROPERU S.A. con los Objetivos Estratégicos del FONAFE y del Sector .....	64
Anexo N° 6 .....	65
Matriz FODA de ELECTROPERU S.A. ....	65
Anexo N° 7 .....	66
Mapa Estratégico de ELECTROPERU S.A. ....	66
Anexo N° 8 .....	67
Matriz Estratégica de ELECTROPERU S.A. ....	67



## PRESENTACIÓN

El presente documento, constituye el Plan Estratégico de ELECTROPERU S.A. para el período 2013-2017 elaborado de acuerdo al Oficio Circular SIED N° 014-2013/DE/FONAFE, mediante el cual se alcanzan los lineamientos para la formulación, aprobación y modificación del Plan Estratégico de las Empresas bajo el ámbito de FONAFE, aprobado mediante Acuerdo de Directorio N° 003-2013/002-FONAFE, y en concordancia tanto con los Objetivos Estratégicos contenidos en el Plan Estratégico 2013-2017 de FONAFE como con los Objetivos Estratégicos del Plan Estratégico Sectorial Multianual para el período 2012-2016 (PESEM) del Ministerio de Energía y Minas.

El Plan Estratégico de ELECTROPERU S.A. es un esfuerzo institucional para el mediano plazo con un direccionamiento estratégico al largo plazo, que resulta imperativo dentro de un contexto globalizado, competitivo y rápidamente dinámico, el cual esperamos que contribuya a fortalecer la estructura de ELECTROPERU S.A. en el marco de incrementar el valor económico, bajo una política de responsabilidad social y medio ambiente, y contribuyendo al desarrollo sostenible y el afianzamiento de la seguridad energética del país.

Dicho plan se formula en un contexto en el cual las demandas crecientes de la sociedad por un Estado eficiente, democrático, transparente, descentralizado y participativo, hacen imperiosa la necesidad de modificar aspectos centrales en la gestión de las Instituciones del Estado, a fin de que su funcionamiento no sólo satisfaga las expectativas en los servicios que brinda, sino también, garantice el desarrollo nacional sostenido, y sustentable con inclusión social.

En tal sentido, la formulación del presente plan, incorpora coherentemente las políticas y objetivos del Plan Estratégico de Desarrollo Nacional, el Plan Estratégico de la Corporación FONAFE y del Plan Estratégico Sectorial del Ministerio de Energía y Minas, a fin de impulsar el desarrollo nacional.

El Plan Estratégico de ELECTROPERU S.A., presenta la Visión y Misión; luego muestra el análisis del entorno externo y el diagnóstico del medio interno, donde se precisan las oportunidades, amenazas, fortalezas y debilidades de la empresa, asimismo se plantean los objetivos estratégicos, estrategias, objetivos específicos, los indicadores y metas, y el respectivo mapa estratégico. Es preciso relevar que la perspectiva de aprendizaje y crecimiento contemplado en el mapa estratégico, corresponde a la labor que debe realizar el personal de la empresa, y que éste se sitúa como el pilar principal que va soportar todo el esfuerzo estratégico que permitirá lograr el objetivo de las perspectivas financiera, clientes y procesos internos.

Finalmente, el Plan Estratégico de la empresa, se desarrolló en base a las políticas y premisas estratégicas para el mediano plazo dentro del marco de la actividad empresarial del Estado, el cual se muestra en el mapa estratégico y matriz estratégica.



## I. VISIÓN

"Ser reconocida como una empresa modelo de excelencia empresarial, eficiente, segura, responsable y de crecimiento sostenido".

## II. MISIÓN

"Generar y comercializar energía eléctrica, de manera eficiente y con calidad, logrando la satisfacción de nuestros clientes y las expectativas de los otros grupos de interés, incrementando el valor de la empresa y brindando un entorno laboral adecuado, bajo una política de responsabilidad social y con el medio ambiente, contribuyendo al desarrollo sostenible y seguridad energética del país".

## III. ROL DE LA EMPRESA

### 3.1 Objeto Social de la Empresa

Dedicarse a las actividades económicas propias de la generación eléctrica en sus diversas modalidades, la transmisión y la comercialización de energía eléctrica, de acuerdo con lo dispuesto por la legislación vigente.

### 3.2 Marco Normativo

A continuación se desarrolla el marco normativo y una breve reseña histórica que rige la actividad de ELECTROPERU S.A., cuyo detalle se especifica en el Anexo 1.

### 3.3 Resumen de apreciación a la normatividad

- a) Las actividades del sector eléctrico están normadas por la Ley de Concesiones Eléctricas (Ley N° 25844) y su Reglamento, vigentes desde el año 1992. Dichas normas se complementan con la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley N° 28832) vigente desde el año 2006 con fines de perfección y adecuación a un evolucionado mercado eléctrico. Se debe resaltar las normas que promueven la inversión privada en estas actividades mediante las facilidades y ventajas tributarias, desde el otorgamiento de los derechos eléctricos hasta la construcción y operación de centrales de generación (Ley N° 25844) a fin de lograr ventajas competitivas para la atracción del capital privado en el Sector.
- b) Diversos análisis realizados a lo largo del período señalan<sup>1</sup>: "la reforma de primera generación (Ley de Concesiones Eléctricas) logró los objetivos planteados inicialmente como eran el incremento de la cobertura y una mayor eficiencia pero, la reforma de segunda generación (Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica) no han logrado aún solucionar los problemas de descalce del crecimiento de la inversión con respecto a la demanda y la iliquidez en el mercado de contratos. Las políticas implementadas a inicios de la década de 1990 diseñaron un esquema del sector energético basado en el libre mercado, la inversión privada y la regulación del Estado, manteniendo a este último actor en la labor normativa del sector, permitiendo a la inversión privada el manejo y la inversión del sector

<sup>1</sup> Entre ellos las del propio Ministerio de Energía y Minas en diferentes etapas de gobierno, Macroconsult, Apoyo.



energía. Dichas reformas no se terminaron de implementar por completo por diversas razones, por ello, a la fecha existen empresas estatales, principalmente ELECTROPERU S.A., que le permiten al Estado tener cierta capacidad de actuación en determinados mercados.

- d) A raíz de las restricciones de congestión de gasoductos y de enlaces troncales de transmisión, se han dado diferentes dispositivos normativos que tratan de paliar riesgos no previstos (se promulgaron los Decretos Legislativos 1002, 1058 y 1041, que regula la expansión de la generación basado en plantas hidráulicas, desalienta el uso de plantas turbogas de ciclo abierto, promueve el mercado de contratos, dispositivos principalmente dirigidos para atender necesidades urgentes de corto plazo, pero que tienen una gran implicancia de largo plazo.
- e) En este contexto el gobierno en el año 2012 emitió la Ley N° 29970, con el objetivo de -afianzar la seguridad energética y promover el desarrollo de un polo petroquímico en el sur. Declara de interés nacional la implementación de medidas para el afianzamiento de la seguridad energética del país, mediante la diversificación de fuentes energéticas, la reducción de la dependencia externa y la confiabilidad de la cadena de suministro de energía. La Norma, intenta reorientar el quehacer del sector energético hacia el logro de la seguridad o independencia energética la cual implica que el país tenga acceso abundante a la energía de manera segura y con un uso eficiente y sostenible<sup>2</sup>.
- f) Si bien, las actividades de eficiencia energética han sido institucionalizadas y forman parte de las líneas de acción del Ministerio de Energía y Minas y tal como se expone en la secuencia normativa ELECTROPERU S.A. mediante los encargos recibidos, cumple un Rol Trascendental para la consolidación y desarrollo de las reformas emprendidas y el logro de la eficiencia y seguridad energética.

Así, podemos observar que debido a su sólida posición económica financiera (bajo nivel de apalancamiento sin deuda financiera, elevados niveles de liquidez y amplios márgenes de rentabilidad), Se han afianzado los siguientes roles:

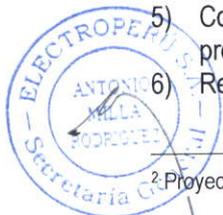
1. **Rol de generador de energía eléctrica:** principal rol asignado por su Ley de creación.
2. **Rol promotor y ejecutor de proyectos:** para afianzar la seguridad energética y promover el desarrollo del negocio eléctrico.
3. **Rol de comercialización:** Además de la comercialización de la energía que produce, recibe el encargo de adquirir y comercializar la energía que producirán nuevos proyectos de inversión privada.

### 3.4 Políticas y Premisas Estratégicas

De acuerdo a lo señalado en el Plan Estratégico Corporativo (PEC) del FONAFE para el período 2013 – 2017 se incorpora y dispone para el desarrollo del presente plan de la empresa en el mediano plazo las siguientes políticas y premisas estratégicas:

- 1) La empresa apoyará al crecimiento del país tomando en cuenta las políticas de equilibrio fiscal y estabilidad macroeconómica. ELECTROPERU S.A. puede realizar una actividad empresarial acorde con su potencial y contribuir eficientemente al suministro de energía del país.
- 2) Promover la incorporación de capital privado en el financiamiento de la empresa mediante aportes al patrimonio y endeudamiento, manteniendo siempre el control de las decisiones críticas (Sociedades de Propósito Especial).
- 3) Generar proyectos propios que aseguren la sostenibilidad de la empresa (la nueva Ley permite a ELECTROPERU S.A. previo acuerdo del MINEM)
- 4) Implementar en las empresas las prácticas de Buen Gobierno Corporativo, a fin de promover la transparencia en la gestión, la incorporación de directores independientes, entre otros.
- 5) Consolidar el desarrollo del capital humano, con capacitaciones profesionales adecuadas, optimizando los procesos de renovación de personal, las líneas de carrera y las escalas remunerativas.
- 6) Revisar el modelo organizacional de la empresa en función de los Objetivos, Políticas y Estrategias.

<sup>2</sup>Proyecciones de la Matriz Energética al Largo Plazo CEPLAN Documentos de trabajo #12.



#### IV. VALORES Y PRINCIPIOS CORPORATIVOS

Valores	Principios del Accionar
<p><b>Honestidad</b> Actuamos en base a principios éticos, siendo íntegros, veraces y justos.</p> <p><b>Puntualidad</b> Respeto por el tiempo de los demás, cumpliendo con los plazos establecidos.</p> <p><b>Perseverancia</b> Constancia, dedicación y firmeza en la consecución de propósitos y metas.</p>	<p><b>Eficiencia</b> Optimizamos el uso de recursos en todos los procesos de la organización para alcanzar los objetivos y metas planteadas.</p> <p><b>Servicio</b> Atendemos proactivamente a clientes internos y externos.</p> <p><b>Transparencia</b> Transmitimos a la sociedad la información de la gestión en forma veraz, clara y oportuna.</p> <p><b>Integración</b> Cohesión, colaboración, búsqueda de una dirección común, identificación con la corporación y la generación de sinergias.</p> <p><b>Calidad</b> Trabajamos para que nuestros productos y servicios aporten valor a nuestros clientes internos y externos, respondiendo a sus requerimientos.</p>

#### V. DIAGNÓSTICO INSTITUCIONAL

##### DIAGNÓSTICO EXTERNO

##### 5.1 Del Sector de Energía

##### 5.1.1 De los factores políticos-legales

La actividad empresarial del Estado se ve fuertemente influenciada por diversos factores políticos – legales. En el Anexo 2 se describen los que han sido identificados y sus efectos que afectan a ELECTROPERU S.A.

Entendemos que dentro de este marco y alineados con las Políticas de Estado, se han establecido los objetivos estratégicos del Sector y de la corporación FONAFE, cuyo alineamiento podemos observarlo en el siguiente cuadro N° 1.

ELECTROPERU S.A., una de las principales empresas generadoras del Estado y del Subsector eléctrico puede llevar adelante proyectos de inversión propios que permitan alcanzar los objetivos nacionales, el afianzamiento de la seguridad energética y asegurar su sostenibilidad.

Para ello, es necesario impulsar la aprobación de mecanismos normativos promotores que permitan cumplir con las políticas de Estado y de Gobierno y alcanzar los objetivos sectoriales y de la Corporación FONAFE



para garantizar la seguridad energética, la continuidad del desarrollo del país, la sostenibilidad y desarrollo de la empresa.

### **Conclusiones de los factores políticos-legales**

De lo expuesto se destacan las siguientes oportunidades:

- Apoyo político para la promoción de la actividad empresarial del Estado.
- Existencia de empresas estatales exitosas de otros países en el mundo.
- Ley de Seguridad Energética que declara de interés nacional la implementación de medidas para el afianzamiento de la seguridad energética del país.

Asimismo, se pueden inferir las siguientes amenazas:

- Limitaciones normativas para la intervención de ELECTROPERU S.A. en el desarrollo de proyectos de inversión.
- Expuesto a injerencia política en la gestión empresarial.
- Políticas de Estado y planes multisectoriales sin continuidad y/o no articulados.
- Desconocimiento o incorrecta concepción de la actividad empresarial del Estado por parte de los diversos actores tanto públicos como privados.



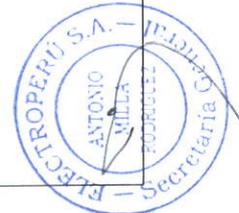


**electroperu**  
la energía de los peruanos

Cuadro N°1

**MATRIZ DE ALINEAMIENTO DE LOS OBJETIVOS NACIONALES, SECTORIALES, FONAFE Y DE LA CARTERA DE EMPRESAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA**

Objetivos del plan estratégico de desarrollo nacional	Objetivo estratégico del sector	Objetivos específicos del sector	Objetivo estratégico de FONAFE	Objetivo estratégico específico de FONAFE	Objetivo estratégico de Cartera de FONAFE
Eje 2: Inclusión efectiva y reducción de las desigualdades Eje 5: Desarrollo nacional e infraestructura	OG1: Promover el desarrollo sostenible y competitivo del sector energético, priorizando la inversión privada y la diversificación de la matriz energética; a fin de asegurar el abastecimiento de los requerimientos de energía en forma eficiente y eficaz para posibilitar el desarrollo de las actividades productivas y la mejora de las condiciones de vida de la población con inclusión social.	OEE1.1: Proponer y/o determinar las condiciones técnico normativas para un adecuado desempeño del subsector electricidad.  OEE1.6: Diversificar la matriz energética asegurando el abastecimiento confiable y oportuno de la demanda de energía a fin de garantizar el desarrollo sostenible del país.	OEG1. Impulsar el crecimiento de las empresas para contribuir al desarrollo del país.	OEE9. Impulsar el mejoramiento del marco normativo que afecta a la corporación FONAFE.	C1-09. Impulsar el mejoramiento del marco normativo que afecta a las empresas de la cartera en su conjunto.
				OEE1. Incrementar la creación de valor económico de la Corporación.	C1-01. Incrementar la creación de valor económico de la cartera.
				OEE3. Fomentar el crecimiento de las empresas de FONAFE de acuerdo a las necesidades del país.	C1-03. Fomentar el crecimiento de las empresas de la cartera de acuerdo a las necesidades del país.
		OEE 1.2: Promover la electrificación rural y el uso productivo de la electricidad y de las energías renovables.		OEE7. Incrementar el acceso al financiamiento para las empresas de FONAFE.	C1-07. Incrementar el acceso al financiamiento para las empresas de la cartera.





**electroperu**  
la energía de los peruanos

Objetivos del plan estratégico de desarrollo nacional	Objetivo estratégico del sector	Objetivos específicos del sector	Objetivo estratégico de FONAFE	Objetivo estratégico específico de FONAFE	Objetivo estratégico de Cartera de FONAFE
Eje 6: Recursos Naturales y medio ambiente.	OG3: Promover la preservación y conservación del medio ambiente por parte de las empresas del sector Energía y Minas, en el desarrollo de las diferentes actividades sectoriales fomentando la inclusión social y las relaciones armoniosas entre las empresas del sector minero energético y la sociedad civil.	<p><b>OE3.1:</b> Fortalecer el marco normativo sobre los aspectos ambientales del Sector energético.</p> <p><b>OE3.2</b> Fomentar una mayor conciencia ambiental en el sector energético a fin de que las actividades económicas se desarrollen conservando el ambiente.</p> <p><b>OE3.3:</b> Fortalecer y facilitar las relaciones armoniosas entre el Estado, las empresas del sector y las poblaciones involucradas en su accionar.</p>	<p><b>OEG3.</b> Impulsar la creación de valor social.</p>	<p><b>OEE4.</b> Crear valor social en las empresas de la cartera.</p>	<p><b>C1-O4.</b> Crear valor social en las empresas de la cartera.</p>
Eje 3: Estado, gobernabilidad, seguridad y paz social.	OG4: Contar con una organización transparente, eficiente, eficaz y descentralizada que permita el cumplimiento de su misión a través de procesos sistematizados e informatizados, con personal motivado y altamente calificado y con una cultura de planeamiento y orientación a un servicio de calidad	<p><b>OE4.1:</b> Mejorar la eficacia y la eficiencia de la gestión institucional con calidad.</p> <p><b>OE4.2</b> Fortalecer la imagen de la institución.</p>	<p><b>OEE2.</b> Incrementar la eficiencia de la Corporación.</p>	<p><b>OEE5.</b> Posicionar a FONAFE como una Corporación cuyas empresas brindan servicios de calidad que benefician al país.</p> <p><b>OEE8.</b> Mejorar la gestión de la Responsabilidad Social Empresarial de la Corporación FONAFE.</p>	<p><b>C1-O5.</b> Incrementar la satisfacción de los grupos de interés de la cartera.</p> <p><b>C1-O8.</b> Mejorar la gestión de la Responsabilidad Social Empresarial de las empresas de la cartera.</p> <p><b>C1-O2.</b> Incrementar la eficiencia de la cartera.</p>
			<p><b>OEE6.</b> Alcanzar niveles de excelencia en procesos de la Corporación.</p>	<p><b>OEE6.</b> Alcanzar niveles de excelencia en procesos de la Corporación.</p>	<p><b>C1-O6.</b> Alcanzar niveles de excelencia en los procesos internos y de gobierno corporativo en las empresas de la cartera.</p>





**electroperu**  
la energía de los peruanos

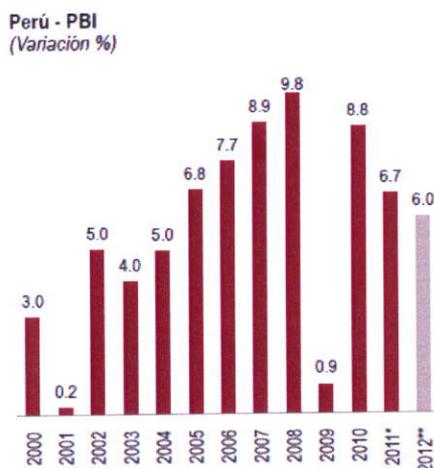
Objetivos del plan estratégico de desarrollo nacional	Objetivo estratégico del sector	Objetivos específicos del sector	Objetivo estratégico de FONAFE	Objetivo estratégico específico de FONAFE	Objetivo estratégico de Cartera de FONAFE
	del usuario.	<b>OE4.3:</b> fortalecer el proceso de descentralización del sector minero energético.	<b>OEG4.</b> Fortalecer el talento humano, la organización y el uso de las TIC en la Corporación.	<b>OEE10.</b> Mejorar el uso de las TIC, alineados con la estrategia de gobierno electrónico. <b>OEE11.</b> Fortalecer la gestión del talento humano, la cultura y la organización corporativa.	<b>C1-O10.</b> Mejorar el uso de las TIC en la cartera, alineados con la estrategia de gobierno electrónico corporativo. <b>C1-O11.</b> Fortalecer la gestión del talento humano y la cultura organizacional de la cartera.



## 5.1.2 Del impacto de la situación económica – financiera

Durante la última década, el Perú ha sido considerado como el país que ha liderado el crecimiento económico de la región, pues entre 2003 y 2012 tuvo un crecimiento del PBI anual de 6.54%, en promedio, impulsado principalmente por la inversión y la apertura comercial. Por su parte, si bien es cierto que la pobreza se redujo a la mitad (de 54.3% a 27.8% entre 2002 y 2011), solo un tercio de esta se explicó por la redistribución de ingresos<sup>3</sup>; incluso se observa que la desigualdad solo se redujo en 5% (Índice de Gini 2000: 51 y 2010: 48).

**Gráfico N°1**  
**Variación del PBI-Producto Bruto Interno para el periodo 2004-2011**



Fuente: Banco Central de Reserva del Perú, Ministerio de Economía y Finanzas y FMI.  
\* Cifras preliminares  
\*\* Cifras estimadas

Según estudios realizados<sup>4</sup>, las proyecciones estiman que el crecimiento del PBI se situará entre 5.5% y 6.5% anual durante el periodo 2012 -2016; no obstante, el reto consiste en que este crecimiento sea con inclusión social<sup>5</sup>. Para ello, señalan, es necesario mantener las siguientes condiciones:

1. Continuar con la estabilidad macroeconómica,
2. Promover los bajos costos de financiamiento,
3. La apertura comercial, pero sobretodo,
4. Aumentar la competitividad del país mediante el incremento y la mejora de la infraestructura actual.

El Gobierno actual, viene implementando políticas conducentes a mantener la estabilidad económica, los bajos costos de financiamiento y la apertura comercial y otras adicionales que promueven el crecimiento sostenido de la economía nacional e incorpora los componentes de inclusión social y conservación del medio ambiente, como factores de sostenibilidad y desarrollo del país.

En relación con el estado de la infraestructura peruana comparada con los estándares de América Latina, en el Reporte Global de Competitividad - RGC 2012<sup>6</sup>, el Perú tiene una calidad de infraestructura similar a la del promedio de los países de América Latina (alrededor de 3.6 puntos sobre un máximo de 7). Sin embargo, el nivel alcanzado aún refleja la necesidad de incrementar las inversiones. Esto es notorio al comparar el valor del índice peruano (3.6) con el valor en países como Chile (4.7) y Uruguay (4.5)

<sup>3</sup> El resto se debió al crecimiento económico

<sup>4</sup> Apoyo Consultoría: Lineamientos para promover la inversión en infraestructura en el Perú: 2012 -2016

<sup>5</sup> Entiéndase por inclusión social a aquella situación que asegura que todos los ciudadanos sin excepción, puedan ejercer sus derechos, aprovechar sus habilidades y tomar ventaja de las oportunidades que encuentran en su medio (MIDIS - 2012).

<sup>6</sup> El RGC evalúa a los países mediante tres ejes: básicos, potenciadores de la eficiencia, e innovación y factores de sofisticación.

### Conclusiones de los factores económicos

De lo expuesto se destacan las siguientes oportunidades:

- Crecimiento económico sostenido del país genera condiciones para mayores inversiones, mayor demanda y fortalecimiento.
- Mejores condiciones para la participación de capital privado en la gestión pública.
- Buena imagen del país como destino de inversión permite el arribo de capitales y alianzas extranjeras.

Asimismo, se pueden inferir las siguientes amenazas:

- Crisis financiera internacional podría afectar las inversiones.
- Asignación de nuevos encargos sin financiamiento completo para su ejecución y/o sin considerar la especialidad, alcance y capacidad operativa de las empresas de FONAFE.

#### 5.1.3 Del crecimiento energético del país

El crecimiento del PBI de estos últimos años ha incrementado el consumo de energía final que se reflejan en dos indicadores: la tasa anual de crecimiento de la energía y la eficiencia económica de la energía.

**Gráfico N°2**  
Correlación entre el PBI real y el Consumo de energía eléctrica

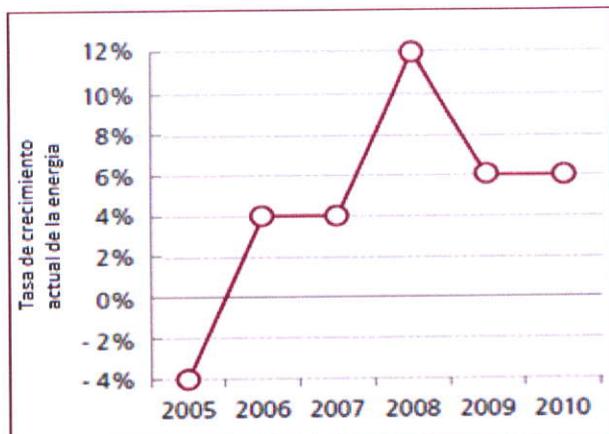


Entre los años 2004 hasta el 2007, hubo un incremento importante de la producción por unidad de energía final consumida (eficiencia económica de la energía: PBI/energía), y también en el PBI per cápita. Sin embargo, en los años 2008 y 2009, con la caída en el PBI, decreció el primer indicador y la tasa de crecimiento anual del consumo de energía final decreció a 4%, luego de haberse mantenido casi constante en 5% hasta el año 2008.

Finalmente, a partir del 2010 se recuperó la tendencia del periodo 2004-2007.

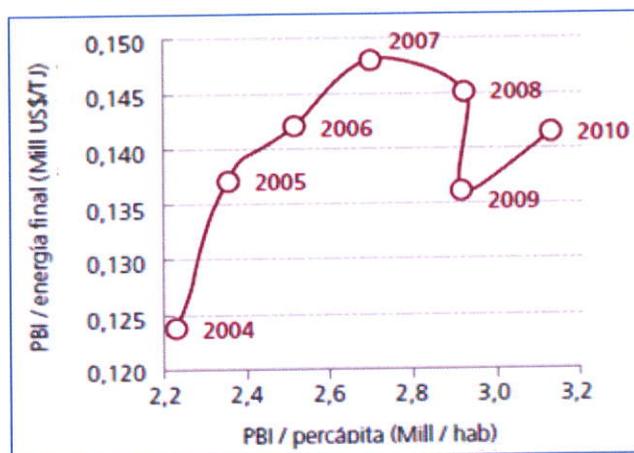


**Gráfico N° 3**  
**Tasa de crecimiento de la energía al 2010**



Fuente: MEM Documento Promotor 2012

**Gráfico N° 4**  
**Eficiencia económica de la energía**



Fuente: MEM-Documento promotor 2012

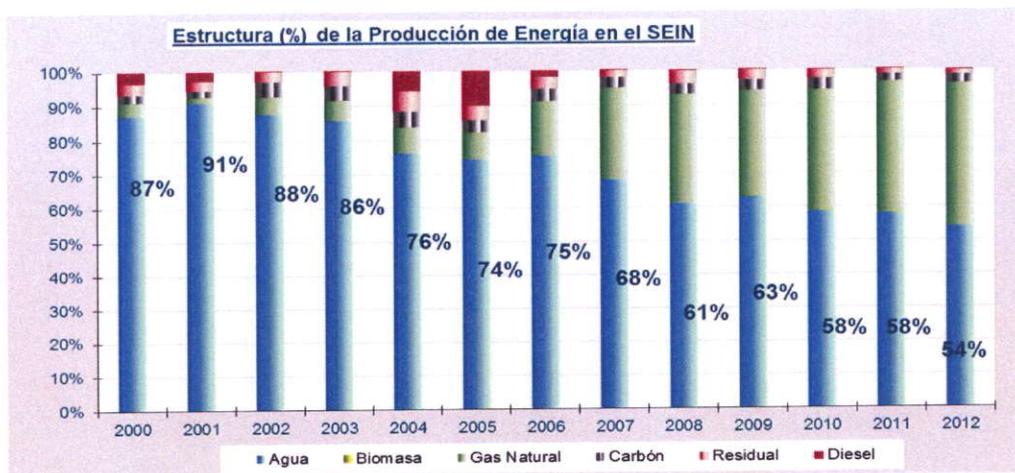
#### 5.1.4 Consumo de energía por fuentes

El consumo final de energía por recursos están fuertemente concentradas en el petróleo y el LGN (59%). Sin embargo, es de observarse que durante los últimos años se ha experimentado un fuerte incremento de la demanda de electricidad con tasas de crecimiento elevadas por encima del 5%, manteniendo una participación promedio de 17%.

Este crecimiento de la demanda superior a lo esperado, es una de las causas por las que se viene presentando los actuales problemas de suministro, pues la capacidad de la oferta efectiva no ha crecido al mismo ritmo o lo suficiente para mantener un balance positivo.

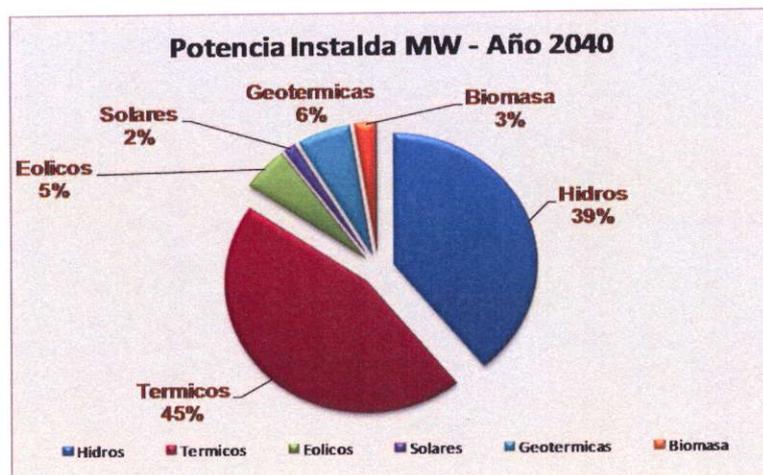


Gráfico N°5  
Estructura del consumo final por recurso



Lo expuesto indica que el mayor nivel de electrificación nacional y el mayor uso de la electricidad, en el sector industrial principalmente minería, ha contribuido al cambio de la matriz energética, es decir, que el desarrollo económico por sí mismo implica un cambio paulatino de la mencionada matriz pasando del uso de recursos como la leña a fuentes convencionales como la electricidad, el gas natural o los derivados de los hidrocarburos.

Gráfico N°6  
Evolución esperada de la matriz energética



### Conclusiones del mercado de energía

- Las proyecciones de crecimiento del PBI y el crecimiento vegetativo de la población y la mejora en su calidad de vida presentan un entorno favorable para el desarrollo del Sector.
- Se ha producido el cambio de la matriz energética hacia el mayor consumo de gas, petróleo y energías renovables, principalmente en el consumo del sector minero e industrial.
- Para garantizar el abastecimiento oportuno y eficiente de la energía, que demanda el crecimiento y desarrollo socioeconómico se debe prever estrategias y acciones concretas para:



1. Incrementar la seguridad energética



2. Desarrollar y/o mejorar la planificación energética de largo plazo, con un enfoque de desarrollo sostenible, para garantizar el abastecimiento de la demanda interna y promover las inversiones en proyectos se ejecuten con criterios de sostenibilidad económico, social y ambiental.



### 5.1.5 Del impacto de los factores sociales

Existen riesgos por el nivel de conflictos sociales en el país, muchos de los cuales afectan las actividades de extracción de recursos no renovables. Asimismo, se ha constatado una mala imagen del aparato estatal por la percepción de corrupción, lo que impacta directamente en la confianza e incrementa la necesidad de controlar las operaciones en el ámbito público. Finalmente, la persistencia de las condiciones de pobreza y exclusión social por falta de ejecución del presupuesto o ineffectividad de las intervenciones es un problema que genera descontento en la población y es un origen potencial de dichos conflictos sociales.

#### Conclusiones de los factores sociales

En base a los factores sociales, se identifican las siguientes amenazas:

- La Empresa está ubicada en zonas potenciales de conflictividad social lo cual constituye un riesgo para sus operaciones.
- Mala imagen del Estado en la gestión de recursos públicos debido a la presunción de corrupción o ineficiencia.
- Los altos niveles de pobreza, los bajos niveles de competitividad de las regiones y de ejecución de los programas sociales generan descontento social y podrían afectar el desempeño de la empresa.



### 5.1.6 Del Impacto de los factores tecnológicos

Los principales factores tecnológicos vinculados al rol y funcionamiento de FONAFE y de sus empresas están comprendidos dentro del marco de desarrollo de la Sociedad de la Información en el Perú. Este marco integra diversos instrumentos de gestión que describen las tendencias, los retos y las iniciativas orientadas a generar nuevos conocimientos y lograr mayores eficiencias que contribuyan al desarrollo del país. Por otro lado, deben tenerse en cuenta también los factores tecnológicos que influyen en el “core” de las operaciones de las empresas de la corporación.

#### Conclusiones de los factores tecnológicos

De acuerdo al análisis realizado por la Corporación FONAFE, sobre los factores tecnológicos se consideran las siguientes oportunidades:

- La estrategia del gobierno para el desarrollo de la sociedad de la información en el Perú impulsará la modernización de las Tecnologías de la Información y Comunicación (TICs) a nivel gubernamental.
- Existencia de nuevas tecnologías que permitirán mejorar la eficiencia, el alcance y la seguridad de los procesos operativos.

### 5.1.7 Del impacto del cambio climático y la situación ambiental:

De acuerdo al análisis realizado por la Corporación FONAFE, la consecuencia del cambio climático, en nuestro país se producen fenómenos climatológicos, tales como el Fenómeno del Niño, la desglaciación de los nevados, que generan riesgos operativos al funcionamiento de las centrales hidroeléctricas de las empresas de generación eléctrica.

En el caso de las desglaciaciones, ocasionan saturación en los depósitos morrénicos en las partes altas de glaciares, lo cual propicia deslizamientos peligrosos que ponen en riesgo la operatividad de la central hidroeléctrica.

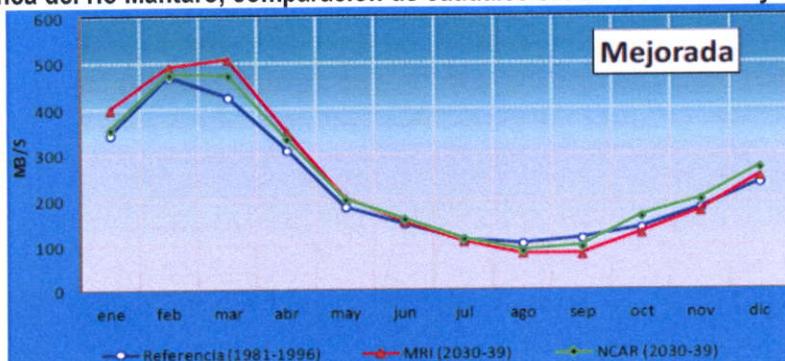
De acuerdo con lo señalado por el Ministerio de Energía y Minas, como resultado de las corridas de los modelos simulados para el horizonte 2030 - 2039, en un escenario optimista, “se observó la existencia de un retroceso de los glaciares (disminución del área de los glaciares) que alimentan el recurso hídrico a las citadas cuencas, situación que se refleja en un incremento de la disponibilidad hídrica de las cuencas del Santa, Rímac y Mantaro al año 2039; como se muestra en el Cuadro N° 2 y el Gráfico N° 9, que corresponde a las estación hidrológica la Mejorada.

**Cuadro N°2**

		Área Glaciar (Km <sup>2</sup> )										
		Referencia	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Rímac y Mantaro	Referencia (1970)	204.5										
	MRI		25.1	24.5	23.9	23.5	22.6	21.5	21.0	20.6	20.2	19.8
	NCAR		25.2	24.4	23.2	22.9	22.3	21.6	21.0	20.1	19.8	18.9
Santa	Referencia (1967)	510.2										
	MRI		324.2	319.4	314.5	309.7	304.4	299.0	295.8	292.6	289.3	284.8
	NCAR		391.3	382.8	375.9	369.2	362.6	357.4	352.3	346.9	341.9	337.2



**Gráfico N°9**  
**Cuenca del río Mantaro, comparación de caudales simulados del MRI y NCAR**



Fuente: Ministerio de Energía y Minas -Dirección General de Electricidad INFORMATIVO DGE N ° 1 Febrero 2

### Conclusiones de los factores ambientales

Aquí se tendría la siguiente amenaza:

Considerando que la capacidad de generación de ELECTROPERU S.A. depende de las fuentes hídricas, existe una amenaza, con relación a la reducción de la energía firme de sus centrales de generación, debido a la variabilidad en la disponibilidad de los recursos hídricos, acrecentada –adversamente- por los efectos del cambio climático, junto con mayores exigencias sociales y ambientales.

### 5.2 Análisis del subsector eléctrico

El análisis del Sub Sector Eléctrico se describe y se detalla en el Anexo N° 3 con la siguiente estructura:

- Su organización
- Su infraestructura
- Situación actual de oferta y demanda
- Oferta actual
- Margen de reserva

### 5.3 Proyecciones de la oferta y demanda

#### 5.3.1 De las proyecciones de la demanda

- Las tendencias señalan que la demanda seguirá creciendo de acuerdo con el crecimiento de la economía nacional, el crecimiento vegetativo de la población y la ampliación de la cobertura eléctrica.

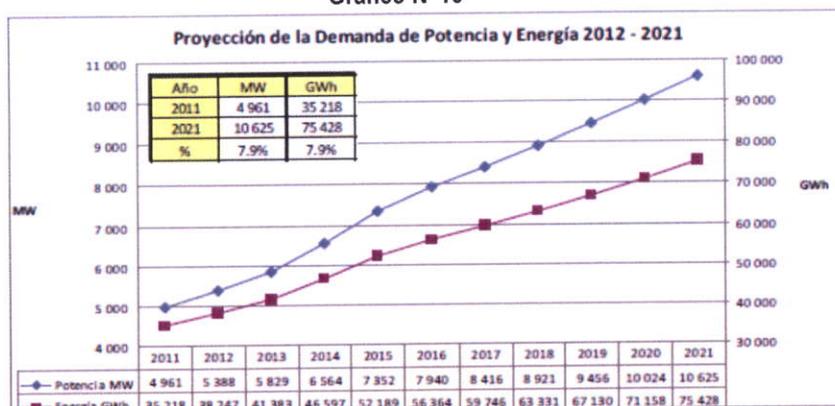
Teniendo en cuenta los supuestos de crecimiento económico con tenidos en el Marco Macroeconómico Multianual vigente, se estima que hacia el 2016, la demanda de potencia eléctrica se incrementará en aproximadamente 2,000 MW.

En un escenario optimista la proyección de la demanda de energía 2012 - 2016 se aproximará a 10 625 MW, a una tasa de crecimiento promedio anual de 8%.

De acuerdo con el Balance Oferta – Demanda 2012 - 2021, el mayor crecimiento de la demanda se daría en el 2014 (10%), seguido del que se registraría en el 2015 (9,7%) y el 2016 (9,5 %).



Gráfico N°10

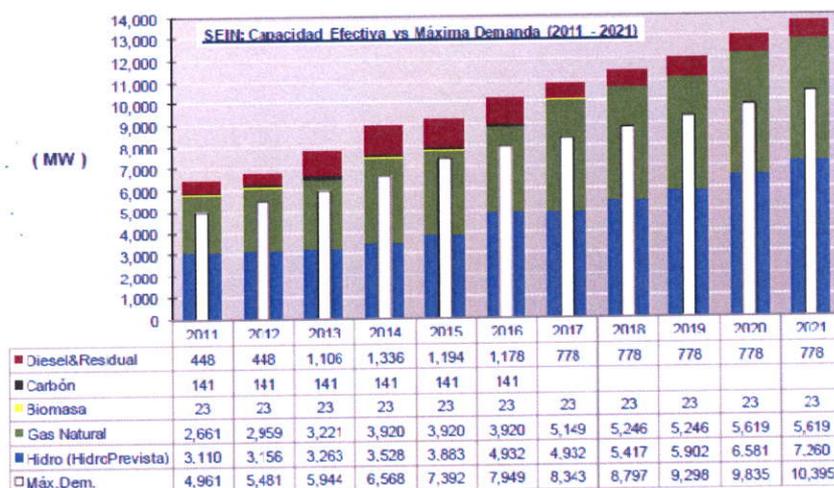


Fuente: Ministerio de Energía y Minas

### 5.3.2 De las proyecciones de la oferta

La nueva oferta de generación será suficiente para cubrir la demanda hasta 2016. De acuerdo con las estimaciones realizadas por el Ministerio de Energía y Minas, al 2021 la demanda sería 10 395 MW; para lograr una participación de la hidroelectricidad del 65% en producción eléctrica, se requiere aproximadamente 500 MW por año entre el 2017 al 2021.

Gráfico N°11



Fuente: Plan de Desarrollo del Sector Energía – Exposición Setiembre 2012

Sin embargo, alrededor del 75% de esta nueva infraestructura de generación recién ingresará a operar desde el II semestre de 2013 en adelante, por lo que es necesario discernir entre el escenario de corto plazo (2012-2013) y del mediano plazo (2014-2016) para evaluar la situación de abastecimiento eléctrico.

Desde el 2014, la situación del mercado eléctrico se vislumbra más favorable tanto en los aspectos de generación como de transmisión.

En cuanto a la generación, para el 2014, debería estar operativa la ampliación de ambas etapas del ducto que transporta el gas natural a Lima, lo que añadirá 390 MMPCD en la oferta de este combustible y será posible operar las nuevas centrales térmicas Fénix (521.5 MW) y Santo Domingo Olleros (197.6 MW). Asimismo, actualmente se encuentran en etapa de construcción centrales hidroeléctricas con una potencia combinada de más de 1 000 MW que estarán operando entre el 2015 y 2016, lo que permitirá



cubrir la demanda y elevar el MRO por encima del 20% desde el 2014. Aunque, bajo condiciones hidrológicas severas, este ratio se encontraría por debajo de 20% durante los períodos de estiaje de 2015 y 2016, lo que implica optimizar los recursos internos para evitar el racionamiento de energía.

Asimismo, es de indicar que los plazos para instalar infraestructura eléctrica son prolongados, lo que implica trabajar desde ahora en las nuevas inversiones.

**Cuadro N°3**

PROYECTOS DE GENERACIÓN EN EJECUCION						
Proyectos de Centrales	2012	2013	2014	2015	2016	Total (MW)
5 CT (MW) + 1 CT-Reserva Fría	323	1390	458	0	0	2,171
10 CH (MW)	48	20	532	198	1081	1,879
4 CE(MW)	0	142	90	0	0	232
5 CS (MW)	40	40	16	0	0	96
2 CTB	18	0	2	0	0	20
<b>TOTAL MW PROYECTADO AL 2016</b>						<b>4,398</b>

Fuente: Dirección General de Electricidad – Estadísticas

**Cuadro N°4**

RESUMEN: BALANCE PRELIMINAR OFERTA DEMANDA AL 2031					
Descripción	BASE	CRECIMIENTOS QUINQUENALES			
	2011	2012-2016	2017-2021	2022-2026	2027-2031
Max. Demanda (MW)	4961	2519	1892	1954	2500
Potencia Instalada hidro (MW)	3110	1879	2200	2600	2500
Porcentaje Hidro en la producción	58%	60%	69%	77%	80%
<b>Potencia efectiva Total (MW)</b>	<b>6382</b>	<b>3663</b>	<b>2962</b>	<b>3298</b>	<b>3686</b>
Reserva (%)	22%	27%	32%	37%	38%
Reserva en Estiaje	11%	16%	19%	22%	23%

Fuente: Dirección General de Electricidad – Estadísticas

Con la finalidad de mantener el momento de las inversiones en infraestructura eléctrica, los obstáculos que vienen aquejando la instalación de las líneas de transmisión deben superarse en el plazo más corto. Por otro lado, las licitaciones a cargo de PROINVERSION deben realizarse tomando en cuenta la longitud de los plazos para culminar las obras de infraestructura eléctrica (más de cuatro años en el caso de una central hidroeléctrica).

Un aspecto que también debe considerarse es que la operación del gasoducto del sur podría implicar la instalación de centrales térmicas en esta zona y, con ello, contribuir a descentralizar la potencia instalada, de tal manera que se disminuya la demanda por transmisión hacia el sur, evitando congestiones y pérdidas. Asimismo, ayudará a disminuir el riesgo de la interrupción del único ducto de gas natural con el que se cuenta actualmente.

Tomando en cuenta estas consideraciones, la aceleración de la inversión eléctrica podrá evitar nuevos episodios de déficit de electricidad en el país, lo que tendrá un impacto positivo sobre las condiciones de crecimiento potencial.

### 5.3.3 Del Margen de Reserva Operativa

Evaluación del Margen de Reserva de Generación del SEIN Período 2012-2015, elaborado por el COES señala "se observa que las reservas más bajas en el sistema se presentan en el periodo de estiaje (mes de agosto), principalmente en los años 2012 y 2013, donde se estiman reservas de 300



MW y 288 MW, lo que implica que ante cualquier contingencia de generación que se presente en el sistema (salida del complejo del Mantaro, reducción de la disponibilidad de gas de Camisea, etc.) se tendrá que racionar el suministro eléctrico en el sistema.

Con el ingreso de nueva generación de Reserva Fría en el Norte y en el Sur del SEIN, a partir de setiembre del 2013, la reserva del sistema se incrementara. Esto complementado con el ingreso de nuevos proyectos de generación para el periodo 2014-2015 el sistema alcanzará reserva de generación por encima de 1 000 MW, que le permitirá operar sin necesidad de racionar el suministro eléctrico ante contingencias de generación que se podrían presentar en el sistema.

El efecto de hidrología seca (95% de excedencia) en la reserva del sistema, para la condición de la máxima demanda del sistema es mínimo, observándose una reducción máxima de la reserva de 1,4% respecto al caso con hidrología promedio. Esto se debe a que la mayor parte de las centrales hidráulicas tienen regulación diaria, con lo que el déficit se manifiesta más en la energía fuera de punta y no en potencia”.

Con la finalidad de determinar el desempeño de los márgenes de reserva de generación se evaluaron los siguientes casos de contingencia de oferta de generación en el SEIN:

- Salida del Complejo del Mantaro
- Alto concentrado de sólidos
- Indisponibilidad del ducto que transporta el gas de Camisea

En sus conclusiones señala:

- ✓ Para el periodo enero 2012 - agosto 2013, se reducen las reservas del sistema en el periodo de estiaje.
- ✓ Con el ingreso de nuevos proyectos de generación de setiembre 2013 a diciembre del 2015 se incrementa la reserva del SEIN a valores por encima de 1 000 MW hasta un máximo de 1736 MW.
- ✓ Como consecuencia de tener baja reserva en el periodo enero 2012 – agosto 2013, la salida del Complejo del Mantaro implicaría racionar el suministro eléctrico en el sistema, hasta un máximo de 390 MW en el bloque de máxima demanda del sistema (agosto del 2012). En los años 2014 y 2015 con el ingreso de nuevos proyectos de generación el margen de reserva sería positivo, entre un orden de 80 MW a 1200 MW de la demanda del sistema.
- ✓ La contingencia más severa para el sistema representa la indisponibilidad del ducto que transporta el gas de Camisea, donde de ocurrir dicho evento en cualquier periodo de los años 2012-2015 implica racionar el suministro eléctrico en el sistema en un orden de 550 MW a 1 900 MW en el bloque de máxima demanda del sistema; sin embargo considerando una indisponibilidad anual del ducto del 3%, la energía racionada representa un orden promedio de 0.2% al 0.3% de la energía anual demandada por el sistema.

#### 5.4 Visión prospectiva del subsector eléctrico

En el cuadro siguiente se presenta el escenario prospectivo del subsector de energía, de acuerdo con los indicadores presentados por el Ministerio de Energía y Minas, en su documento promotor 2012 donde se presenta una matriz comparativa entre la situación actual de la infraestructura de generación eléctrica existente y los requerimientos necesarios para atender las proyecciones de la demanda al 2030.



**Cuadro N° 5**  
**MATRIZ DE DESARROLLO PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA AL 2030**

Situación actual	Situación esperada al 2016 y 2030
<p><b>Demanda de los clientes Suministrados a través del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y los sistemas aislados</b></p> <p><b>Indicadores del Mercado Eléctrico</b></p> <p>Cantidad de clientes finales o suministros: 5,5 millones Consumo de energía eléctrica (Venta final): 32 TW.h, Facturación por Venta Final US\$ 2 780 millones US\$ Precio medio de electricidad 9 ctvo. US\$/kW.h</p>	<p><b>Oferta de Generación</b></p> <p><b>Para el período 2011-2015</b></p> <p>En un escenario medio, la suma de proyectos previstos para los años 2011 a 2015 aportará al SEIN <u>un incremento promedio de 869 MW/año.</u></p> <p>Esta oferta está compuesta por grandes centrales hidroeléctricas y termoeléctricas de gas natural y centrales basadas en energías renovables, como las centrales hidroeléctricas menores de 20 MW, parques eólicos y solares, y centrales eléctricas de biomasa.</p> <p>En los siguientes tres quinquenios, del año 2016 al 2030, los incrementos podrían ser de 645, 850 y 875 MW/año, respectivamente, considerando mantener un margen de reserva promedio de 41% (valor referencial solo para la presente evaluación, y calculado respecto a la proyección de demanda del escenario medio). Es decir, se estima que en un escenario medio, el incremento total de <b>la oferta de generación que requeriría el país entre los años 2011 a 2030 sería de 17 148 MW.</b></p> <p>Respecto a los proyectos previstos hasta el año 2016, estos suman 5 079 MW y destacan por su potencia los proyectos C.H. Chaglla (406 MW), Cerro del Águila (402 MW), C.T. Fénix (520 MW), las centrales de reserva fría con un total 800 MW y el grupo de proyectos eólicos, solares y biomasa con un total de 348 MW.</p> <p>Asimismo, están evaluándose otros proyectos y la tecnología correspondiente, teniendo en cuenta que deben entrar en operación a partir del año 2019. De modo que hasta el año 2030 se obtenga una oferta adicional de 10 810 MW para mantener un margen de reserva de 35%.</p>
<p><b>Parque generador de centrales eléctricas que operan para el mercado eléctrico</b></p> <p>El Parque de generación compuesto por 45 centrales eléctricas mayores de 18 MW, las cuales suman una Capacidad instalada total de 6 963 MW.</p> <p>Este grupo está compuesto por:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 23 centrales hidroeléctricas que suman 3 152 MW</li> <li>✓ 28 centrales termoeléctricas que suman 3 811 MW.</li> </ul> <p>9 de las centrales termoeléctricas operan con gas natural y alcanzan un total de 2 658 MW</p> <p><b>Producción de electricidad</b> <span style="float: right;"><b>36 TW.h</b></span></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Hidroeléctrica 58%</li> <li>• Termoeléctrica 42%</li> </ul> <p><b>Potencia Efectiva</b> <span style="float: right;"><b>7 GW</b></span></p> <p><b>COES –SEIN del Mercado Eléctrico:</b></p> <p><b>Potencia Efectiva</b> <span style="float: right;"><b>6 GW</b></span></p> <p><b>Máxima demanda SEIN</b> <span style="float: right;"><b>5 GW</b></span></p> <p><b>Margen de Reserva del SEIN</b> <span style="float: right;"><b>31%</b></span></p>	<p><b>Demanda de energía eléctrica</b></p> <p>En unidades de energía, y en un escenario optimista, se estima que entre los años 2011 a 2030, el incremento total de la demanda de energía del SEIN sería de 119 TW.h adicional a la demanda anual actual de 32,6 TW.h registrada en el año 2011. Es decir, se demandará casi 04 veces más sobre el valor actual.</p> <p>En la misma lista de proyectos y escenarios se estima que en 5 años (2011–2015), la demanda de energía del SEIN se incrementaría en un promedio de 5,8 TW.h/año a un crecimiento promedio de 12%.</p> <p>En los siguientes 3 quinquenios, entre los años 2016 a 2030, los crecimientos promedio podrían ser de 8%, 6% y 6%, mientras que sus incrementos promedio corresponderían a 5,6, 5,7 y 7,8 TW.h/año, respectivamente.</p>
<p><b>Sub Sector Electricidad</b></p> <p>Para el período 2004-2011:</p> <p><b>La producción de energía eléctrica</b> en este mercado a nivel nacional <b>creció a una tasa media de 6,9%</b>, y con un <b>incremento medio de 2,1 TWh/año.</b></p> <p><b>La venta final de energía</b> en el mercado eléctrico <b>creció a una tasa media de 7%</b> y con un <b>incremento promedio de 1,74 TW.h/año.</b></p> <p><b>Cantidad de clientes finales o suministros</b> muestra un <b>crecimiento a tasa media de 5%</b> e <b>incremento promedio de 234 mil clientes/año.</b></p> <p>Respecto al parque de generación, la <b>capacidad instalada disponible alcanzó 9 GW</b> y se encuentra conformada por:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Centrales hidroeléctricas (40%)</li> <li>• Centrales térmicas (60%).</li> </ul> <p>Del total, el 85% produce energía para el mercado eléctrico y el 15% corresponde al otro grupo de centrales que pertenecen a empresas autoproductoras (generan para su uso propio).</p> <p><b>A fines del año 2011, la capacidad efectiva del parque de generación a nivel nacional fue de 8 GW,</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 42% hidroeléctrico y 58% térmico.</li> </ul>	



Situación actual	Situación esperada al 2016 y 2030
<p><b>Oferta de Potencia efectiva (oferta Eléctrica) Periodo 2004 al 2011:</b> Creció a nivel nacional a una tasa media de 6% y un incremento medio de 307 MW /año. En el mercado eléctrico, en el mismo periodo, la potencia efectiva creció a una tasa media de 6% y un incremento medio de 272 MW /año. A nivel de COES-SEIN, el incremento medio de la potencia efectiva fue de 247 MW/año y una tasa media de 5%. Demanda actual de 4 961 MW/año. La potencia efectiva se incrementó solo en 43%.</p>	<p><b>Demanda de Potencia</b> En un escenario optimista se estima que entre los años 2011 a 2030, el incremento total de la demanda de potencia del SEIN será de 17 598 MW, adicionales a la demanda actual de 4 961 MW, registrada en diciembre de 2011. Es decir, se incrementará casi 04 veces más sobre el valor actual  En el mismo escenario, se estima que durante los primeros 5 años (2011-2015) la demanda del SEIN se incrementará en un promedio de 857 MW/año con un crecimiento promedio de 13%.  Respecto a los siguientes 3 quinquenios y hasta el año 2030, los crecimientos anuales promedio podrían ser menores, 8%, 6% y 6%, respectivamente. Sin embargo, le corresponde mayores valores de incremento promedio anual (808, 847 y 1 154 MW/año).</p>
<p><b>Márgenes de Reserva Operativo (MRO) del Sistema:</b> OSINERGMIN fijó un margen de reserva objetivo en 32,7% para el periodo 2008-2012, Sin embargo de 57% en el 2001 baja a un nivel de 13.5% en Diciembre 2012. En abril, el MRO del sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN) fue 11,6%</p>	<p><b>Márgenes de Reserva Operativo (MRO) del Sistema:</b> Se estima que para que el sistema funcione en niveles razonables de confiabilidad y seguridad, el MRO debería encontrarse en un nivel de entre 20% y 25% (de 1,000 a 1,250 MW). El MRO estimado para los diferentes escenarios establece en promedio el 35%.</p>

### Conclusiones de la situación actual del subsector eléctrico

- El sistema eléctrico peruano es un sistema hidro-térmico. En el SEIN en el año 2012, el 44% de la potencia efectiva instalada corresponde a centrales hidráulicas y el 56% en centrales térmicas, Esta característica hace que el sistema este sujeto a la incertidumbre hidrológica, y por lo tanto, se requiera la instalación de centrales que permitan suplir los requerimientos de la demanda no cubiertos por las centrales hidráulicas ya sea por indisponibilidad de agua en el transcurso del año o, en el extremo, situaciones de años secos. Los hechos recientes alertan si se está pasando de un sistema eléctrico sujeto a la incertidumbre de indisponibilidad de agua a un escenario de riesgo de indisponibilidad de gas natural para la generación de energía eléctrica.
- En términos generales, se concluye del análisis realizado que en los próximos años, el sistema eléctrico será susceptible a diversas contingencias que podrían generar problemas de suficiencia energética y de altos precios de la energía eléctrica.
- Oferta concentrada en la zona centro del país, déficit de oferta en el sur y norte, congestión en enlaces de transmisión, dependencia de un solo ducto de gas natural, unidades de generación antiguas.
- Actualmente, el Sistema Eléctrico presenta un gran desbalance entre la disponibilidad de la generación y la localización geográfica de la demanda de más rápido crecimiento. De acuerdo a las proyecciones de desarrollo de la demanda, este desbalance tenderá a aumentar. Para tratar de revertir esta situación y lograr un Sistema mejor adaptado que cumpla con el suministro oportuno de la demanda, en el marco de las últimas disposiciones legales se llevaron a cabo licitaciones y subastas para implementar nuevas líneas de transmisión y nuevas unidades de generación, hidroeléctrica y de recursos energéticos renovables, a los que se les garantiza una tarifa base.
- Otro problema que se enfrenta es la seguridad del suministro de energía. El "clúster" de generación a base de gas natural repartido entre las provincias del Callao (C.T. Ventanilla), Lima (CC.TT. Santa Rosa y SDF Energía), Cañete (CC.TT. de Kallpa, Chilca 1 y Las Flores), y Pisco (CC.TT. Independencia y Pisco) que provee más del 30% de la energía anual consumida en el



país, depende de un único suministro: el gasoducto que transporta el gas natural de los campos de Camisea a Lima.

- Considerando que su capacidad de generación es eminentemente hidroeléctrica, existe una amenaza para ELECTROPERU S.A., con relación a la reducción de la energía firme de sus centrales de generación debido a la variabilidad en la disponibilidad de los recursos hídricos, acrecentada –adversamente– por los efectos del cambio climático, con mayores exigencias sociales y ambientales.
- El gran consumidor de gas natural es la generación eléctrica que tiene 60%, porcentaje relativamente alto. Siendo necesario diversificar la matriz energética por otras fuentes con el fin de una mayor generación hidroeléctrica.
- La seguridad del suministro eléctrico depende, entre otros factores, de la existencia de una reserva eléctrica adecuada (exceso de oferta como porcentaje de la demanda) que permita enfrentar eventos negativos para la oferta como escasez de lluvias, restricciones para el suministro de combustible o mantenimiento de centrales.
- Actualmente, estamos en un punto en el que el abastecimiento futuro de electricidad puede convertirse en un obstáculo para nuestro crecimiento. Para evitar esto, debemos ejecutar de forma oportuna los planes de obra y concesiones ya programadas, y tomar acciones para enfrentar potenciales problemas en el abastecimiento de gas natural que causarían racionamiento eléctrico.

#### **Así se tienen las siguientes Oportunidades:**

- O1. Crecimiento de la demanda de energía eléctrica principalmente por el crecimiento económico interno.
- O2. Entorno favorable para captar socios estratégicos mediante asociaciones público privadas.
- O3. Disponibilidad de recursos naturales (hidráulicos, gas natural, geotérmicos, solares y eólicos) para el desarrollo de proyectos de generación eléctrica.
- O4. Marco normativo y regulador permite acceder a clientes en los mercados regulados, libres y corto plazo, lo que posibilita tener carteras diversificadas de clientes.
- O5. Mercados de capitales disponibles para empresas bien manejadas.
- O6. Ley que Afianza la Seguridad Energética del País mediante la diversificación de fuentes energéticas.

#### **Y como Amenazas se tiene:**

- A1. El marco normativo limita el crecimiento, eficiencia en el uso de recursos.
- A2. Efectos del cambio climático.
- A3. La eventual injerencia en la gestión vinculada a una empresa estatal.
- A4. Carencia de una planificación energética de largo plazo.
- A5. Potenciales conflictos socioambientales en el área de influencia de la empresa.
- A6. Mercado laboral privado brinda mejores condiciones, que podría generar desertión del personal calificado.
- A7. Limitada capacidad de los sistemas de transmisión y transformación que origina mayores costos.
- A8. Insuficiente razonabilidad en la aplicación de criterios técnicos por parte de los organismos reguladores.

### **DIAGNÓSTICO INTERNO**

#### **5.5 Análisis del microambiente**

El diagnóstico interno comprende los factores propios de ELECTROPERU S.A., los que se han clasificado en las siguientes categorías: (1) Grupos de interés; (2) Organización; y (3) Recursos financieros. Previa descripción general de la Corporación FONAFE, estos factores se detallan más adelante.



### 5.5.1 Grupos de interés de la Corporación FONAFE y propuesta de valor por carteras

**Cuadro N° 6**  
**Propuesta de Valor para los grupos de interés**

Accionistas en BVL	Confianza y Rentabilidad de inversión, superior a las Instituciones Financieras.
Estado	Gestión eficiente de los recursos, del medio ambiente, y el cumplimiento de mandatos nacionales y sectoriales. Afianzamiento de la seguridad energética.
Centro Corporativo de FONAFE	Búsqueda de eficiencia creando valor económico y social de ELECTROPERU S.A. como parte de la Corporación.
Integrantes del SEIN	Generación de energía eléctrica de calidad, oportuna y con responsabilidad socio-ambiental, al menor costo posible.
Población usuaria de electricidad	Disponibilidad de energía eléctrica para la satisfacción de sus necesidades, de calidad, con oportunidad y a precio justo.
Población sin acceso a electricidad	Acceso al servicio de energía eléctrica.
Entidades reguladoras y supervisoras	Cumplimiento de normas para la gestión eficiente y sostenible que asegure la calidad en el servicio/producto al usuario final.
Dirección de ELECTROPERU S.A.	Desarrollo Institucional, optimización de procesos comunes, buenas prácticas de gestión y flexibilidad en la toma de decisiones.
Trabajadores de la empresa	Desarrollo de capacidades, aprendizaje de buenas prácticas y trabajo en equipo.
PROINVERSIÓN	Coordinación para sacar adelante algunas ideas innovadoras para Asociaciones Público Privadas.

### 5.5.2 Principales características de ELECTROPERU S.A.

- **Capacidad Instalada**

ELECTROPERU S.A. cuenta con el Complejo Hidroeléctrico Mantaro – CC. HH. Santiago Antúnez de Mayolo y Restitución – con una potencia instalada de 1 008 MW ubicado en la región Huancavelica, una central térmica en Tumbes con una potencia instalada de 18,7 MW, y su sede administrativa en Lima. Esta capacidad prácticamente no ha variado en los últimos años.

La Central Santiago Antúnez de Mayolo utiliza las aguas del río Mantaro, mientras que la Central Restitución, utiliza las aguas previamente turbinadas. Debido a la ubicación del complejo, existe la posibilidad de construir centrales adicionales que se beneficiarían de la misma cuenca. Asimismo, la cuenca del Mantaro se alimenta de los flujos hídricos provenientes de las vertientes oriental y occidental del Perú, mitigando parcialmente el riesgo de sequía en una de estas zonas.

Los indicadores operativos más importantes del Complejo Hidroeléctrico Mantaro, principal fuente de Generación de ELECTROPERU S.A., han evolucionado de la siguiente manera en los cinco últimos años:

**Cuadro N° 7**

	2008	2009	2010	2011	2012
Factor de Planta (%)	87,5	91,58	90,91	90,93	92,64
Factor de Disponibilidad (%)	97,1	96,94	95,81	94,26	95,58
Factor de Utilización (%)	96,4	95,80	95,38	94,07	95,55
Producción de Energía (GWh)	6 651,3	7 048,8	7 052,7	7 062,2	7 211,3

Fuente: Memoria Institucional 2012.



En el año 2012 se generó 7 221,6 GWh, de los cuales 7 211,3 GWh (99,86%) corresponden al Complejo Hidroeléctrico Mantaro y 10,3 GWh (0,14%) a la Central Térmica de Tumbes. La producción total respecto al año 2011, registró un incremento del 1,9%. La energía producida por el Complejo Hidroeléctrico Mantaro en el año 2012 fue superior en 2,1% respecto a la alcanzada en el año 2011.

El Complejo Mantaro se encuentra en un proceso de mejoras continuas, siendo la central de generación hídrica de mayor potencia del SEIN. Cuenta con un sistema regulado propio de afianzamiento hídrico por 212,66 millones de m<sup>3</sup>; asimismo, aprovecha las descargas del Lago Junín, cuyo almacenamiento máximo es 441,17 millones de m<sup>3</sup>. Estos almacenamientos permiten optimizar el costo de la operación del SEIN en la época de estiaje.

### 5.5.3 Organización

La empresa está constituida por la Junta General de Accionistas, el Directorio, la Gerencia General y cuatro gerencias de línea: Producción, Comercial, Proyectos y Administración y Finanzas; cuyas funciones están contenidas en el Manual de Organización de Funciones (MOF) y el Reglamento de Organización y Funciones (ROF) aprobados por el Directorio.

Al cierre del año 2012, la empresa tuvo 283 trabajadores, de los cuales 109 trabajadores corresponden al Centro de Producción Mantaro, 161 a la sede de Lima y 13 a la Centro de Producción de Tumbes.

### 5.5.4 De los Sistemas Administrativos

Los Sistemas Administrativos del Estado regulan el funcionamiento de las empresas y que de acuerdo al Art. 46 de la Ley 28158 – Ley Orgánica del Poder Ejecutivo, –tienen por finalidad regular la utilización de los recursos en las entidades de la administración pública, promoviendo la eficacia y eficiencia en su uso. La rigurosidad puesta en el cumplimiento de los mismos, impulsado por el Sistema Nacional de Control que –se orienta principalmente a supervisar el cumplimiento de los procedimientos, normas y reglas antes que evaluar la gestión en función de los objetivos de modernización del Estado-resta competitividad a la empresa frente al sector privado ya que dichos sistemas no diferencian entre una entidad que tiene un propósito básicamente social (que depende de fondos del tesoro público) y la que opera según las condiciones del libre mercado (que depende de los fondos que genera por el desarrollo de sus actividades), con el potencial de limitar su desempeño al no poder acceder a otros recursos y no tener la agilidad suficiente para aprovechar las oportunidades del sector.

El cumplimiento de los procedimientos establecidos ha originado un mayor tiempo en los procesos de desarrollo de proyectos de inversión o el retraso para la adquisición y contratación de bienes y servicios con la consecuente restricción para aprovechar el potencial para el crecimiento diversificado de la empresa.

A fin de superar estas limitaciones, en el presente Plan se proponen estrategias para que, de acuerdo con los mecanismos normativos existentes y la decisión política del Gobierno pueda lograrse una mayor eficacia en el desarrollo de proyectos.

Un ejemplo de lo expuesto se refleja en que ELECTROPERU S.A., ha sido autorizado a ejecutar el Proyecto de Central Térmica de Quillabamba como una empresa bajo el régimen privado, con lo cual se logra una reducción de casi 10 meses en los plazos para la construcción de dicha central.

Para tal efecto y con el afán de buscar eficiencias administrativas, ELECTROPERU S.A. ha adoptado las mejores prácticas de gestión, como son:



#### Certificación de los Sistemas de Gestión

ELECTROPERU S.A. desde julio de 2001 cuenta con Certificaciones del Sistema de Gestión de la Calidad ISO 9001, desde marzo de 2004 del Sistema de Gestión Ambiental ISO 14001, y desde febrero de 2005 del Sistema de Gestión de Seguridad y Salud Ocupacional OHSAS 18001.

#### Código de Buen Gobierno Corporativo

Asimismo, desde agosto de 2006 ELECTROPERU S.A. viene aplicando los principios del Código de Buen Gobierno Corporativo promovido por el FONAFE, y desde setiembre de dicho año, las acciones clase "B" (10% del capital social), se encuentran listadas en la Bolsa de Valores de Lima.

#### Clasificación de Riesgo

En los años 2010 al 2012, la firma Equilibrium Clasificadora de Riesgos S.A. (An Affiliate of Moody's Investors Service, Inc.), decidió mantener la clasificación de riesgo **AA+.pe** otorgada a la capacidad de pago de ELECTROPERU S.A., categoría que correspondiente a una alta capacidad de pago oportuno de los compromisos financieros. Durante los años 2007 al 2009 la firma Apoyo y Asociados Internacionales Clasificadora de Riesgo asignó a ELECTROPERU S.A. la clasificación de riesgo **AA (pe)**.

#### Sistema de Control Interno COSO

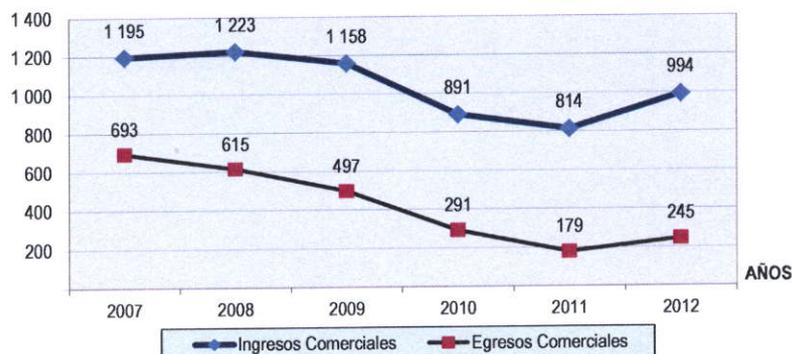
Desde enero 2009, la empresa viene mejorando continuamente el sistema de control interno (COSO) en función del Código Marco de FONAFE, a fin de enfrentar los riesgos y dar seguridad razonable de que, en la consecución de la misión, se alcanzarán los objetivos gerenciales establecidos en la Resolución de Contraloría General N° 320-2006-CG de la Contraloría General de la República.

### 5.5.5 Ingresos y Egresos Comerciales

En el año 2012, los ingresos comerciales de ELECTROPERU S.A. fueron de S/. 994 millones y sus egresos comerciales de S/. 245 millones, importe sin IGV.

**Gráfico N°12**

**INGRESOS Y EGRESOS COMERCIALES 2007-2012**  
(En Millones de S/.)



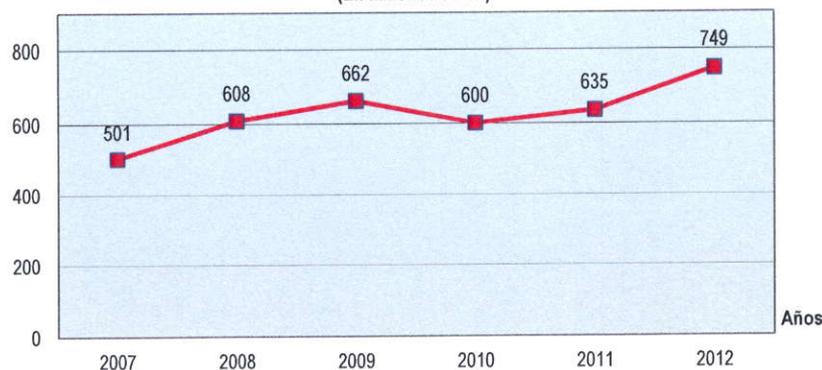
### 5.5.6 Margen comercial

El margen comercial —que es igual a la resta de los ingresos menos los egresos comerciales— en el 2012 fue de S/. 749 millones (o su equivalente a US\$ 284 millones). Este valor de margen comercial es superior en 17,9% registrado en el año anterior.



**Gráfico N° 13**

**MARGEN COMERCIAL 2007-2011**  
(En Millones de S/.)



### 5.5.7 Situación económica financiera

ELECTROPERU S.A. viene generando utilidades por montos importantes con un promedio anual de S/. 244,00 millones durante el periodo 2009-2012, habiendo sido S/. 305,50 millones la utilidad neta del año 2012. Dicha utilidad, luego de deducidas las reservas de Ley, es entregada como dividendos a sus accionistas FCR y FONAFE.

En el año 2012, la utilidad neta de la empresa representó el 27,3% de los ingresos por ventas (S/. 1 121,0 millones), ratio superior al del año 2011.

De otro lado, el patrimonio de la empresa al cierre del ejercicio 2012 alcanzó el importe de S/. 3 128,0 millones (que es el mayor del periodo 2009-2012), el cual financia el 89,9% del activo y el otro 10,1% es cubierto con deuda (pasivo).

**Cuadro N° 8**  
(Importes en millones de nuevos soles)

Concepto (*)	2008	2009	2010	2011	2012
Ingresos por ventas	1 217,5	1 210,3	1 039,5	965,6	1 121,0
Utilidad de operación	342,3	420,8	324,6	347,6	465,7
Utilidad antes de impuesto	299,4	450,0	330,4	328,9	472,9
Utilidad neta	180,0	269,2	209,5	191,9	305,5
Activo total	3 438,8	3 814,0	3 350,8	3 395,4	3 479,2
Patrimonio neto	2 129,5	2 551,1	2 558,1	3 027,7	3 128,0
Rentabilidad sobre el activo – ROA (%)	5,2	7,1	6,3	5,7	8,8
Rentabilidad sobre el patrimonio – ROE (%)	8,5	10,6	8,2	6,3	9,8

(\*) A partir del año 2011 se adoptó las NIIF. La información de los años 2010 y 2011 se reestructuró, para efectos comparativos con el ejercicio 2012.

#### 5.5.7.1 Estado de resultados del Ejercicio 2012

La utilidad neta del ejercicio 2012 fue de S/. 305,5 millones, mayor a la obtenida en el año 2011 debido, principalmente, a mayores ingresos por venta de energía a empresas distribuidoras.



**Cuadro N° 9**  
**Estado de resultados (En millones de nuevos soles)**

Concepto	2011	2012
Ingresos por ventas	965,6	1 121,0
Costo de operación	-590,7	-640,7
Otros ingresos (Egresos)	-27,3	-14,6
<b>Utilidad de operación</b>	<b>347,6</b>	<b>465,7</b>
Otros ingresos (Egresos) financieros	-18,7	7,2
<b>Utilidad antes de impuestos</b>	<b>328,9</b>	<b>472,9</b>
Participación e impuestos	-137,0	-167,4
<b>Utilidad neta</b>	<b>191,9</b>	<b>305,5</b>

El resultado operativo del ejercicio 2012 fue de S/. 465,7 millones, que representa el 41,5% de los ingresos por ventas.

#### 5.5.7.2 Listado de acciones en la Bolsa de Valores de Lima

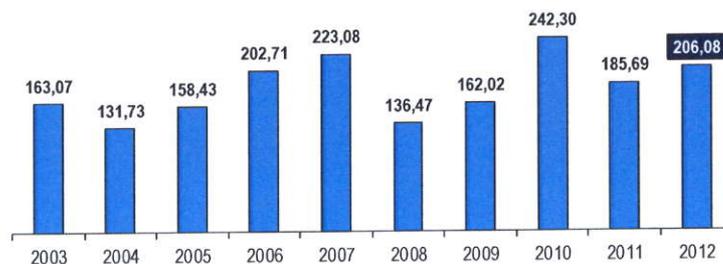
El capital social de ELECTROPERU S.A. al 31 de diciembre de 2012 asciende a S/. 2 162,65 millones, que está representado por igual número de acciones de valor nominal un nuevo sol cada acción. La titularidad de estas acciones, por acuerdo de Junta General de Accionistas celebrada el 30 de marzo de 2013, corresponde al:

- ♦ Fondo Consolidado de Reservas (FCR), acciones clase "A", equivalente al 68,4% y acciones clase "B" que representan el 10,0% del capital social.
- ♦ FONAFE, acciones clase "C", equivalente al 21,6% del capital social; quien además por mandato legal administra las acciones cuya titularidad es del FCR.

Desde setiembre de 2006, las acciones clase "B" se encuentran listadas en la Bolsa de Valores de Lima; dichas acciones no se negocian, sólo se listan.

La política de dividendos de ELECTROPERU S.A. es el pago a sus accionistas del total de la utilidad distribuable. La evolución de los dividendos pagados en los últimos 10 años es variable, donde los dividendos pagados en el ejercicio 2012 son mayores en 11,0% a los del año anterior.

**Gráfico N° 14**  
**Dividendos Pagados en los últimos 10 años**  
(En Millones de S/. Nominales)



Los dividendos correspondientes al ejercicio 2012 ascienden a S/. 241,36 millones, los que serán pagados a sus accionistas en el año 2013, según la distribución de utilidades aprobada por la Junta Obligatoria Anual de Accionistas celebrada el 30 de marzo de 2013. Dichos dividendos se cancelaran en ocho cuotas mensuales, desde abril del 2013, y sin intereses.



#### APLICACIÓN DE NORMAS INTERNACIONALES DE INFORMACIÓN FINANCIERA (NIIF)

De acuerdo a lo establecido por la Superintendencia del Mercado de Valores a partir del ejercicio 2011 se adoptó la aplicación de las NIIF en la información financiera de las empresas inscritas, habiendo considerado como fecha de transición el 01 de enero de 2010.

#### 5.6 Visión prospectiva de ELECTROPERU S.A.

Teniendo en consideración los proyectos de inversión de largo plazo, en el cuadro siguiente se muestra la matriz de desarrollo estratégico de ELECTROPERU S.A.

##### Fortalezas

- F1 El Centro de Producción Mantaro, estratégicamente ubicado, es la fuente de energía renovable de mayor capacidad de producción de energía limpia del país y con un bajo costo de generación de energía eléctrica que le otorga prioridad en el despacho.
- F2 Sólida posición económica financiera con contratos de suministro de electricidad en el mediano y largo plazo y capacidad de endeudamiento.
- F3 Cartera de proyectos rentables para la ampliación de su capacidad instalada.
- F4 Encargo de PROINVERSION para la ejecución del Proyecto Central Térmica de Quillabamba.
- F5 Sistemas de Gestión de Riesgos implementado (BGC y Control Interno).
- F6 Sistemas de gestión integradas certificados de Calidad, Ambiental, Seguridad y Salud Ocupacional.
- F7 Personal competente, con experiencia y conocimiento del negocio eléctrico.
- F8 Buena relación con las comunidades y población del entorno inmediato.

##### Debilidades

- D1 Dificultad de aplicar todos los principios del BGC en la empresa.
- D2 Falta definición de líneas de carrera y, plan de sucesión con un programa de aprendizaje y gestión de competencias.
- D3 Limitación para la toma de decisiones oportuna y capacidad de gestión por temas regulatorios y legales.
- D4 Gran cantidad de procesos judiciales, cuyo elevado monto total en litigio podría vulnerar a la empresa.

En el Anexo N° 5 se presenta la relación entre los Objetivos Estratégicos de ELECTROPERU S.A. con los Objetivos Estratégicos de FONAFE y los Objetivos Estratégicos del Sector de Energía y Minas.

En el Anexo N° 6 se presente el análisis FODA mediante el cual se han identificado las estrategias que permitirán cumplir los objetivos estratégicos establecidos.

#### VI. OBJETIVOS ESTRATÉGICOS

ELECTROPERU S.A. para llevar adelante la Misión y Visión corporativa, en cumplimiento de su Objeto Social contempla los siguientes objetivos estratégicos para el período 2013 - 2017:

##### Objetivo Estratégico N° 1:

Incrementar el valor económico de la Empresa

##### Objetivo Estratégico N°2:

Impulsar el crecimiento de la empresa para garantizar el afianzamiento de la seguridad energética y contribuir al desarrollo del país

##### Objetivo Estratégico N° 3:

Incrementar el valor social de la Empresa



**Objetivo Estratégico N° 4:**

Incrementar la eficiencia a través de la excelencia operacional

**Objetivo Estratégico N° 5:**

Desarrollar el capital intelectual y la gestión del conocimiento de la Empresa

**VII. MAPA ESTRATÉGICO**

En el Anexo N° 7 se muestra el Mapa Estratégico resultante de la relación causa-efecto entre los objetivos estratégicos y las cuatro perspectivas de la empresa: financiera, cliente, procesos internos y aprendizaje.

**VIII. OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

**Objetivo Estratégico N° 1: Incrementar el valor económico de la Empresa**

OEE1.1: Incrementar el valor económico de la Empresa.

OEE1.2: Mejorar la sostenibilidad de la Empresa.

**Objetivo Estratégico N°2: Impulsar el crecimiento de la empresa para garantizar el afianzamiento de la seguridad energética y contribuir al desarrollo del país**

OEE2.1: implementar proyectos de generación eléctrica para el afianzamiento de la seguridad energética

OEE2.2: Fortalecimiento de la Eficiencia Energética.

**Objetivo Estratégico N° 3: Incrementar el valor social de la Empresa.**

OEE3.1: Incrementar la satisfacción del cliente y cumplir las necesidades y expectativas de los grupos de interés.

OEE3.2: Mejorar los niveles de impacto de la gestión de la Responsabilidad Social de la Empresa.

**Objetivo Estratégico N° 4: Incrementar la eficiencia a través de la excelencia operacional**

OEE4.1: Incrementar la eficiencia de los procesos operativos.

OEE4.2: Optimizar los procesos de gestión administrativa con transparencia.

OEE4.3: Alcanzar niveles de excelencia en los procesos internos, gobierno corporativo y de control interno.

OEE4.4: Gestionar los riesgos para mitigar los potenciales efectos del funcionamiento y situación financiera de la empresa.

**Objetivo Estratégico N° 5: Desarrollar el capital intelectual y la gestión del conocimiento de la Empresa**

OEE5.1: Fortalecer el Sistema de planeamiento del capital humano.

OEE5.2: Desarrollar e implementar el Plan de Desarrollo de Personal.

**IX. ESTRATEGIAS: PROGRAMAS Y PROYECTOS PARA ALCANZAR LOS OBJETIVOS**

**9.1 Proyectos de Inversión para la mejora de la eficiencia operativa – Gerencia Proyectos**

Se tiene Proyectos de Inversión para el periodo 2013–2020, el cual prioriza los proyectos en cuatro programas: Modernización, Rehabilitación e Implementación de Infraestructura Civil, Afianzamientos Hídricos y Ampliación de Capacidad Instalada. En el Cuadro N°10, se muestra la cartera de proyectos de inversión para el período 2013-2020.

Entre los principales proyectos que se vienen implementados para la mejora de la eficiencia operativa, podemos citar los siguientes:

### Ampliación de la Capacidad Instalada

#### **Instalación de la Central Térmica Quillabamba y Sistema de Transmisión asociado Santa Ana, La Convención, Cusco.**

- **Descripción.-** El proyecto consiste en la construcción de una central térmica a gas natural de aproximadamente 200 MW a ciclo abierto, previsto en el futuro para ampliarse a un ciclo combinado. Se ubica en el departamento de Cusco, provincia de La Convención, distrito de Santa Ana, al norte de la ciudad de Quillabamba.
- **Beneficios esperados.-** Incrementar la capacidad instalada de ELECTROPERU S.A. en 200 MW e Incrementar los ingresos económicos de la empresa con la construcción de la central térmica, mediante el incremento de la capacidad de contratación de la empresa. Aporte a la masificación y uso del gas natural en la ciudad de Quillabamba y contribuir a la construcción de un ducto para el transporte del gas de Camisea hasta estas ciudades.
- **Situación actual.-** Se concluyó con el Estudio Preliminar de Viabilidad Técnico Económico y con el Estudio del Perfil del Proyecto. La OPI-FONAFE aprobó los TTRR del Estudio de Factibilidad. Otros estudios realizados: Identificación de Pueblos Indígenas y Mapeo Social, Diagnóstico de la situación legal de los Terrenos comprendidos en las alternativas de ubicación. Estudio de Factibilidad-Definitivo y Estudio Impacto Ambiental se encuentran en proceso de contratación.

#### **Segundo Túnel C.H. SAM y C.H. Mollepata**

- **Descripción.-** Comprende la construcción de un segundo túnel de 20 Km de longitud, paralelo al túnel existente de la C.H. SAM, y la construcción de una nueva central hidroeléctrica denominada C.H. Mollepata del orden de 600 MW, aprovechando la construcción del segundo túnel de Mantaro ubicada aguas abajo de la C.H. Restitución. Este segundo túnel estará interconectado con el existente, de manera tal que puedan operar en forma independiente, o simultáneamente los dos a vez, para alimentar, tanto a las centrales existente SAM y RON, como a la nueva C.H. Mollepata.
- **Beneficios esperados.-** La construcción de un 2do túnel permitirá desaguar el túnel existente para ser inspeccionado y efectuar su mantenimiento y las reparaciones que sean necesarias, sin interrumpir la producción de energía de las centrales hidroeléctricas del Complejo Mantaro. De igual modo permitirá aprovechar la mayor capacidad de conducción para disminuir las pérdidas de carga existente y recuperar parte de la potencia instalada, que se pierde por este concepto en la C.H. SAM. Además el segundo túnel dará mayor seguridad a las instalaciones minimizando el riesgo de una parada imprevista de las centrales del Complejo Mantaro por alguna falla por desperfecto en su estructura, considerando principalmente que el túnel existente no ha sido inspeccionado desde el primer año de su puesta en operación (año 1975). Adicionalmente la construcción de la C.H. Mollepata incrementara la capacidad instalada del complejo Mantaro en 600 MW para mejorar el posicionamiento de ELP en el Mercado Eléctrico.
- **Situación actual.-** El año 1998 el Consorcio LAHMEYER - CESEL desarrolló el Estudio de Factibilidad del Segundo Túnel y la C.H. de Mollepata. Se incluyó este proyecto en el Presupuesto 2013 para iniciar el Estudio del Perfil del proyecto, en base a los estudios anteriormente mencionados, como parte de los estudios de preinversión dentro del marco del SNIP. Se concluyó los términos de referencia para desarrollar el Perfil, el cual ha sido remitido a la OPI-FONAFE para su revisión y aprobación.



## Rehabilitación e Implementación de Infraestructura Civil

### **Proyecto Integral del Embalse Tablachaca**

**Descripción:** El Proyecto Integral del Embalse Tablachaca, permite evaluar los principales problemas que atentan o limitan la operación de las distintas obras del Complejo Mantaro, así como planear y priorizar por etapas los trabajos requeridos para superar las restricciones de operación del conjunto o garantizar las condiciones de operación del embalse. En el marco del Sistema Nacional de Inversión Pública (SNIP) el Proyecto Integral ha concluido su evaluación a nivel de Factibilidad que comprende el desarrollo de los siguientes rubros:

1. Rehabilitación y/o complementación de las Obras del Derrumbe 5.
2. Rehabilitación y/o complementación de las Obras de otros deslizamientos.
3. Rehabilitación de las Estructuras civiles Presa e instalaciones auxiliares (equipamiento hidromecánico de Presa).
4. Instrumentación del Derrumbe 5, Otros Derrumbes, Presa y Túnel de Aducción.
5. Rehabilitación Obras de Protección del Contrafuerte Tablachaca.
6. Riesgo y Vulnerabilidad, y
7. Estudios de Impacto Ambiental.

#### **1. Obra de Estabilización Seleccionadas del Derrumbe 5**

**Descripción:** Como producto del Estudio Integral se seleccionaron un conjunto de obras complementarias para asegurar la estabilización del deslizamiento denominado Derrumbe 5, consistentes en túneles de drenaje, canales del drenaje superficial adicionales y reforestación de la zona inferior del deslizamiento. Estas medidas, contribuirán a la mejora de las condiciones de estabilidad de dicho deslizamiento, sobre todo durante las épocas de altas precipitaciones y frente a la presencia de eventuales sismos.

**Beneficios esperados:** Incrementar los factores de seguridad del Derrumbe 5, principalmente deprimiendo el nivel freático de la masa de dicho derrumbe.

**Situación actual:** Se encuentra en proceso de contratación (Licitación Pública).

#### **2. Obra Protección Contrafuerte Tablachaca**

**Descripción:** Este proyecto forma parte del conjunto de soluciones planteadas en el Estudio Integral Embalse Tablachaca, que comprende la reconstrucción del talud de las obras de protección del pie del Contrafuerte del Embalse Tablachaca (Derrumbe 5), mediante la colocación de 50 530 t de enrocado, con embalse lleno y sin interrumpir la operación de las CC.HH. del Complejo Mantaro. Por necesidad técnica del Proyecto se ha incrementado a 63 706 t de roca.

**Beneficios esperados:** Minimizar las restricciones de operación del sistema de captación-aducción del Complejo Mantaro, durante los períodos de purga incremento volumen útil de 2,4 MMC a 5 MMC y mejorar la confiabilidad de la estabilidad del Derrumbe 5.

**Situación actual:** Las obras se vienen ejecutando desde 2011-01-21. Se concluyó la 1ra Etapa de los trabajos, habiéndose realizado la purga del Embalse en marzo 2012. Continúa en ejecución la 2da Etapa. Inicialmente se tenía previsto colocar 50 530 t de roca; pero por necesidad técnica del Proyecto se ha incrementado a 63 706 t de roca.

#### **3. Obra Instrumentación Complementaria en Zonas Inestables**

**Descripción:** El presente proyecto forma parte del conjunto de soluciones planteadas en el Estudio Integral Embalse Tablachaca, que comprende la implementación y reposición de la instrumentación de control geotécnico en los deslizamientos en el entorno del Embalse Tablachaca y en las zonas de



Laria y Pilchaca. Adicionalmente se instalará un sistema de adquisición de datos vía radio enlace para las mediciones y/o control del deslizamiento denominado Derrumbe N° 5.

**Beneficios esperados:** Actualizar la información y garantizar la continuidad del monitoreo de los movimientos de los deslizamientos del entorno del Embalse de Tablachaca. Tener mayor información para los análisis de estabilidad que se realicen.

**Situación actual:** Obra en ejecución. Se iniciaron los trabajos el día 2012-11-22.

#### 4. Implementación de Limpiarejas Continuo Pre – Toma Presa Tablachaca

**Descripción:** El presente proyecto es un componente del Estudio Integral Embalse Tablachaca, que comprende la Implementación de una nueva máquina limpiareja continuo en la nave D de la Pre-toma en la Presa Tablachaca, con el objetivo de mejorar la eficacia y la eficiencia de recolección y eliminación de la basura plástica y todo tipo de basura durante los procesos de purga del Embalse.

**Beneficios esperados:** Realizar los procesos de purga sin generar interrupción y/o paradas de emergencia por atoro de las Rejas de Pretoma, que obligan subir los niveles del embalse para desatorar las rejas. Esto permitiría eliminar de sedimentos acumulados en el embalse y menor disminución del caudal formado durante el proceso de purga por los problemas de atoro en las rejas.

**Situación actual:** El estudio de mercado determinó una sola cotización y falta de pluralidad de postores. Hay factores de frenaje que desalientan la participación de fabricantes extranjeros en la licitación pública.

#### 5. Rehabilitación de los Equipos Mecánicos de la Presa Tablachaca

**Descripción:** El presente proyecto es un componente del Estudio Integral Embalse Tablachaca, que comprende el servicio de Rehabilitación de los equipos mecánicos – reforzamiento de compuertas de vertederos y del alivio N° 02, así como el mantenimiento de pintura de las compuertas de vertedero y alivios, que permitirá incrementar su vida útil y su factor de seguridad ante grandes sismos.

**Beneficios esperados:** Incrementar su factor de seguridad de las estructuras de las compuertas de los vertederos ante fuerzas hidrostáticas producidas por grandes sismos.

**Situación actual:** Se concluyeron los Términos de Referencia para contratar el servicio. Se ha solicitado a la OPI-FONAFE autorización para la convocatoria del servicio mediante Concurso Público.

### Modernización

#### Proyecto Integral del Embalse Tablachaca:

#### Adecuación y Modernización de la Instrumentación de la Presa Tablachaca

**Descripción:** El presente proyecto es un componente del Estudio Integral Embalse Tablachaca, que comprende el servicio de rehabilitación de drenajes en la estructura de la Presa, y la instalación y modernización de los instrumentos obsoletos como piezómetros, inclinómetros y péndulo inverso y en tiempo real para recuperar la operatividad total de la instrumentación instalada en la presa Tablachaca

**Beneficios esperados:** Tener la información adecuada y completa que permitan el control y monitoreo de la estabilidad de la Presa (piezómetros, inclinómetros, péndulo inverso).

**Situación actual:** Se encuentra en proceso de contratación.



## Afianzamientos Hídricos

### **Afianzamiento Hídrico Cuenca Media Pachacayo y Cuenca Huari**

**Descripción:** Comprende la construcción de 3 presas de almacenamiento (Calzada, Caullau y Lacsacocha), en una Primera Etapa y una presa adicional (Abascocha), en una segunda etapa, en las lagunas ubicadas en la Cuenca Media del Río Pachacayo y Cuenca del Río Huari, ambas afluentes al Río Mantaro.

**Beneficios esperados:** Incrementar la disponibilidad de los recursos hídricos del río Mantaro en aprox. 14,9 MMC para la generación de energía eléctrica, principalmente en los años de estiaje, lo cual significa un incremento de energía de 35 530 MWh lo que a costo marginal significa un beneficio de US\$ 1 634 405.

**Situación actual:** Obra en ejecución. El 2012-09-03 se inició el desarrollo de la 1ra Etapa (construcción de tres presas: Caullau, Calzada y Lacsacocha). Debido a las lluvias y nevados persistentes en la zona de las obras, se paralizaron los trabajos hasta el 2013-05-05. Se ha reiniciado la obra para ser concluida en julio de 2013. La 2da Etapa (construcción de una presa Abascocha) se prevé desarrollarla en el año 2014.

### **Afianzamiento Hídrico Cuenca Alta Río Pachacayo**

**Descripción:** Contempla la construcción de dos presas de almacenamiento (Norma y Antacocha), en las lagunas ubicadas en la cuenca alta del río Pachacayo, afluente del río Mantaro por su margen derecha.

**Beneficios esperados:** Incrementar los recursos económicos de la empresa, garantizando la disponibilidad del recurso hídrico en 5,4 MMC, en épocas de estiaje, lo cual significa un incremento de energía en el orden 12 877 MWh lo que a costo marginal significa un beneficio de US\$ 592 335.

**Situación actual:** Se concluyó con la actualización del presupuesto y del Expediente Técnico. La OPI FONAFE aprobó el Expediente. Se registró en el Banco de Proyectos del SNIP las variaciones de la fase de inversión. Se prevé iniciar proceso de contratación de la obra, para ejecutarse en el 2014.

### **Construcción Presa Chilicocha.**

**Descripción:** Construcción de una nueva presa Chilicocha que permitirá incrementar un volumen adicional a la regulación existente de la laguna Chilicocha que cuenta actualmente con un volumen útil de 42,8 MMC. La obra comprende una toma de captación en el río Antacocha, de donde se aprovechará un volumen adicional y obras de conducción hacia la toma del río Callancocha.

**Beneficios esperados:** Incrementar el recurso hídrico en 4,5 MMC, para la producción de energía en las CC. HH. Mantaro, en las épocas de estiaje y años secos, lo cual significa un incremento de energía en el orden 10 730,7 MWh lo que a costo marginal significa un beneficio de US\$ 493 612.

**Situación actual:** Se concluyó el Estudio del Perfil. Se remitió a la OPI FONAFE, para su aprobación.



## 9.2 Gastos de Capital No Ligados a Proyectos – Gerencia de Proyectos

### Adquisición del Nuevo Sistema de Supervisión y Control del Complejo Mantaro

**Descripción:** El sistema de supervisión y control del CPM y la sede Lima está constituido por un sistema informático basado en servidores, estaciones de trabajo en red informática industrial, equipos de telecomunicaciones, control local de procesos y adquisición de datos, que permiten la operación de sus instalaciones.

**Beneficios esperados:** Reemplazar las partes del hardware y software del sistema de supervisión y control (SCADA) del Complejo Mantaro, con la finalidad de afianzar su confiabilidad operativa y vigencia tecnológica de acuerdo a las necesidades actuales de ELECTROPERU S.A., lo que contribuirá a disminuir el índice de fallas por salidas forzadas, mejorando los índices anuales de producción y calidad del servicio.

**Situación actual:** En actual ejecución (etapas de diseño y fabricación de equipos y tableros)

### Limpiareja Toma Presa Tablachaca

**Descripción:** La prestación comprende el diseño, fabricación, transporte, pruebas en fábrica y puesta en servicio del sistema limpiarejas toma.

**Beneficios esperados:** Durante la operación normal del complejo Mantaro, los Limpiarejas Toma deberían ser suficientemente eficaces y eficientes que permitan operar los grupos de las centrales, sin generar interrupción y/o paradas de emergencia por atoro de las rejas de la Toma.

**Situación actual:** En proceso de contratación.

## 9.3 Otros Encargos que Incrementan la Seguridad Energética

### Proyecto Nodo Energético del Sur

Se coordinó los posibles riesgos que asumiría la participación de ELECTROPERU S.A. estableciéndose algunos escenarios para su evaluación posterior. Estos riesgos fueron expresados en una reunión realizada a fines de setiembre con representantes de la firma Price Waterhouse.

Si el Nodo Energético del Sur prevé una capacidad de generación de 1 500 MW y la participación de ELECTROPERU S.A. sería del 20%, es decir, una capacidad firme de generación de 300 MW y una energía firme del orden de 2 500 GWh/año, lo que le permitiría un ingreso anual del orden de S/. 312 millones. Si la capacidad firme es de 400 MW, el ingreso anual se elevaría a S/. 374 millones.

Algunos proyectos a desarrollar serían:

- Un gasoducto y un poliducto desde la planta de procesamiento de Camisea hasta la estación de compresión de Chiquintirca.
- Un gasoducto y/o poliducto desde el sistema existente en Anta, que esté en capacidad de suministrar gas natural a la futura central térmica de Quillabamba y a la costa sur del país.
- Una planta de regasificación e instalaciones para la importación de Gas Natural Licuefactado ubicada en Pampa Melchorita.
- Otros Proyectos, previa opinión favorable de OSINERGMIN, bajo mecanismos de promoción de la inversión privada.



**Cuadro N° 10**  
**GASTOS DE CAPITAL COMPRENDIDOS EN LA CARTERA DE INVERSIÓN – PERIODO 2013-2020**  
**En Nuevos Soles**

PROGRAMA	N°	DESCRIPCIÓN	Total	Ejecutado al 31/12/2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>PROYECTOS DE INVERSIÓN</b>												
AMPLIACIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA	1	Segundo Túnel de la C.H. SAM Complejo Mantaro - CH Mollepata	2,084,676,000		440,000	5,560,000	5,200,000		619,627,000	570,797,000	519,654,000	363,398,000
	2	Inst. de Central Térmica Quillabamba y Sistema de Transmisión Asociado, Santa Ana, La Convención, Cusco	350,254,707	553,107	3,239,205	5,906,880	102,112,000	170,024,000	68,419,516			
REHABILITACIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE INFRAESTRUCTURA CIVIL	3	Construcción de Viviendas CPM	8,752,351	8,173,351	34,000	545,000						
	4	Construcción de Nuevas Oficinas Administrativa y Servicios CPM	6,013,097	3,519,725	50,000	2,141,226	302,146					
	5	Remodelación y mantenimiento Integral de la Infraestructura Sede Lima	3,609,448	34,200	121,172	0	3,454,076					
	6	Construcción Viviendas Campamento Quichuas	2,560,000		246,000	712,000	1,602,000					
	7	Construcción Asfalto Campamento Quichuas y accesos Presa Tablachaca	2,290,000		246,000	636,000	1,408,000					
	8	Proyecto Embalse Tablachaca	75,461,994	17,432,472	19,447,202	14,363,165	15,754,149	8,465,007				
	8.1	Obra de Protección del Contratante	20,469,741	13,972,407	6,497,334							
	8.2	Obras Complementarias de Estabilización del Derrumbe 5	18,087,298		8,324,977	9,299,431	462,891					
	8.3	Instrumentación Complementaria en Zonas Inestables	4,331,492	753,866	3,539,749	37,887						
	8.4	Implementación de Limpieza Continua Pre-Toma	10,615,143		62,100	1,823,024	7,364,548	1,365,471				
8.5	Rehabilitación de los equipos mecánicos de la Presa Tablachaca	1,696,730		178,173	1,518,557							
8.6	Otros Proyectos	17,732,455	2,706,209			7,926,710	7,099,536					
8.7	Adecuación y Modernización de la Instrumentación de la Presa	2,529,135		844,869	1,684,266							
MODERNIZACIÓN	9	Modernización del Sistema Hidrometeorológico y del Sistema Reg	14,988,353	14,983,353	5,000							
AFIANZAMIENTOS HIDRICOS	10	Alcance Hidrico Cuenca Alta Rio Pachacayo	6,765,727	510,727	51,656	6,203,344						
	11	Presas Cuenca Media Pachacayo y Cuenca Rio Huari	15,884,992	7,062,974	4,689,490	4,132,529						
	12	Presa Chilcocha	7,006,906	61,623	10,000	155,000	460,000	6,320,284				
<b>TOTAL PROYECTOS DE INVERSIÓN (sin IGV)</b>			<b>2,578,263,576</b>	<b>52,331,531</b>	<b>28,579,725</b>	<b>40,355,143</b>	<b>130,292,371</b>	<b>184,889,290</b>	<b>688,046,516</b>	<b>570,797,000</b>	<b>519,654,000</b>	<b>363,398,000</b>
<b>GASTOS DE CAPITAL NO LIGADOS A PROYECTOS (GKNLP)</b>												
	1	Sistema Limpiezas toma presa Tablachaca	16,810,377	865,112	4,969,954	6,138,929	4,464,674	371,708				
	2	Adquisición del nuevo sistema de supervisión y control CPM	10,775,950	3,155,410	4,725,832	2,894,708						
	3	Ampliación de la S.E. Charán 30 MVA 60/33/10 kV	2,906,800		2,906,800							
	4	Remodelación de las LP y R.P. de los Ejes Colcabamba, Restitución y Tablachaca	12,524,708		12,524,708							
<b>TOTAL GKNLP (sin IGV)</b>			<b>43,017,835</b>	<b>4,020,522</b>	<b>25,127,294</b>	<b>9,033,637</b>	<b>4,464,674</b>	<b>371,708</b>				
<b>TOTAL GASTOS DE CAPITAL (sin IGV)</b>			<b>2,621,281,411</b>	<b>56,352,053</b>	<b>53,707,019</b>	<b>49,388,780</b>	<b>134,757,046</b>	<b>185,180,998</b>	<b>688,046,516</b>	<b>570,797,000</b>	<b>519,654,000</b>	<b>363,398,000</b>

<b>OTROS PROYECTOS A DESARROLLARSE EN LOS PROXIMOS AÑOS</b>			
	<b>Ubicación</b>	<b>Potencia (MW)</b>	<b>Monto estimado del Proyecto (MIO US\$)</b>
1. Central Geotérmica de Borateras	Tacna	50	160
2. Nodo Energético del Sur	Moquegua - Tacna	1500	1800

#### 9.4 Programa de Mantenimiento para la mejora de la eficiencia operativa – G. de Producción

Se tiene prevista la reposición y rehabilitación de los componentes hidromecánicos y electromecánicos de las turbinas y generadores de los grupos de las centrales hidroeléctricas Santiago Antúnez de Mayolo y Restitución, así como de las instalaciones de la Sub estación de Campo Armiño y la Presa Tablachaca. Incluye también la reposición de equipos de los servicios generales y los campamentos del Centro de Producción Mantaro, debido a la obsolescencia de la infraestructura y permita la mejora de la eficiencia operativa de la empresa. En el Cuadro N°11, se muestra la cartera de los gastos de capital no ligados a proyectos en el periodo 2013-2022.

#### C.H. Santiago Antúnez de Mayolo

**Descripción.-** La C.H. SAM comprende siete (7) unidades de 114 MW de potencia cada una. A la fecha han acumulado entre 237 507 y 275 416 horas de funcionamiento desde su puesta en servicio en 1973 (3 unidades) y 1979 (4 unidades). Se efectúan trabajos de mantenimiento preventivo principalmente en la turbina, generador y el transformador de potencia de 40 MVA, y mantenimientos mayores de rehabilitación u overhaul en las turbinas y generadores según el resultado de los controles y diagnósticos realizados periódicamente.



- **Beneficios esperados.-** Recuperar e incrementar la capacidad y confiabilidad operativa de los diversos componentes funcionales de las turbinas y generadores de las unidades, modernizando y mejorando su disponibilidad operativa, así como sosteniendo la capacidad instalada de origen, utilizando equipos y componentes de nueva tecnología para los efectos de una operación eficiente y eficaz de las instalaciones, y de un óptimo aprovechamiento del recurso hídrico disponible.
- **Situación actual.-** Se ha previsto un programa de mantenimiento de mediano y largo plazo hasta el 2022, cuya implementación requiere de repuestos y reemplazos importantes, como son la adquisición de nuevos rodets Pelton y entre otros, el reemplazo de componentes como los cojinetes de empuje de los siete grupos y la adquisición de una válvula esférica que permita la ejecución de un programa de mantenimiento de todas las válvulas.

#### C.H. Restitución

- **Descripción.-** Los grupos generadores de la C.H. Restitución – RON comprende tres (3) unidades de 70 MW de potencia cada una. A la fecha han acumulado entre 202 184 y 217 399 horas de funcionamiento desde su puesta en servicio en 1985. Se efectúan trabajos de mantenimiento preventivo principalmente en la turbina, generador y el transformador de potencia de 27,5 MVA, y mantenimientos mayores de rehabilitación en las turbinas y generadores según el resultado de los controles y diagnósticos realizados periódicamente.
- **Beneficios esperados.-** Recuperar e incrementar la capacidad y confiabilidad de los diversos componentes funcionales de las turbinas y generadores de las unidades, modernizando y mejorando su disponibilidad operativa, así como sosteniendo la capacidad instalada de origen, utilizando equipos y componentes de nueva tecnología para los efectos de una operación eficiente y eficaz de las instalaciones. Con el fin de aprovechar el recurso hídrico disponible, se ha previsto un incremento de aproximadamente 20 MW de potencia y para tal efecto se instalarán nuevos rodets Pelton, reemplazando los antiguos que se acercan al límite de su vida útil y adecuando los componentes hidromecánicos de cada turbina.
- **Situación actual.-** Se ha previsto un programa de mantenimiento de mediano y largo plazo hasta el 2022, cuya implementación requiere de repuestos y reemplazos importantes como son la adquisición de rodets Pelton con mayor eficiencia y de un nuevo sistema regulador de tensión y excitación para los tres generadores.

#### S.E. Campo Armiño

- **Descripción.-** Las instalaciones de la Sub Estación de Campo Armiño comprende diez (10) Celdas de Llegada de 220 KV de los grupos de las CC.HH. SAM y Restitución, ocho (8) Celdas de 220 KV de Salida de las Líneas de Transmisión, y la Celda de Acoplamiento de Barras de 220 KV de la Su Estación. A la fecha y desde el último cambio de Interruptores de Potencia en 1994 en la celda de salida de la Línea Mantaro-Pomacocha, ha acumulado más de 880 maniobras. Se efectúan trabajos de mantenimiento preventivo principalmente en los interruptores, seccionadores y sistemas de protección de las Celdas y los servicios auxiliares.
- **Beneficios esperados.-** Recuperar la confiabilidad de las celdas de 220 KV de salida de las Líneas de Transmisión, así como el reemplazo del sistema de supervisión y control de los servicios auxiliares, utilizando equipos y componentes de nueva tecnología para los efectos de una operación eficiente y eficaz de las instalaciones.



- **Situación actual.-** Se ha previsto un programa de mantenimiento de mediano plazo, y en el caso de la celda L-2220 Mantaro-Lima se efectuará el cambio de interruptores 220 KV que desde el último cambio en 1989 ha acumulado 775 maniobras. Asimismo, en los sistemas auxiliares de la subestación se realizarán cambios con equipos de supervisión de nueva tecnología.

### **Presa Tablachaca**

- **Descripción.-** Las instalaciones de la Presa Tablachaca comprende la infraestructura civil, los equipos hidromecánicos, y la instrumentación de control entre otros, que operan desde 1972; así como sistemas auxiliares y de supervisión de las estaciones hidrometeorológicas en el cuenca del río Mantaro. Se efectúan trabajos de mantenimiento preventivo y controles técnicos según el resultado de los diagnósticos realizados periódicamente.
- **Beneficios esperados.-** Recuperar la confiabilidad de los diversos componentes instalados mejorando su disponibilidad y confiabilidad operativa, utilizando equipos y componentes de nueva tecnología para los efectos de una operación eficiente y eficaz de las instalaciones y optimizar la disponibilidad del recurso hídrico necesario para alimentar las turbinas de las CC.HH. SAM y Restitución.
- **Situación actual.-** Se ha previsto un programa de mantenimiento de mediano plazo, y en el caso del sistema hidrometeorológico del río Mantaro, se implementarán cambios con equipos y repuestos de nueva tecnología, asimismo se mejorará los terminales de comunicación del SCADA de Presa y las Estaciones de Control correspondientes.



**Cuadro N° 11**  
**GERENCIA DE PRODUCCION**  
**GASTOS DE CAPITAL NO LIGADOS A PROYECTOS – PERIODO 2013-2022**  
**(Nuevos Soles)**

PROGRAMA	DESCRIPCIÓN	COSTO	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>CENTRO DE PRODUCCIÓN MANTARO</b>												
<b>TURBINAS - GENERADORES CENTRAL S.A.M.</b>												
Reposición	Cuatro rodetes Pelton y juegos de pernos de acople para turbinas C.H. SAM	9,500,000			4,000,000	5,500,000						
	Valvulas esfericas para las turbinas grupos SAM	14,300,000			4,290,000		10,010,000					
	Introducciones SAM	8,320,000				2,080,000	2,080,000	2,080,000	2,080,000			
	Repuestos sistema regulador de velocidad de grupos SAM (CO 145951)	658,684	658,684									
	Toberas para introducciones SAM	7,150,000			2,145,000		5,005,000					
	Servomotor para mando deflectores grupos SAM	350,000		350,000								
	Valvulas de alta presión grupos SAM	12,740,000		6,370,000	6,370,000							
	Sistema mejorado de cojinetes de empuje para los grupos SAM	27,300,000			6,825,000	6,825,000	6,825,000	6,825,000				
	Anillos colectores para generadores SAM	500,000				500,000						
	Transformador trifásico seco 681 KVA para el sistema de excitación generadores SAM (CO 146891)	322,375	322,375									
	Rehabilitación de dos (02) transformadores monofásicos 40 MVA (CO 142971)	1,836,425	1,836,425									
	Transmisores de caudal y transmisor de presión para turbinas grupos SAM y RON	330,000	330,000									
	Equipo de prueba del núcleo magnético del estator (CID)	400,000	120,000	280,000								
	Equipos de sincronización generadores SAM y RON	988,000	988,000									
	Registadores de fallas para grupos generadores SAM y RON	700,600	210,600	490,000								
	Transformadores de tensión capacitivos 245KV SAM y SECA	1,314,646	395,000	919,646								
	Electrocompresores para regulador de velocidad SAM, electrocompresor de aire 10bar para SSA SAM, compresor servicios SECA	390,000			390,000							
	Centrales de temperatura grupos SAM y RON	424,800			424,800							
	Equipos diversos para el Centro de Producción Mantaro	12,800,000	800,000	1,000,000	1,200,000	1,400,000	1,400,000	1,400,000	1,400,000	1,400,000	1,400,000	1,400,000
	Reguladores de velocidad SAM	2,000,000						1,000,000	1,000,000			
	Estator SAM	18,200,000									9,100,000	9,100,000
	Transformadores monofásicos 40MVA (nueve)	23,400,000						2,600,000	5,200,000	5,200,000	5,200,000	5,200,000
<b>SERVICIOS AUXILIARES - S.A.M.</b>												
	Sistema confinamiento generadores SAM y RON	708,000				708,000						
	Sistema confinamiento transformadores SAM y RON	1,416,000				424,800	991,200					
	Tablero mando grues 150TN SAM	450,000		450,000								
<b>TURBINAS - GENERADORES CENTRAL RESTITUCION</b>												
Reponetación	Componentes mecánicos para las turbinas de la C.H. RON	65,901,678	18,895,434		16,669,158	17,745,342	12,591,744					
	Reguladores de tensión y excitación estática generadores RON	6,372,801	1,147,104	5,225,697								
	Reguladores de velocidad y de nivel de pulmón RON	4,250,000			1,275,000	2,975,000						
	Interrupciones de generadores tripolares 13.8KV RON	2,470,000	741,000	1,729,000								
	Reles de protección generador-transformador RON	935,221			935,221							
	Cable 220KV RON	7,800,000							3,900,000	3,900,000		
<b>SERVICIOS AUXILIARES - RESTITUCION</b>												
	Electrobombas refrigeración circuito abierto RON	5,354,109	1,606,233	3,747,876								
	Rehabilitación Pongor	4,400,000			400,000	1,500,000	1,500,000	1,000,000				
	Sistema de climatización RON	1,000,000						1,000,000				
<b>SUB ESTACION CAMPO ARMIÑO</b>												
	Interruptor de potencia 245KV x 2000A para Línea L-2220	280,000		280,000								
Cambio	Sistema supervisión y control y servicios auxiliares SECA	5,668,676	566,868	5,101,808								
	Sistema de protección de los transformadores auxiliares de 33KV	1,552,778	621,111	931,667								
	Equipos para subestaciones 33KV	2,402,862	480,572	1,922,290								
	Sistema de monitoreo y control de horno de tratamiento térmico rodetes	150,000		150,000								
<b>PRESA TABLACHACA</b>												
	Adquisición de bombas eléctricas sumergibles para procesos de purga en el embalse Tablachaca (CO 147761)	129,650	129,650									
	Equipos y repuestos para el sistema hidrometeorológico moderno cuenca río Mantaro	286,000		286,000								
	Terminales Inmarsat para comunicación satelital SCADA Presa - Estaciones control	275,000	275,000									
<b>TUNEL-VENTANA 3,4,5-TUBERIAS DE PRESION-DES CARGA</b>												
	Valvula toma descarga liberia de presión SAM (200mm 160bar)	1,260,000		378,000	882,000							
	Transformadores trifásicos 150KVA Ventana 5 y de 160KVA Los Machos	200,000		200,000								
	Obra cambio tuberías de purga Ventana 3 y 4	2,850,000					950,000	950,000	950,000			
<b>CAMPAMENTOS</b>												
	Teleférico AGUDIO - Campo Armiño	5,400,000			1,800,000	3,600,000						
	Grupo electrogeno diesel 375KVA campamento y oficinas Campo Armiño	285,000	285,000									
	Obra Cerco perimetrico Campamento Villa Azul	700,000		700,000								
	Obra Hospedajes Campamento Campo Armiño	2,500,000			500,000	1,000,000	1,000,000					
	Agua potable Campamento Los Machos	300,000				300,000						
	Sistema de seguridad electrónica Campo Armiño	800,000				800,000						
	Camionetas rurales(3), camionetas pickup(5), microbuses(2) y ambulancias(5) - Campo Armiño	1,400,000	1,400,000									
	Cargadores fontales, tractor oruga y volquete-Campo Armiño	2,773,300	2,773,300									
	<b>Total Centro de Producción Mantaro</b>	<b>274,196,604</b>	<b>34,582,365</b>	<b>30,511,984</b>	<b>49,206,179</b>	<b>44,258,142</b>	<b>42,352,944</b>	<b>16,855,000</b>	<b>14,530,000</b>	<b>10,500,000</b>	<b>15,700,000</b>	<b>15,700,000</b>
<b>UNIDAD DE PRODUCCION TUMBES</b>												
<b>GRUPOS MAK 1 Y MAK 2</b>												
Rehabilitación	Repuestos mecánicos, mantenimiento 36.000 horas grupo MAK1 y MAK2	19,457,402	5,837,221	13,620,181								
	Panel para radiadores sistema de refrigeración - Central Térmica Tumbes	700,000	700,000									
	Modernización del sistema de control automático en la Central Térmica Tumbes	350,000	350,000									
<b>EQUIPOS DIVERSOS</b>												
	Equipos diversos para el Centro de Producción Tumbes	1,381,300	822,100	91,100	118,100	350,000						
	<b>Total Unidad de Producción Tumbes</b>	<b>21,888,702</b>	<b>7,709,321</b>	<b>13,711,281</b>	<b>118,100</b>	<b>350,000</b>						
	<b>TOTAL GERENCIA DE PRODUCCION</b>	<b>296,085,306</b>	<b>42,291,676</b>	<b>44,223,265</b>	<b>49,324,279</b>	<b>44,608,142</b>	<b>42,352,944</b>	<b>16,855,000</b>	<b>14,530,000</b>	<b>10,500,000</b>	<b>15,700,000</b>	<b>15,700,000</b>



## 9.5 Programa de Responsabilidad Social Empresarial - RSE

### 9.5.1 Objetivo General - RSE

“Asegurar relaciones armoniosas con los diferentes grupos de interés de ELECTROPERU S.A. a través de acciones de responsabilidad social alineadas a los valores y políticas de la empresa, comunicándolas de manera transparente contribuyendo con la sostenibilidad de la institución y fortaleciendo la imagen de la misma”.

ELECTROPERU S.A. viene realizando acciones de responsabilidad social desde sus inicios, conviviendo con los pobladores de las zonas aledañas a la central hidroeléctrica del Mantaro y brindando apoyo constante de acuerdo a las necesidades de los vecinos del distrito de Colcabamba en la región Huancavelica. En el año 2010 se crea la Sub Gerencia de Imagen Institucional y Responsabilidad Social, con el fin de contar con un área especialmente dedicada a la atención de los grupos de interés de la empresa de manera planificada.

La responsabilidad social en ELECTROPERU S.A. inicia su plan oficial con programas piloto alineados al Plan Estratégico de ELECTROPERU S.A. para el periodo 2009-2013, una política de responsabilidad social y basándose en un *benchmark* de acciones de responsabilidad social de empresas importantes a nivel mundial, y logrando alianzas estratégicas importantes: Nestlé Perú, Red de Energía del Perú, Municipalidad distrital de Colcabamba y Municipalidad Provincial de Huancayo. Se obtuvo gran acogida con el programa de cuidado del río Mantaro, “Alumbrando el camino al reciclaje” y con el programa de higiene y nutrición infantil “Crecer Bien”, este último hoy a cargo de la Asociación Perú Vive Bien conformada por las seis empresas de alimentos más importantes del país: Alicorp, Coca Cola, Corporación Lindley, Kraft Foods, San Fernando y Nestlé Perú. Asimismo se inició con los reportes de sostenibilidad alineados al GRI obteniendo en el 2do año el nivel máximo A+, siendo la 1ra empresa del estado en reportar a través del GRI y una de las pocas empresas peruanas en alcanzar el máximo nivel. Es importante señalar que ELECTROPERU S.A. se encuentra a cargo del Museo de la Electricidad, el cual promociona la cultura de la electricidad y fomenta la eficiencia energética única en el país en su género a través de la historia y el buen uso de la electricidad, el tranvía eléctrico, la exposición fotográfica itinerante y los talleres de robótica.

Por otro lado, ELECTROPERU S.A. tiene definido los grupos de interés de la siguiente manera:

- ✓ Definitivos: Gobierno y Estado, Proveedores, Colaboradores y Clientes.
- ✓ Expectantes: Comunidades, Competidores e Inversionistas.
- ✓ Latentes: Medios de Comunicación.
- ✓ Pasivos: Medio Ambiente.

### 9.5.2 Objetivos Específicos

1. Actualizar los grupos de interés de la empresa de manera anual. Esto incluye la revisión de las comunidades aledañas a los diferentes lugares en donde ELECTROPERU S.A tiene presencia (San Juan de Miraflores, Centro de Producción Tumbes, Central Hidroeléctrica del Mantaro, lagunas reguladas), priorizando el Complejo Hidroeléctrico del Mantaro debido que es la que produce más del 99% de la electricidad que genera la empresa.
2. Preparar, actualizar, revisar, evaluar e implementar un plan de responsabilidad social a mediano y largo plazo beneficiando a los principales grupos de interés de la empresa.
3. Mantener las certificaciones del GRI con emisión de los Reportes de Sostenibilidad de la empresa.
4. Colaborar y/o participar de otras herramientas de responsabilidad social que sean reconocidas a nivel nacional y /o mundial: Pacto Mundial de las Naciones Unidas, ISO 26000, Huella de carbono, huella hídrica, entre otras.
5. Establecer un modelo de gestión (procesos) para la atención de solicitudes y/o reclamos de los diversos grupos de interés de la empresa.



### 9.5.3 Políticas de Responsabilidad Social

Las Políticas de Responsabilidad Social aprobadas en la Sesión de Directorio N° 1355 del 25 de agosto de 2010 son las siguientes:

**Política N° 1: Transparencia**

Ser transparentes reportando de manera continua nuestro progreso empresarial y nuestras acciones de desarrollo sostenible.

**Política N° 2: Preocupación constante en grupos de interés**

Trabajamos constantemente en generar una relación de confianza y armonía con nuestros públicos de interés, a través de estrategias de comunicación externas e internas, y a través de canales de fácil acceso.

**Política N° 3: Cuidado del medio ambiente**

Minimizamos el impacto de nuestras actividades en el medio ambiente, previniendo la contaminación y promoviendo el reciclaje.

**Política N° 4: Control de calidad constante**

Incorporamos en todos nuestros procesos operativos los más rigurosos controles de calidad, a través de certificaciones internacionales reconocidas.

**Política N° 5: Mejora del clima laboral**

Promovemos una cultura de desarrollo en las relaciones con nuestros trabajadores, construyendo un adecuado clima laboral.

**Política N° 6: Beneficio a las comunidades del entorno**

Apoyamos en el desarrollo de las comunidades vecinas, enfocándonos en el desarrollo socio-económico autosostenible.

**Política N° 7: Contar con una eficiente relación con nuestros proveedores**

Trabajamos por mantener una eficiente relación con nuestros proveedores, incentivándolos a asumir las buenas prácticas de calidad de la empresa.

**Política N° 8: Promoción de cultura y educación**

Fomentamos el conocimiento de temas relacionados con la generación de la energía y sobre la historia de la energía en nuestro país.

### 9.5.4 Programa de Responsabilidad Social

El diseño del nuevo programa de responsabilidad social de ELECTROPERU S.A. para el periodo 2013-2020 se ha estructurado principalmente sobre la base de los resultados obtenidos del diagnóstico efectuado al distrito de Colcabamba ubicado en Huancavelica. Asimismo se utilizó información acerca de la revisión anual de los grupos de interés de la empresa así como de los paneles de diálogo realizados anualmente. Adicionalmente, se tomó en cuenta las experiencias del personal, tanto de la Central Hidroeléctrica del Mantaro como del de la Sub Gerencia de Imagen Institucional y de Responsabilidad Social. Cabe resaltar que este programa debe establecer compromisos con instituciones públicas, privadas y organizaciones de la sociedad civil que se identifican con nuestros objetivos y que sumando esfuerzos podremos lograr objetivos comunes de apoyo en el desarrollo de nuestro país: Red de Energía del Perú, Ministerio de Educación, Municipalidad de El Tambo, Municipalidad de Huancayo, Municipalidad de Colcabamba, entre otros.

Es importante indicar que el nuevo programa de responsabilidad social de ELECTROPERU S.A. para el periodo 2013-2020 incluye también subprogramas dirigidos a mejorar la comunicación interna de los trabajadores de ELECTROPERU S.A. basándonos en los resultados del último estudio de clima laboral de la empresa. Asimismo, el presente programa está alineando principalmente a las comunidades aledañas al Centro de Producción Mantaro y presa Tablachaca, mejor conocidos como "cercos vivos" del Complejo Hidroeléctrico del Mantaro, que son:

Andaymarca (306 pobladores), Siete Héroes (87 pobladores), Pichiu (364 pobladores), Huaranhuay (407 pobladores), Occoro (263 pobladores), Llocce Huantaccero (153 pobladores), Ventana 5 (5 pobladores), Chauquimarca (191 pobladores), Pilcos (220 pobladores), Chachas (235 pobladores), Villa Azul (24



pobladores), Nogales (237 pobladores), Chacas (187 pobladores), Colcabamba (2026 pobladores), Quichuas (661 pobladores), Unión Ambo (580 pobladores), Mantacra (320 pobladores) y Yacuy (190 pobladores).

De acuerdo al diagnóstico efectuado en el distrito de Colcabamba y puntualmente a las comunidades mencionadas, las siguientes dimensiones son las propuestas a tener en cuenta:

#### **Dimensión Socioeconómica**

- Subprograma de viveros – Inicio: año 2013
- Subprograma pecuario– Inicio: año 2014
- Subprograma de artesanía y/o tejido (mujeres) – Inicio: año 2013
- Subprograma para desarrollo de organizaciones empresariales – Inicio: año 2013 (en conjunto con la institución encargada de los programas de viveros, pecuario y de tejido).

#### **Dimensión Educación**

- Subprograma de mejora de educación– Inicio: año 2014
- Subprograma promoción de asistencia escolar (padres y niños) – Inicio: año 2014
- Subprograma de alfabetización para adultos– Inicio: año 2013

#### **Dimensión Salud**

- Campañas de salud priorizando especialistas – Inicio: año 2014
- Subprograma de salud y nutrición– Inicio: año 2012
- Subprograma de conservación del río Mantaro – Inicio: año 2011

#### **Infraestructura**

- Expedientes técnicos y gestión para servicio de agua potable y desagüe – Inicio: año 2014
- Expedientes técnicos para mejora de infraestructura y equipamiento de centros educativos– Inicio: año 2014
- Construcción de sistemas de riego– Inicio: año 2013
- Mantenimiento de líneas de energía– Inicio: año 2013

#### **Imagen Corporativa**

Es importante el uso de la marca ELECTROPERU S.A. respetando el Manual de Identidad Corporativa de ELECTROPERU S.A.

Por otro lado, ELECTROPERU S.A. dentro del marco de la promoción de la inclusión social del Estado y las políticas del Subsector Electricidad, apoya a la promoción del desarrollo de la Electrificación Rural y al uso de energía renovables no convencionales.

A continuación se muestra el programa de Responsabilidad Social de ELECTROPERU S.A. el cual puede variar en el tiempo debido a las evaluaciones anuales que se realizarán y a las coordinaciones constantes con los diversos grupos de interés.



**Cuadro N° 12**  
**PROGRAMA DE DESARROLLO DE RESPONSABILIDAD SOCIAL**  
**(Nuevos Soles)**

ACTIVIDADES	BENEFICIARIOS	DURACIÓN	2013	2014	2015	2016	2017
Salud y Nutrición	435	1 año	160,850	120,000	150,000	170,000	190,000
Alfabetización	300	2 ½ años	150,000	300 000	300,000	300,000	300,000
Tejido Mujeres	60	2 años	160,000	160 000	200,000	160,000	160,000
Agricultura	83	3 años	150,000	150,000	150,000	150,000	150,000
Sistemas de Riesgo	83	3 años	220,000			190,000	
Pizarra Digital Interactiva	1200	Única vez	16,000	8,000	8,000	8,000	8,000
Conservación Río Mantaro	35000	1 año	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000
Campaña de salud			200,000	200,000	200,000	170,000	170,000
Programa pecuario			150,000	150,000	150,000		150,000
Leer Bien			165,000	185,000	200,000	210,000	240,000
Expedientes técnicos			100,000	100,000	50,000	50,000	42,000
<b>TOTAL</b>			<b>1,561,850</b>	<b>1,003,000</b>	<b>1,498,000</b>	<b>1,498,000</b>	<b>1,500,000</b>

### 9.6 Programa de Desarrollo para la Gestión de la Excelencia Operacional

**Cuadro N° 13**  
**PROGRAMA DE DESARROLLO PARA LA GESTIÓN PARA LA EXCELENCIA OPERACIONAL**  
**(Nuevos Soles)**

ACTIVIDADES	2013	2014	2015	2016	2017
Desarrollar e Implantar herramientas de Responsabilidad Social		26 000	26 000		
Implantar y sensibilizar la Gestión Integral de Riesgos	11 000	33 000			
Mitigar los riesgos que no hayan sido considerados en los programas y proyectos establecidos	10 500	17 000	17 000	10 500	10 500
<b>TOTAL</b>	<b>21 500</b>	<b>76 000</b>	<b>43 000</b>	<b>10 500</b>	<b>10 500</b>

### 9.7 Programa de Desarrollo de Personal

Se tiene previsto realizar un Plan de Sucesión del personal administrativo y técnico, una evaluación de desempeño por competencias, cuyas brechas deberán ser afianzadas con capacitaciones profesionales adecuadas, una nueva estructura organizacional, que incluye a los encargos especiales del sector eléctrico y un estudio de la escala salarial basados en la evaluación por competencias.

### 9.8 Programa de Financiamiento de los Proyectos y Programas de la empresa

Con las proyecciones económicas y financieras, se estimada que el financiamiento del plan de inversiones contemplado en el Plan Estratégico para el periodo 2013-2017, sería el siguiente:

- Para el plan de inversiones, incluyendo la ejecución del Proyecto Central Térmica Quillabamaba, hasta el 2016 serían atendidas con recursos propios de ELECTROPERÚ S.A.
- Para la ejecución de las inversiones del año 2017 por el inicio supuesto de la ejecución de las inversiones del Proyecto Segundo Túnel Complejo Mantaro y C.H. Mollepata, ELECTROPERU S.A. tendría que asumir algún tipo de financiamiento complementario a sus propios fondos, el cual sería la concertación de deuda y/o la emisión de acciones.



**Cuadro N° 14**  
**MATRIZ DE DESARROLLO ESTRATÉGICO DE ELECTROPERU S.A.**

SITUACIÓN ACTUAL	SITUACIÓN PROYECTADA
<p><b>Situación financiera (en soles):</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Ingreso anual del orden de S/. 1 121 mm. (Sin IGV).</li> <li>Patrimonio Neto: S/.3128 mm</li> <li>Utilidad Neta: S/. 305 mm</li> <li>Disponibilidad de fondos: S/. 342 mm</li> <li>No tiene deuda financiera</li> </ul>	<p><b>INGRESOS ADICIONALES</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Ingreso por venta anual:</li> <li>S/.260 Millones (sin IGV).por Quillabamba</li> <li>S/. 312 mm por 20% participación en los proyectos de generación del "Nodo Energético del Sur".</li> <li>Reducción de ingresos dejados de percibir por mantenimiento de CH Mantaro</li> <li>Ingresos por aporte de CH Mollepatá</li> </ul> <p><b>INVERSIÓN EJECUTADA</b> Segundo túnel y CH Mollepatá 960 MMUSD ( a set. 2012)</p>
<p><b>Participación e ingreso en mercado eléctrico:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Se atiende el 17% de la demanda máxima del SEIN y se produce el 19% del consumo de energía,</li> </ul>	<p>Incremento de su energía firme en 28% (1600 GWh) Participación del 20% de ELECTROPERU S.A. en el Nodo Energético del Sur (1500 MW) una capacidad firme de generación de 300 MW y una energía firme del orden de 2 500 GWh/año</p>
<p><b>Generación de Energía:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>CH Mantaro: 1 008 MW de Potencia</li> <li>CT Tumbes: 18.7 MW de Potencia</li> </ul> <p><b>Mitigación de riesgo hídrico:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>441,2 millones de Metros Cúbicos del Lago Junín</li> <li>212,6 Millones de Metros Cúbicos de embalses propios</li> </ul>	<p><b>Generación de Energía:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>CH Mantaro: 1 008 MW de Potencia</li> <li>CT Tumbes: 18.7 MW de Potencia</li> <li>CT Quillabamba: 200 MW</li> <li>20% Nodo Energético Sur 300 MW</li> <li>CH Mollepatá 458 MW épocas de avenida.</li> </ul>
<p><b>Encargos PIPs de afianzamiento de la Seguridad Energética:</b> <b>CT Quillabamba<sup>7</sup> : 200 MW</b> A la fecha, cuenta con estudios de perfil y factibilidad, con miras a convocar lo propio respecto al EIA. <b>C.T. del Nodo Energético del Sur: 1500 a 2000 MW</b> Encargo en proceso de implementación.</p>	<p>CT Quillabamba en operación con 200 MW.</p> <p>20% de participación en la generación eléctrica para atender al Nodo Sur</p>
<p><b>Encargos de Comercialización:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Compra de Gas + Transporte por Gasoducto del Sur: 400 MMPCD</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Contratación de 400 MPCD y su transporte de Camisea al sur (Ilo o Mollendo).</li> </ul>
<p><b>Cartera de Proyectos Propios:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><b>Segundo Túnel<sup>8</sup></b>, que permite la inspección y eventual rehabilitación del túnel existente, sin interrupción de la producción energética del Complejo Mantaro. Requiere una inversión de 481.5 MM USD (a set. 2012)</li> <li>CH Mollepatá, de 600 MW</li> <li>La inversión Total del proyecto del nuevo túnel la CH Mollepatá y la línea de transmisión, sería de 960 MM USD</li> </ul>	<p>Túnel Paralelo de 18 Km para CH de Mantaro operativo. CH Mollepatá operando 600 MW de capacidad, que funcionaría en épocas de avenida. Líneas de Transmisión operativas. CT (a gas /petróleo) para asegurar potencia de la CH todo el año en estudio.</p>
<p><b>Sistemas de Gestión:</b> Sistemas de Gestión de Calidad Sistemas de Gestión Ambiental Sistemas de Seguridad y Salud Ocupacional</p>	<p><b>Modelo de excelencia implementado</b> Mejores prácticas a nivel mundial implementado Evaluación de resultados e Impactos como mecanismo de control del desempeño</p>
<p><b>Marco Regulatorio:</b> <b>Sistemas administrativos del Estado</b> Tiempo estimado de ejecución de Proyectos con Sistemas administrativos.</p>	<p>Marco regulatorio que promueve el accionar competitivo de ELECTROPERU y la inversión en el desarrollo de proyectos propios.</p>
<p><b>Cuadro de Asignación de Personal:</b> 252 puestos, con personal de amplia experiencia en el sector eléctrico, especialmente en generación hídrica.</p>	<p>Modelo Organizacional adecuado a las necesidades de la empresa. Modelo de desarrollo de capital Intelectual, que promueve la innovación y desarrollo de mejoras, implementado.</p>



<sup>7</sup>Bajo los alcances del Decreto Legislativo N° 674, se ha autorizado a ELECTROPERU a actuar al amparo del régimen privado en la ejecución de dicho proyecto, con lo cual, los plazos resultan ser más flexibles y un desarrollo óptimo en la construcción de dicha Central.  
<sup>8</sup>En caso se generase una interrupción en la producción de la CH Mantaro, ELECTROPERU compra en el Mercado SPOT para atender compromisos asumidos. Se estima una pérdida de aproximadamente USD 20 Millones (energía + potencia) mensuales.

**Cuadro N° 15**  
**ALINEAMIENTO DE LOS PROGRAMAS CON LOS OBJETIVOS**

ESTRATEGIA	O.E. 1		O.E. 2		O.E. 3		O.E. 4				O.E. 5	
	OEE 1.1	OEE 1.2	OEE 2.1	OEE 2.2	OEE 3.1	OEE 3.2	OEE 4.1	OEE 4.2	OEE 4.3	OEE 4.4	OEE 5.1	OEE 5.2
Programa de Inversión: Ampliación de la Capacidad	X	X	X							X	X	
Programa de Inversión: Rehabilitación e implementación de infraestructura civil				X			X			X		
Programa de Inversión: Modernización	X		X				X			X		
Programa de Inversión: Afianzamientos Hídricos	X	X	X	X						X		
Programa de Mantenimiento	X			X	X		X			X	X	
Programa de Desarrollo de RSE					X	X			X	X		
Programa de desarrollo para la gestión para la excelencia operacional	X		X				X	X	X	X		
Programa de Desarrollo de Personal										X	X	X
Programa de financiamiento de los proyectos y programas	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X



## X. INDICADORES DE DESEMPEÑO Y METAS

- ◆ Indicador N° 1: Rentabilidad Patrimonial-ROE
- ◆ Indicador N° 2: Margen de Ventas
- ◆ Indicador N° 3: Rotación de Activos
- ◆ Indicador N° 4: Incremento de los Ingresos
- ◆ Indicador N° 5: Rentabilidad sobre la Inversión - ROI
- ◆ Indicador N° 6: Eficiencia Operativa
- ◆ Indicador N° 7: Implementación del Programa de Responsabilidad Social Empresarial
- ◆ Indicador N°8: Cumplimiento de la eficacia, eficiencia y económico del Programa de Proyectos de Inversión
- ◆ Indicador N° 9: Índice de Disponibilidad
- ◆ Indicador N° 10: Grado de cumplimiento Directiva de Transparencia
- ◆ Indicador N° 11: Implementación del Código de Buen Gobierno Corporativo
- ◆ Indicador N° 12: Implementación del Sistema de Control Interno.
- ◆ Indicador N° 13: Resultado del programa del capital humano
- ◆ Indicador N° 14: Eficacia del programa de desarrollo de personal

## XI. MATRIZ ESTRATÉGICA

En el Anexo N° 8 se muestra el Mapa Estratégico resultante de la relación causa – efecto entre los objetivos estratégicos y las cuatro perspectivas de la empresa: financiera, cliente, procesos internos; y aprendizaje y crecimiento.



## ANEXOS



## Anexo N°1 Marco Normativo y Breve Reseña Histórica

ELECTROPERU S.A. fue creada el 5 de setiembre de 1972 mediante el Decreto Ley N° 19521 - Ley Normativa de Electricidad -, como empresa pública del sector eléctrico. Tanto este dispositivo como el Decreto Ley N° 19522 - Ley Orgánica de ELECTROPERU S.A., le confirieron la responsabilidad de la gestión del Estado en el sub-sector eléctrico en aprovechamiento de los recursos energéticos ligados a la producción, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica en todo el país. Su status legal y razón social fue modificado el 4 de marzo de 1981 mediante Decreto Legislativo N° 41, convirtiéndose en empresa estatal de derecho privado Empresa de Electricidad del Perú - ELECTROPERU S.A.

Posteriormente, en cumplimiento de la Ley N° 23406 del 28 de mayo de 1982 - Ley General de Electricidad - en el año 1984, ELECTROPERU S.A. transfirió a las recién creadas Empresas Regionales; la actividad de distribución de energía, convirtiéndose en Empresa Matriz del sub-sector eléctrico, poseedora de la totalidad de acciones del Estado, responsable del planeamiento y equipamiento de la infraestructura eléctrica.

Al inicio de la década de 1990, el Gobierno impulsó una intensa promoción de la inversión privada mediante la privatización y concesión de los servicios públicos en el marco de una serie de reformas estructurales.

Producto de la reestructuración iniciada por el Gobierno en el sector eléctrico, el Estado promulgo una serie de leyes y reglamentos con la finalidad de asegurar la eficiencia en el sector; de esta manera, las principales leyes y normas que rigen el desarrollo de las actividades eléctricas en el Perú son las siguientes:

Decreto Supremo N° 070-92-PCM, publicado el 17 de julio de 1992 aprueba el reglamento del Decreto Legislativo N° 674, ley de promoción de la inversión privada en las empresas del estado. Posteriormente, ha sido modificado y precisado por diversas normas, siendo las importantes los Decreto Supremo N° 033-93-PCM, N° 102-94-PCM y las Leyes N° 26438, N° 27211, N° 27424, N° 27881 y N° 28130.

Decreto Ley N° 25844, del 19 de noviembre de 1992, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), su Reglamento el Decreto Supremo N°009-93-EM, del 25 de febrero de 1993 y modificatorias), establece como principio general la división de las actividades que conforman el sector eléctrico en tres pilares básicos: generación, transmisión y distribución, así como la especialización de las empresas eléctricas en cada una de esas actividades de forma tal que más de una actividad no pueda ser desarrollada por una misma empresa.

ELECTROPERU S.A. continuó a cargo de los principales sistemas interconectados regionales hasta 1993, cuando sus activos fueron divididos según pertenecieran a la actividad de generación, transmisión o distribución. En una primera etapa transfirió al sector privado, los activos de generación. Para ello, creó las empresas EGENOR, CAHUA, ETEVENSA y EEPSA a base de las centrales de generación de su propiedad y posteriormente, se privatizaron las Empresas de distribución. Asimismo, se transfirió a ETECEN las instalaciones de transmisión.

El año 1996 ELECTROPERU S.A. recibió el encargo de administrar el sistema de generación de Tumbes y al mismo tiempo desarrolló en sucesivas etapas el reforzamiento de la transmisión en la región costera del norte extendiendo el Sistema Interconectado en 220 kV hasta Zorritos mediante la construcción de las líneas Piura - Talara y Talara - Zorritos, instalando asimismo una nueva planta térmica en Tumbes y facilitando el desarrollo del sistema de subtransmisión para la distribución eléctrica en dicha zona. En el año 2002 las referidas líneas de transmisión, fueron transferidas al Ministerio de Energía y Minas para su entrega al sector privado en calidad de concesión.

El 01 de agosto de 2003, ELECTROPERU S.A. suscribió el Contrato de Suministro de Energía con la Empresa de Generación Termoeléctrica Ventanilla S.A. - ETEVENSA (posteriormente fusionada con EDEGEL S.A.A.),



cuya producción de energía es a base de gas natural de Camisea. En setiembre de 2004, se inició la operación comercial del referido suministro y culminó en setiembre de 2009.

Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, del 23 de julio de 2006, que modifica la LCE y establece como objetivos principales:

1. Asegurar la suficiencia de generación eléctrica eficiente para reducir la exposición del sistema eléctrico peruano tanto a la volatilidad de precios como al racionamiento prolongado por falta de energía y asegurar al consumidor final una tarifa competitiva;
2. Reducir la intervención administrativa en la determinación de precios de generación mediante soluciones de mercado; y
3. Propiciar la competencia efectiva en el mercado de generación. Dentro de los aspectos más importantes que se contempla en esta Ley se pueden mencionar los siguientes puntos:
  - Las empresas generadoras no podrán contratar con usuarios libres y distribuidores una potencia y energía firme mayor a la que produzcan o hayan contratado con terceros.
  - La venta de energía que efectúen los generadores a distribuidores que estén destinadas al servicio público de electricidad, se realizará mediante contratos sin licitación (el precio no podrá ser superior a precio en barra calculado según lo establecido por la LCE) o mediante contrato que resulte de licitaciones.
  - El precio de barra que fije OSINERGMIN no podrá ser mayor al 10% del promedio ponderado de los precios de las licitaciones vigentes al 31 de marzo de cada año.

Decreto de Urgencia N° 037-2008, del 20 de agosto 2008, se dictan medidas necesarias para asegurar el abastecimiento oportuno de energía eléctrica al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). En dicha norma se estableció que el Ministerio de Energía y Minas declarará las situaciones de restricción temporal de generación para asegurar el abastecimiento oportuno de energía eléctrica en el SEIN, y luego de calcular la magnitud de la capacidad adicional de generación necesaria para asegurar el abastecimiento oportuno del suministro de energía eléctrica en el SEIN, requerirá a las empresas del Sector en las que el Estado tenga participación mayoritaria, para que efectúen las contrataciones y adquisiciones de obras, bienes y servicios necesarios. Mediante Decreto de Urgencia N° 049-2011 del 20 de agosto 2011, se amplía la vigencia del D.U. 037-2008, hasta el 31 de diciembre de 2013.

A través de la Resolución Ministerial N°412-2008-MEM se encargó a ELECTROPERU S.A., adopta las acciones necesarias para operar la capacidad adicional de generación para el SEIN hasta 300 MW, con el fin de asegurar una reserva que contribuya a garantizar el abastecimiento de la demanda durante el período 2009-2010. Los costos en que incurra ELECTROPERU S.A. por este encargo son recuperados íntegramente según el procedimiento fijado por OSINERGMIN para tales efectos.

ELECTROPERU S.A. en cumplimiento del encargo procedió a contratar la provisión de generación adicional en Centrales Térmicas de Emergencia ubicadas en Trujillo, Mollendo y Piura, además de generación de la planta dual de EDEGEL S.A.A. Correspondiendo que OSINERGMIN reconozca los costos totales en que se incurrió.

Ante el reconocimiento parcial de los costos incurridos por ELECTROPERU S.A. hasta mayo de 2011 por parte de OSINERGMIN se han iniciado acciones contencioso administrativa contra dicha entidad que a la fecha se mantienen y que afectan la estabilidad de ELECTROPERU S.A.

Decreto Urgencia N°109-2009, establece disposiciones para facilitar la exportación temporal de electricidad y reducir los cargos a los usuarios del servicio público de electricidad, ELECTROPERU S.A. fue autorizado para suministrar energía eléctrica a Ecuador. Todos los costos asociados serían pagados por Ecuador. El resultado neto de esta operación permitió compensar parte de los costos derivados del DU N° 037-2008.



Con Oficio N°26/2010/SACD/PROINVERSION del 18 de Noviembre 2010, PROINVERSION comunica a ELECTROPERU S.A. los acuerdos tomados en sesión del Consejo Directivo, en la cual incorpora al proceso de promoción de inversión privada el proyecto denominado “Nodo Energético del Sur”, y a su vez se instruye a ELECTROPERU S.A. a suscribir contratos y convenios para el desarrollo de este proyecto, incluyendo contratos de suministro de gas con los productores de los Lotes 57 y 58, e incorpora a ELECTROPERU dentro de los alcances del segundo párrafo de la primera disposición complementaria transitoria y final del Decreto Supremo N° 070-92-PCM, a efectos de que construya una Central Térmica en Quillabamba y participe en el proyecto Nodo Energético del Sur.

En cumplimiento de dicho encargo, ELECTROPERU S.A., ejecutó las siguientes acciones:

- Suscribió contrato con BA Energy Solutions S.A para el Estudio Preliminar Viabilidad Técnica Económica que se inició el 03 de enero de 2012 y concluyó el 02 de abril de ese año.
- El 20 de junio de 2012 se otorgó la buena pro al consorcio BA Energy Solutions para elaborar el Estudio de Perfil, el cual se concluyó.
- Publicación del Pliego de Condiciones para el Proceso Mayor N° PMA-0001-2013-ELECTROPERU de marzo 2013, ELECTROPERU S.A. convoca para el “Estudio de factibilidad y definitivo del proyecto instalación central térmica Quillabamba y sistema de transmisión asociado Santa Ana, La Convención, Cusco”, actualmente en proceso.

Mediante Oficio N° 043/2011/JP-ELEC-DAT/PROINVERSIÓN de fecha 3 de marzo de 2011, PROINVERSIÓN instruye a ELECTROPERU S.A. para que actúe como comercializador en el proyecto “Energía de Centrales Hidroeléctricas”, a fin de que suscriba con los generadores adjudicatarios de la Licitación Pública Internacional “Energía de Centrales Hidroeléctricas”.

Dando cumplimiento a la citada instrucción, ELECTROPERU S.A. suscribe los siguientes contratos:

- Con fecha 12 de mayo de 2011, el Contrato para el Suministro de Energía Eléctrica con la Empresa de Generación Huallaga S.A. por el suministro de electricidad de hasta 284 MW producida por su Central Hidroeléctrica Chaglla, que se iniciará el 1 de octubre de 2016, por un plazo de 15 años.
- Con fecha 23 de mayo de 2011, el Contrato para el Suministro de Energía Eléctrica con la Empresa de Generación Hidroeléctrica del Cuzco S.A. por el suministro de electricidad de hasta 60 MW producida por su Central Hidroeléctrica Pucará, que se iniciará el 1 de enero de 2016, por un plazo de 15 años.
- Con fecha 1 de julio de 2011, el Contrato para el Suministro de Energía Eléctrica con la empresa Cerro del Águila S.A. por el suministro de electricidad de hasta 200 MW producida por su Central Hidroeléctrica Cerro del Águila, que se iniciará el 1 de enero de 2016, por un plazo de 15 años.

Asimismo, de acuerdo a las instrucciones de PROINVERSIÓN, ELECTROPERU S.A. debería transferir la potencia y energía asociada de dichos contratos a las empresas distribuidoras designadas por FONAFE y a clientes libres, obteniendo un margen comercial no mayor de 1%;

Ley N° 29970 del 22 de diciembre de 2012, que busca afianzar la seguridad energética y promover el desarrollo de un polo petroquímico en el Sur. Declara de interés nacional la implementación de medidas para el afianzamiento de la seguridad energética del país, mediante la diversificación de fuentes energéticas, la reducción de la dependencia externa y la confiabilidad de la cadena de suministro de energía.

A fin de incentivar la confiabilidad en la producción y transporte de energía considera los siguientes principios:

- La desconcentración geográfica de la producción de energía.
- La mayor capacidad de producción respecto de la demanda (margen de reserva).
- La explotación mediante varias unidades de producción y/o el uso de combustibles alternativos en las unidades de producción.
- La adopción de diversos modos de transporte.



- La redundancia en el modo de transporte.
- La interconexión de los diversos modos de transporte.
- La inclusión de mayores almacenamientos de energía; y
- La promoción del uso eficiente y/o sostenible de las energías renovables.

La norma contempla un rol prioritario a ser jugado por las empresas estatales **ELECTROPERU S.A.** y **PETROPERU S.A.** y establece que **“ELECTROPERU S.A.**, participa en el desarrollo de los proyectos señalados en el art. 4 de la cita Ley, en particular en el Proyecto Complejo Energético del Sur (Nodo), mediante la procura del gas, así como la contratación de capacidad de transporte desde Anta hasta la costa Sur del país que esté en capacidad de suministrar gas natural al complejo energético y al polo petroquímico en la costa sur del país, desde dicho gaseoducto se construyen los ductos y/o proyectos de infraestructura y logística para el suministro de gas natural hacia las regiones de Apurímac, Puno, Arequipa, Cuzco, Moquegua y Tacna”.

Resolución Suprema N° 010-2013-EF, constituye el Comité de PROINVERSIÓN en Proyectos de Seguridad Energética - PRO SEGURIDAD ENERGÉTICA y se designa a sus miembros. Estará a cargo de los procesos de promoción a la inversión privada que se efectúen al amparo de la Ley N° 29970, Ley que afianza la seguridad energética y promueve el desarrollo de polo petroquímico en el sur del país.

Oficio N° 172-2012-MEM/ DM, el Ministerio de Energía y Minas, solicita a PROINVERSIÓN la incorporación del proyecto “Nodo Energético en el Sur del Perú” al proceso de promoción de la inversión privada, bajo los mecanismos y procedimientos establecidos en el Decreto Legislativo N° 674 y sus normas reglamentarias, modificatorias y conexas.

Acuerdo de PROINVERSIÓN en sesión N° 502-1-2012-DPI del 28 de diciembre 2012, el Consejo Directivo de PROINVERSIÓN acuerda instruir a ELECTROPERU S.A. a suscribir los contratos y convenios que sean necesarios para el desarrollo del proyecto “Nodo Energético en el Sur del Perú, incluyendo un contrato de Suministro de Gas hasta por 400 MMPCD con los productores de los lotes 57, 58 y 88 y un contrato de Transporte de Gas Natural de hasta 400 MMPCD hasta el Sur del país.

Asimismo, incorporar a ELECTROPERU S.A. dentro de los alcances del segundo párrafo de la Primera disposición complementaria transitoria y final del Decreto Legislativo N° 674, así como lo establecido en el artículo 32 del Decreto Supremo N° 070-92-PCM, a efecto de que construya una Planta Térmica en Quillabamba y participe en el proyecto “Nodo Energético en el Sur del Perú”, de acuerdo a lo dispuesto en la Ley N° 29970 – Ley que afianza la seguridad energética y promueve el desarrollo del polo petroquímico en el sur del país.

Resolución Suprema N° 004-2013-EF del 10 de enero de 2013, que ratifica el acuerdo de Consejo Directivo de PROINVERSIÓN de fecha 28 de diciembre de 2012, incorpora el proyecto **“Nodo Energético en el Sur del Perú”** al proceso de promoción de la inversión privada, bajo los mecanismos y procedimientos establecidos en el Decreto Legislativo N° 674 y sus normas reglamentarias, modificatorias y conexas.

Resolución Suprema N° 016-2013-EF del 26 de febrero de 2013, ratifica el Acuerdo adoptado por el Consejo Directivo de PROINVERSIÓN, en su sesión de fecha 07 de febrero de 2013, conforme al cual aprueba el Plan de Promoción de la Inversión Privada del proyecto 'Mejoras a la Seguridad Energética del País y Desarrollo del Gasoducto Sur Peruano'.



## Anexo N°2 De los Factores Políticos-Legales

Si bien el actual Gobierno planteó para la segunda vuelta electoral del año 2010 los denominados “Lineamientos Centrales de Política Económica y Social para un Gobierno de Concertación Nacional” (documento conocido como la “Hoja de Ruta”), éste no especifica cambios respecto a las políticas propuestas sobre la actividad empresarial del Estado que fueron señaladas en el Plan de Gobierno denominado “La Gran Transformación”. Por lo tanto, lo señalado en dicho Plan puede brindar luces respecto al enfoque del Gobierno actual sobre dicha actividad.

Así el Capítulo 4: “Los ejes estratégicos del nuevo modelo de desarrollo” del Plan de Gobierno señala lo siguiente:

“Para el desarrollo nacional, es necesario que así como se definen las actividades estratégicas, se asuma el fortalecimiento y modernización competitiva de las empresas estatales que tienen carácter estratégico nacional, en el marco de una economía nacional de mercado.

Se potenciarán y modernizarán las empresas estratégicas del Estado, desde una perspectiva de soberanía en la economía pluralista nacional de mercado, para que cumplan las funciones públicas que les correspondan y al mismo tiempo, tengan el carácter de toda empresa competitiva en el mercado. Para lo cual:

- Administrarán la titularidad de los bienes de dominio público afectos a su actividad estratégica.
- Reinvertirán sus utilidades, para el desarrollo de sus actividades, en el marco del plan nacional de desarrollo y las políticas sectoriales, con decisión autónoma de sus juntas de accionistas y directorios.
- Ofertarán en la Bolsa de Valores acciones como una opción de financiamiento no obligado, y sin vender acciones con capacidad decisoria en el Directorio.
- Podrán formar consorcios, como filiales o subsidiarias, con participación de otros socios privados y públicos, locales, regionales e internacionales.
- Los directorios de las empresas estatales deberán estar integrados por profesionales con alta calificación técnica y solvencia moral.”

La política arriba descrita muestra un enfoque claramente distinto al de los Gobiernos anteriores con respecto a la actividad empresarial del Estado, que busca replicar en el mediano y largo plazo el éxito logrado por empresas estatales en otros lugares del mundo, y también de Latinoamérica.

El éxito buscado para las políticas y objetivos descritos, podría verse afectado por los factores que a la fecha limitan la competitividad empresarial, así tenemos:

- a) ELECTROPERU S.A. ha ejecutado acciones, por encargo del Poder Ejecutivo, para cubrir riesgos en proyectos importantes, exponiendo sus fundamentos económicos. Así, podemos citar algunos **encargos** para la compra y comercialización de energía, como son:
- Contratar generación adicional en Centrales Térmicas de Emergencia ubicadas en Trujillo, Mollendo y Piura, además de generación de la planta dual de EDEGEL S.A.A, correspondiendo que el OSINERGMIN reconozca los costos totales en que se incurrió para dar cumplimiento al encargo del Ministerio de Energía y Minas.
  - Pese a cumplir con dicho encargo a la fecha, nos hemos visto obligado a iniciar acciones contencioso administrativa contra OSINERGMIN para el reconocimiento del total de los costos incurridos y que afectan la estabilidad económica y la sostenibilidad empresarial.
  - Asimismo, se ha encargado a la empresa la participación en la Licitación Pública Internacional “Energía de Centrales Hidroeléctricas” convocada el año 2011 por PROINVERSION. mediante la suscripción de contratos de compra de energía eléctrica y comercialización de la misma en el mercado eléctrico con cinco empresas.



- b) Dichos encargos podrían eventualmente vulnerar el equilibrio financiero de la Empresa, toda vez que la viabilidad económica y comercial de los mismos no cuentan con evaluaciones técnicas ni financieras previas a su asignación.
- c) Pese al crecimiento sostenido de la demanda y la demostrada capacidad de respuesta a las crisis energéticas presentadas por parte de ELECTROPERÚ S.A., la normatividad vigente no ha permitido su intervención en proyectos de inversión de nuevas centrales generadoras, disminuyendo su participación en el mercado de electricidad y en el SEIN, siendo a la fecha del orden del 17% de la producción de energía del SEIN, con el consiguiente impacto en su consolidación y desarrollo empresarial.
- d) La nueva Ley N° 29970, que busca afianzar la seguridad energética y promover el desarrollo de un polo petroquímico en el Sur, declara de interés nacional la implementación de medidas para el afianzamiento de la seguridad energética del país, contempla un rol prioritario a las empresas estatales ELECTROPERU S.A. y PETROPERU S.A. habilitando su participación en proyectos claves mencionados en el dispositivo, además permite a la empresa - con el acuerdo del MINEM - llevar adelante proyectos propios que aseguren su sostenibilidad.
- e) ELECTROPERÚ S.A., participa en el desarrollo de los proyectos señalados en el art. 4 de la citada Ley, en particular en el Proyecto Complejo Energético del Sur (Nodo), mediante la procura del gas, así como la contratación de capacidad de transporte desde Anta hasta la costa sur del país que esté en capacidad de suministrar gas natural al complejo energético y al polo petroquímico en la costa sur del país, desde dicho gaseoducto se construyen los ductos y/o proyectos de infraestructura y logística para el suministro de gas natural hacia las regiones de Apurímac, Puno, Arequipa, Cuzco, Moquegua. y Tacna.
- f) Por otro lado, la empresa ha sido autorizado a ejecutar el Proyecto de la Central Térmica de Quillabamba y bajo los alcances del Decreto Legislativo No. 674, se autoriza a ELECTROPERU S.A. a actuar al amparo del régimen privado en la ejecución de dicho proyecto, con lo cual, los plazos resultan ser más flexibles y es posible un desarrollo óptimo en el tiempo para la construcción de dicha Central.



### Anexo N°3 Análisis del Sub Sector Eléctrico

En el negocio eléctrico, las empresas generadoras, las distribuidoras y los clientes finales son los agentes que participan activamente en el mercado eléctrico.

Actualmente, participan 58 empresas eléctricas representativas, tanto estatales como privadas<sup>9</sup>, de las cuales:

- ✓ 27 son de generación,
- ✓ 7 de transmisión
- ✓ 24 de distribución e
- ✓ Industrias autogeneradoras.

Con una capacidad instalada total de 6 985 MW entre empresas públicas y privadas.

De acuerdo a las alternativas para elegir o negociar el precio de electricidad, el mercado eléctrico se puede clasificar en:

- Mercado de corto plazo

Donde —por la regulación del COES, dispuesta por ley— se acepta que los precios de energía eléctrica sean equivalentes a los costos marginales de corto plazo del SEIN, los cuales varían cada 15 minutos como resultado de la operación de despacho económico del SEIN, y el precio de potencia sea el respectivo precio regulado por OSINERGMIN.

- Mercado libre

Donde por acuerdo de las partes, los precios y condiciones de suministro se negocian libremente, destinados para los clientes libres y grandes clientes libres.

- Mercado regulado

Denominado así al segmento del mercado correspondiente al suministro de electricidad a empresas distribuidoras, donde —de acuerdo a ley— cuando se trata de contratos bilaterales las partes aceptan los precios de potencia y de energía determinados por el regulador OSINERGMIN, así como las condiciones de suministro establecidas en la norma respectiva y cuando se trata de contratos adjudicados mediante licitaciones convocadas por las empresas distribuidoras, las partes aceptan el precio de potencia determinado por OSINERGMIN y los precios de energía libremente ofertado por el generador y adjudicado en la licitación correspondiente

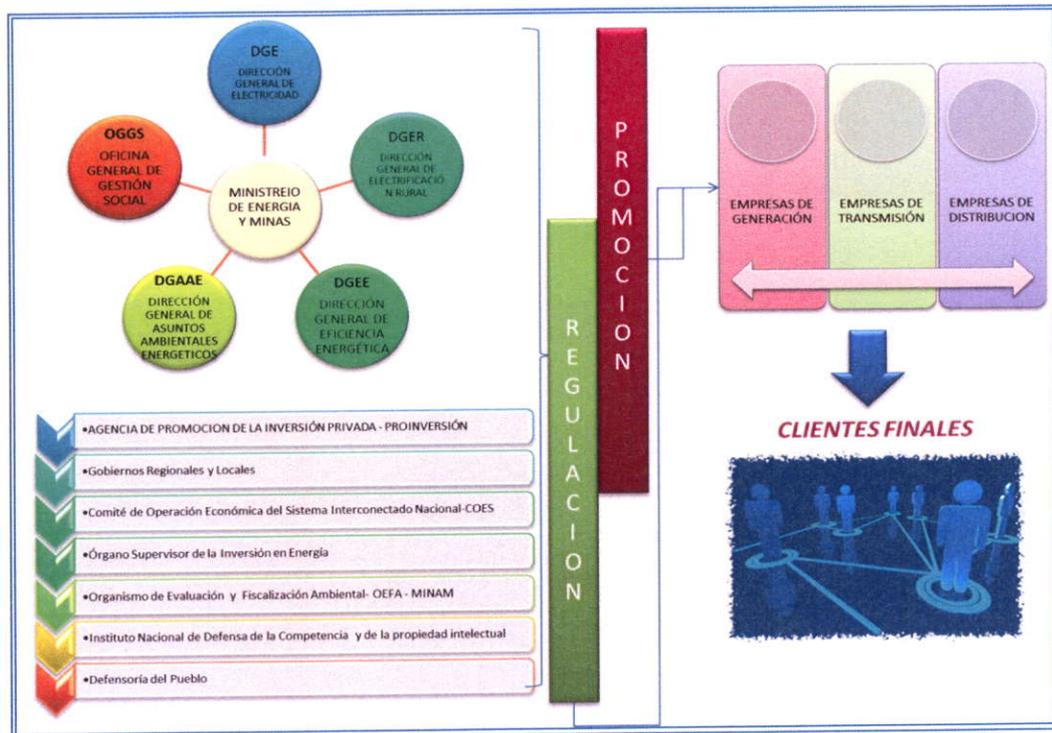
#### Organización del subsector eléctrico

A nivel nacional, los agentes que participan en el subsector eléctrico interactúan según la normatividad vigente, con el irrestricto respeto de los derechos de las empresas que desarrollan actividades eléctricas y la protección al consumidor. En el siguiente gráfico se presentan a los agentes promotores, reguladores y los agentes directos (empresas y clientes).



<sup>9</sup> Fuente: Sub sector Eléctrico. Documento Promotor 2012; elaborado por la DGE – MEM año 2012

Gráfico N°15  
Actores del Subsector Eléctrico



### Infraestructura eléctrica de generación

La infraestructura del sector eléctrico peruano está cubierto ampliamente por el SEIN, sin embargo existe también pequeños sistemas aislados (SSAA) sobre todo en las zonas rurales del país.

Estas instalaciones eléctricas son operadas principalmente por empresas eléctricas para fines de comercialización en el mercado eléctrico dentro de las tres actividades desintegradas por ley: generación, transmisión y distribución.

Cabe mencionar, que otras empresas de diferentes actividades económicas operan instalaciones de menor representatividad para fines de uso propio de sus actividades industriales y son denominados autoprodutores.

El parque de generación del SEIN, está compuesto por 45 centrales eléctricas mayores de 18 MW, tanto privadas como estatales, las cuales suman una capacidad instalada total de 6 963 MW.

Este grupo está compuesto por:

- 23 centrales hidroeléctricas que suman 3 152 MW y
- 28 centrales termoeléctricas que suman 3 811 MW.

ELECTROPERÚ S.A, es una de las principales empresas generadoras del Estado, y contribuye con el suministro del 17% de la energía requerida por el mercado nacional.



La composición del parque generador es importante, al menos por dos razones:

- La primera es la seguridad de abastecimiento de energía eléctrica a nivel nacional.
- La segunda es la eficiencia económica relacionada a la combinación de tecnologías que minimicen el costo total del sistema interconectado nacional.

### **Oferta y demanda del mercado eléctrico: Situación actual**

El análisis del mercado eléctrico parte de las siguientes premisas:

- La principal variable independiente es el crecimiento de la demanda.
- La respuesta de la oferta, obedece al crecimiento de la demanda, según como se espera que reaccione el mercado. La oferta se proyecta en base al crecimiento de la demanda y a la disponibilidad de recursos. Dada una proyección de la demanda y conocidas las plantas candidatas a instalarse, se determina el plan de equipamiento que represente el menor costo de inversión, operación y falla.
- La proyección de la oferta permite vislumbrar también las potenciales ubicaciones de la futura generación lo que, a su vez, determina las necesidades de reforzamiento del sistema de transmisión, para evitar congestiones en las redes.
- Los balances de oferta y demanda se realizan tanto para la potencia como para la producción de energía eléctrica del sistema.
- Finalmente se considera el Margen de Reserva Operativo- (MRO) que es una de las garantías de seguridad de la operación de un sistema eléctrico interconectado y es resultante de las diferencias entre la generación efectiva disponible para operación y la demanda del sistema, esperando que sea suficiente para cubrir la operación normal ante contingencias o condiciones operativas adversas.

### **De la demanda de energía eléctrica actual**

- En los últimos diez años (2001-2011), la economía peruana creció 6,4% promedio anual, lo que ha ocasionado que la demanda de energía eléctrica se duplique en este período.

La demanda máxima de electricidad en el 2011 fue 4,961 MW y la generación total de energía eléctrica de 36,242GWh.

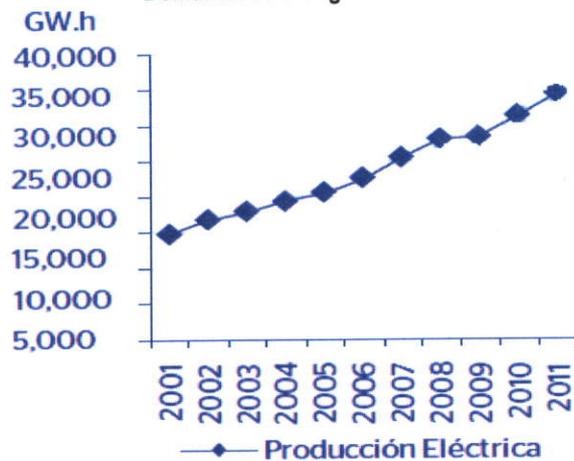
El crecimiento promedio del consumo de electricidad en los últimos cinco años ha sido 7.7% anual. A este mismo ritmo de crecimiento, en los próximos cinco años necesitaremos incorporar unos 3 900 MW nuevos, incluyendo pérdidas y una reserva adecuada de un 20%.

Los indicadores de demanda de energía eléctrica (consumo y demanda máxima del SEIN) reflejan un marcado proceso de expansión a lo largo de los últimos años. Desde 1993, el consumo de energía eléctrica ha crecido sostenidamente sin interrupciones. Las crisis externas ocurridas en 1998, 2001 y 2009, no detuvieron el crecimiento iniciado en la década anterior. El crecimiento promedio de los últimos 10 años (2001-2011) ha sido comparativamente más dinámico que el registrado en la década previa (1991-2000).

El crecimiento del consumo obedeció a cuatro factores: i) un aumento de la oferta de energía (mayor capacidad instalada), ii) crecimiento económico del país (consumo industrial y comercial), iii) incremento de la población (residencial) y iv) una mayor oferta de productos electrónicos (masificación de la computadora, mayor stock de artefactos electrodomésticos).



Gráfico N°16  
Demanda de energía eléctrica



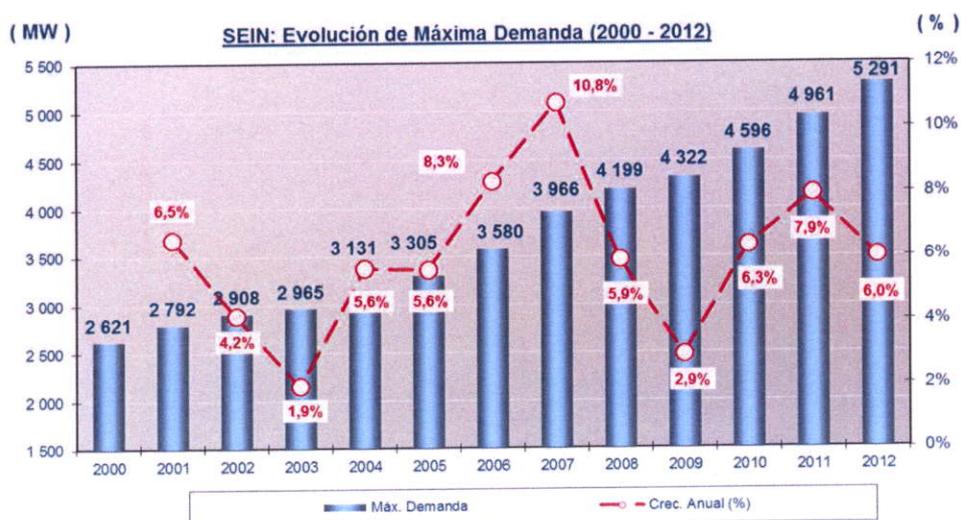
Fuente: Observatorio Económico Perú – BBVA Research

El crecimiento medio anual de la demanda de energía eléctrica se muestra en el siguiente cuadro.

Cuadro N°16  
Crecimiento medio anual en la demanda de energía eléctrica

Períodos	Crecimiento medio anual
2001-2005	4,7%
2006-2010	6,8%
2011	7,9%

Gráfico N° 17



De igual forma, en el periodo analizado, el número de clientes finales creció en 6% en promedio, y las ventas a estos clientes finales tuvieron un crecimiento medio anual de 8%. El 44% de las mencionadas ventas se distribuyeron al mercado libre, y el 56% al mercado regulado, con tasas de crecimiento medio anual de 8% en ambos mercados para los últimos once años.

Este crecimiento de la demanda superior a lo esperado, es una de las causas por las que se viene presentando los actuales problemas de suministro, pues la capacidad de la oferta efectiva no ha crecido al mismo ritmo o lo suficiente para mantener un balance positivo.

Asimismo, esto ha conllevado a implementar medidas de corto plazo y que muchas de las medidas y soluciones que se han implementado en los últimos años pongan en riesgo la eficiencia y la seguridad del suministro de energía eléctrica.

En efecto, en el año 2011 la reserva de capacidad de generación fue de 5% en la región centro y sur y, de 1% en la región norte del país; por lo que se decidió tomar las siguientes medidas de emergencia:

- Alquiler de plantas diesel de emergencia, la instalación de 80 MW de diesel adicionales para el 2012-2013.
- La importación temporal de electricidad desde Ecuador que se inició en junio 2011 después del racionamiento eléctrico y apagones en el norte debido también a la congestión de las líneas de transmisión del centro hacia el norte y hacia el sur desde el 2007, situación que tuvo impacto para el incremento del precio de la electricidad.

Debido a la situación crítica del SEIN en el 2012, se declaró en situación excepcional por 40 días<sup>10</sup>, es decir, febrero-marzo y a la vez una autorización para no respetar los márgenes técnicos de seguridad operativa en el SEIN.

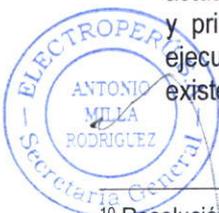
La seguridad de suministro implica tener un nivel adecuado de oferta para abastecer la demanda. Así no sólo dependerá de cómo va a crecer la demanda, sino también de la expansión de la oferta y de su composición que debería apuntar a minimizar el costo total del sistema.

**Cuadro N°17**  
**Proyección de la demanda según el SEIN (Mayo 2013)**

	ENERGÍA		POTENCIA	
	GWH	%	MW	%
2013	41330	8.8%	5909	10.7%
2014	45810	10.8%	6544	10.8%
2015	53202	16.1%	7380	12.8%
2016	59690	12.2%	8156	10.5%
2017	63742	6.8%	8652	6.1%
2018	68421	7.3%	9245	6.8%
<b>PROMEDIO 2013 - 2018</b>	<b>10.6%</b>		<b>9.4%</b>	

### Inversiones en el sector eléctrico

Las inversiones crecieron a una tasa promedio anual de 29% con la finalidad de atender la demanda actual y futura del corto y mediano plazo. En el período 2004-2011, se han ejecutado inversiones públicas y privadas en infraestructura eléctrica a una tasa promedio de 29% anual, las cuales continuarán ejecutándose, de acuerdo a la situación particular de cada proyecto y los compromisos de inversión existentes.



<sup>10</sup> Resolución Ministerial N° 068-2012-MEM/DM, Lima, 10 de febrero 2012.

Sin embargo, el reto consiste en asegurar la ejecución de mayores inversiones para atender la demanda eléctrica proyectada en el mediano y largo plazo.

**Gráfico N°18**  
**Inversiones privadas y estatales en el sector eléctrico 2004-2011**



#### Riesgos asociados a la inversión:

Según ESAN (2008), se tiene como riesgos asociados a la inversión en centrales de generación hidroeléctrica a los siguientes:

##### a. Riesgos de demanda:

- El comportamiento de la hidrología es importante no sólo en la decisión de la construcción de la central hidroeléctrica sino también en la decisión del tamaño de la misma.
- Volatilidad y estructuración de las tarifas.
- Contratos de suscripción de abastecimiento de largo plazo que calce con el financiamiento del proyecto.

##### b. Riesgos pre-constructivos:

- Incremento indebido de costos como consecuencia de exigencias municipales no amparadas por el marco legal.
- Incertidumbre que genera la Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental, con respecto a la evaluación de impacto ambiental del proyecto que es realizada por autoridades que no cuentan con el expertise requerido.
- Obtención de Licencia de Agua, pues genera retrasos para el inicio de la ejecución del proyecto.
- Las normas que garantizan el adecuado uso de los recursos naturales y la protección de zonas de características especiales impiden o dificultan la construcción de reservorios de agua que permitan a las centrales hidroeléctricas regular embalses y tener mayor disponibilidad de agua en los periodos en que la producción e inyección de energía en el SEIN es más rentable.

##### c. Riesgos constructivos:

- Riesgo geológico. El incremento imprevisto de los costos de inversión a consecuencia del mal diseño de la planta, represamiento, la derivación y el túnel.

Riesgos legales y regulatorios:

- ✓ Promoción de gas natural. Promoción a térmicas de ciclo combinado.
- ✓ Intensidad de la inversión estatal en el sector.



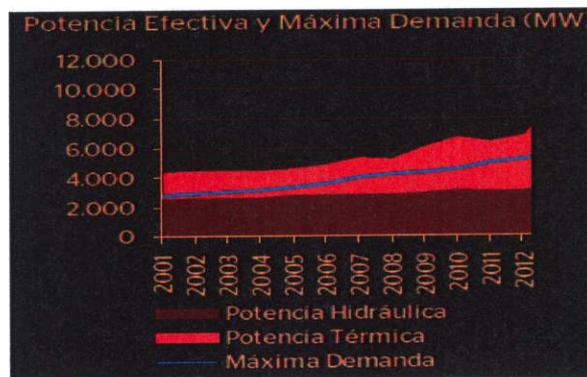
- ✓ La variación del marco legal puede traer como consecuencia la modificación de las reglas y estándares establecidos en el momento de celebración del contrato.
- ✓ Régimen muy flexible para las concesiones otorgadas. Captura de concesiones para fines especulativos.
- ✓ Pago por la Garantía de Red Principal de manera fija sumada al Peaje de Conexión al Sistema Principal de Conexión.

#### De la oferta actual

- **El crecimiento de la infraestructura eléctrica**

La infraestructura de generación eléctrica no creció al mismo ritmo y la potencia efectiva se incrementó solo 43% durante estos años. Esto ha ocasionado que se reduzcan los márgenes de reserva del sistema y que se utilicen las unidades de generación existentes con mayor intensidad, aumentando el riesgo de falla de las mismas.

Gráfico N° 19



#### Margen de reserva

Como se sabe, una de las garantías de seguridad de la operación de un sistema eléctrico interconectado es que en todo momento cuente con un margen de reserva de generación, resultante de la generación efectiva disponible para operación y de la demanda del sistema, tal que sea suficiente para cubrir la operación normal ante contingencias o condiciones operativas adversas.

Ante eventos ocurridos durante el transcurso del año 2012, tales como la salida del complejo del Mantaro debido a la purga de la presa de Tablachaca; así como la salida de un grupo de centrales hidroeléctricas por la alta concentración de sólidos en las turbinas, implicaron restricción del suministro eléctrico en el Sistema.

Con 16 unidades de generación por encima de los 150 MW y con un indicador de falla (factor de indisponibilidad fortuita o FIF) que el ente regulador (OSINERGMIN) calcula en alrededor de 3% (11 días al año), cada día existe un 50% de probabilidad de que se produzca una falla en una de estas centrales.

La situación sería más crítica si se produce una falla inesperada en el Centro de Producción Mantaro, la más grande del país, que cuenta con 886 MW de potencia efectiva. Su salida por mantenimiento en el año 2013 generó una restricción en el SEIN de 150 MW.

Sin embargo, se espera superar esta situación, conforme al plan de expansión de la generación para el período 2012-2015 donde se considera proyectos que se encuentran actualmente en ejecución; así como los proyectos que cuentan con contratos con el Estado resultado de las licitaciones para



promoción de la inversión, tales como los proyectos ganadores de las subastas de suministro eléctrico con Recursos Energéticos Renovables (RER), y algunos proyectos menores con alta probabilidad de ejecución y que permitirían elevar los niveles de la reserva técnica a los límites establecidos.

- Ubicación de los Clúster de generación incrementan necesidades de Transmisión.  
Debido a que más del 80% de la nueva capacidad de generación ha sido instalada en el centro del país (asociado a la disponibilidad de gas natural cerca de Lima desde el 2004), las necesidades de transmisión también han aumentado, lo que ha congestionado las líneas que trasladan la energía al norte y sur. Debido a ello, en febrero de 2013, el Ministerio de Energía y Minas declaró que el sistema eléctrico se encuentra en "situación excepcional", lo que permite elevar la tensión de las líneas existentes por encima de los niveles de tolerancia normales, incrementando el volumen de pérdidas y reduciendo la calidad de la energía entregada por el sistema.
- Los déficits de generación y transmisión tendrán un mínimo impacto en los precios de electricidad para el usuario final.

Actualmente, en el mercado de corto plazo se encuentra vigente un sistema de precios de energía que se deriva del cálculo de los "costos idealizados". De acuerdo con este cálculo, los precios de generación se computan como si no hubiese déficit de gas natural o de transmisión y el mayor costo variable de operación con centrales de mayores costos (o de importar energía de Ecuador) es cobrado a los usuarios través de un cargo temporal incluido en el peaje de conexión del Sistema Principal de Generación. Este procedimiento corresponde a una suerte de discriminación de precios hacia los generadores térmicos, de tal manera que a cada cual se le paga de acuerdo a su costo variable. El efecto de los "costos idealizados" sobre las tarifas finales es que, en la medida que el eventual déficit de electricidad este año y el próximo puede ser atribuido a la falta de gas natural (actualmente el ducto que transporta gas natural está cerca del límite de su capacidad y parte de la potencia térmica que ingresa el 2013 no podría ser utilizada) y a la congestión de las líneas de transmisión, los precios solo tendrían alzas moderadas de carácter temporal.



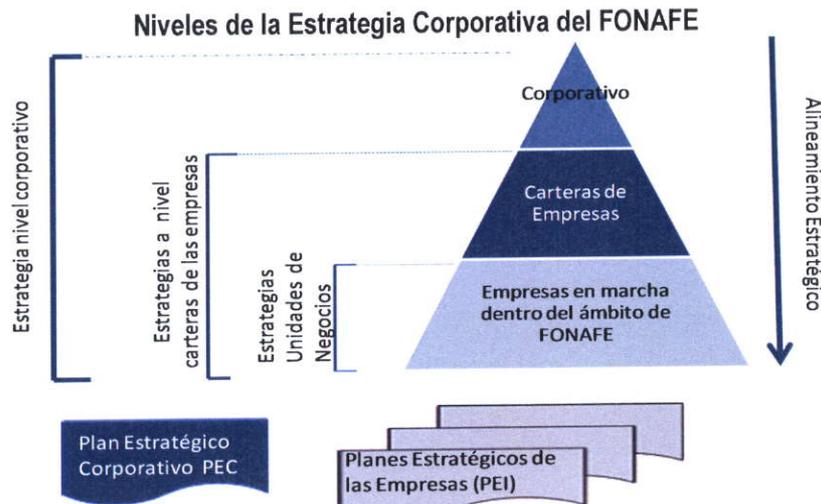
**Anexo N°4**  
**Marco Metodológico del Planeamiento Estratégico (PE)**

Se toma como base el Planeamiento Estratégico Corporativo (PEC) 2013-2017 de FONAFE y su Planeamiento Estratégico de la Cartera de Generación Eléctrica 2013-2017. La elaboración del PEC de FONAFE para el periodo 2013-2017 incluye el desarrollo de la estrategia corporativa en dos niveles:

**El nivel corporativo:** engloba la estrategia de toda la corporación, incorporando dentro del análisis tanto al centro corporativo como a las empresas comprendidas dentro del ámbito del FONAFE.

**El nivel de carteras de empresas:** considera el despliegue en cascada de la estrategia corporativa al nivel de las carteras del FONAFE, incluyendo dentro de este nivel tanto a las empresas que conforman cada cartera como a las áreas del centro corporativo con las que interactúan para la implementación de la gestión corporativa por redes de negocios. Las carteras de empresas constituyen las unidades estratégicas.

En el diagrama se establecen los niveles de la estrategia corporativa e indica el alcance del PEC. Para la implementación de la estrategia corporativa, se deberá asegurar el alineamiento de los Planes Estratégicos (PE) de cada una de las empresas con el PEC del FONAFE, ELECTROPERU S.A. es una Unidad de Negocio.



**Alineamiento de ELECTROPERU S.A. con la Cartera de Generación Eléctrica, Corporación FONAFE, mandatos nacionales y sectoriales**



**Anexo N° 5**  
**Relación de Objetivos de ELECTROPERU S.A. con los Objetivos Estratégicos del FONAFE y del Sector**

Objetivos estratégicos de la empresa	Objetivos Estratégicos de FONAFE			
	Impulsar el crecimiento de las empresas para contribuir al desarrollo del país	Impulsar la creación de valor social	Incrementar la eficiencia a través de la excelencia operacional	Fortalecer el talento humano, la organización y el uso de las TIC en la corporación
Incrementar el valor económico de la Empresa.	X			
Impulsar el crecimiento de la empresa para garantizar el afianzamiento de la seguridad energética y contribuir al desarrollo del país.	X			
Incrementar el valor social de la Empresa.		X		
Incrementar la eficiencia a través de la excelencia operacional.			X	
Desarrollar el capital intelectual y la gestión del conocimiento de la Empresa.				X

Objetivos estratégicos de la empresa	Objetivos Estratégicos del Sector Energía y Minas		
	Promover el desarrollo sostenible y competitivo del sector energético, priorizando la inversión privada y la diversificación de la matriz energética; fin de asegurar el abastecimiento de los requerimientos de energía en forma eficiente y eficaz para posibilitar el desarrollo de las actividades productivas y la mejora de las condiciones de vida de la población con inclusión social	Promover la preservación y conservación del medio ambiente por parte de las empresas del sector Energía y Minas, en el desarrollo de las diferentes actividades sectoriales fomentando la inclusión social y las relaciones armoniosas entre las empresas del sector minero energético y la sociedad civil	Contar con una organización transparente, eficiente eficaz y descentralizada que permita el cumplimiento de su misión a través de procesos sistematizados e informatizados, con personal motivado y altamente calificado y con una cultura de planeamiento y orientación a un servicio de calidad del usuario
Incrementar el valor económico de la Empresa	X		
Impulsar el crecimiento de la empresa para garantizar el afianzamiento de la seguridad energética y contribuir al desarrollo del país	X		
Incrementar el valor social de la Empresa		X	
Incrementar la eficiencia a través de la excelencia operacional			X
Desarrollar el capital intelectual y la gestión del conocimiento de la Empresa			X

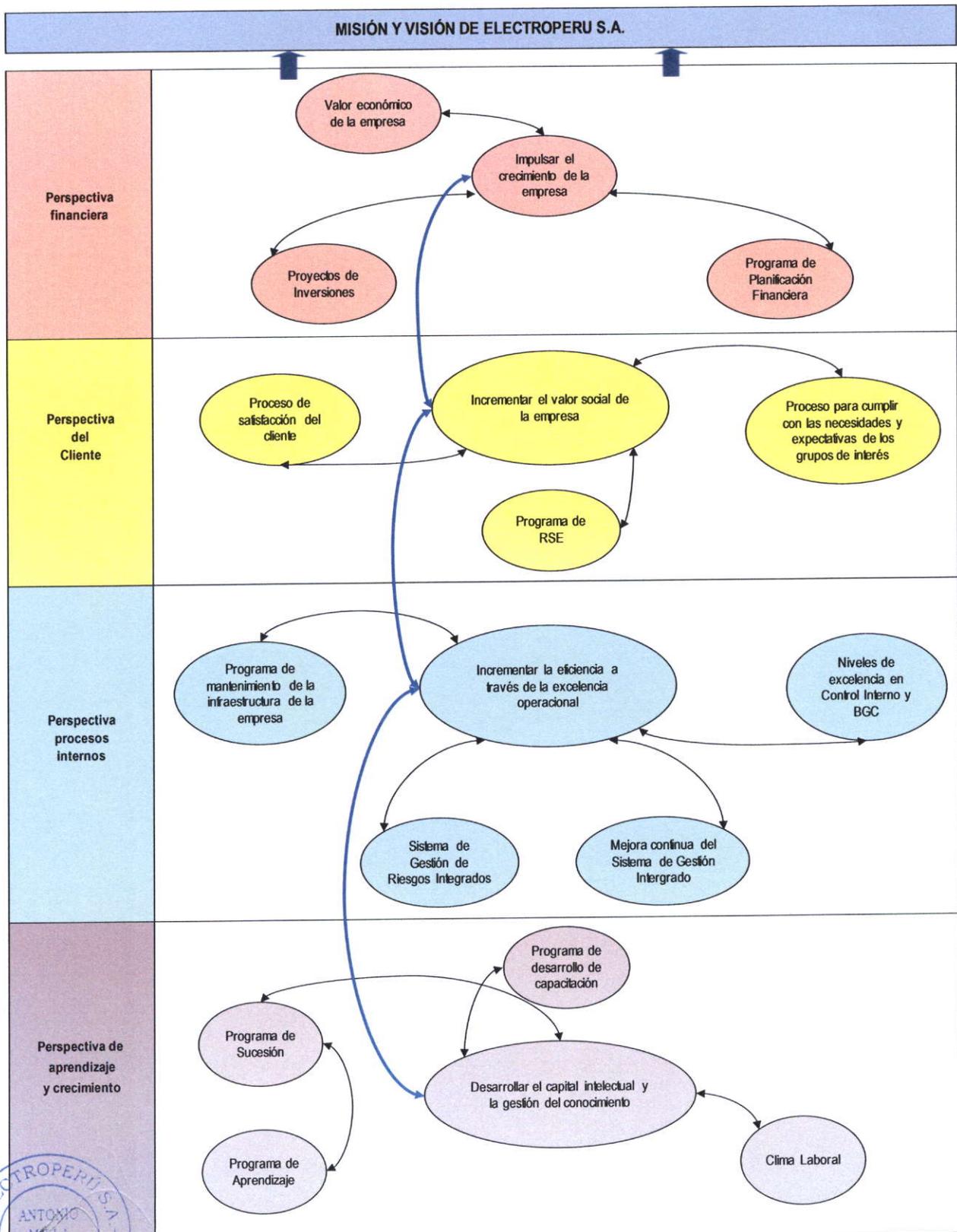


**Anexo N° 6**  
**Matriz FODA de ELECTROPERU S.A.**

		Oportunidades	Amenazas
		<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Crecimiento de la demanda de energía eléctrica principalmente por el crecimiento económico interno.</li> <li>2. Entorno favorable para captar socios estratégicos mediante asociaciones público privadas.</li> <li>3. Disponibilidad de recursos naturales (hidráulicos, gas natural, geotérmicos, solares y eólicos) para el desarrollo de proyectos de generación eléctrica.</li> <li>4. Marco normativo y regulador permite acceder a clientes en los mercados regulados, libres y corto plazo, lo que posibilita tener carteras diversificadas de clientes.</li> <li>5. Mercados de capitales disponibles para empresas bien manejadas.</li> <li>6. Ley que afianza la seguridad energética del país mediante la diversificación de fuentes energéticas.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. El marco normativo limita el crecimiento, eficiencia en el uso de recursos.</li> <li>2. Efectos del cambio climático.</li> <li>3. La eventual injerencia en la gestión vinculada a una empresa estatal</li> <li>4. Carencia de una planificación energética de largo plazo.</li> <li>5. Potenciales conflictos socioambientales en el área de influencia de la empresa.</li> <li>6. Mercado laboral privado brinda mejores condiciones, que podría generar deserción del personal calificado.</li> <li>7. Limitada capacidad de los sistemas de transmisión y transformación que origina mayores costos.</li> <li>8. Insuficiente razonabilidad en la aplicación de criterios técnicos por parte de los organismos reguladores.</li> </ol>
<b>Fortalezas</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. El Centro de Producción Mantaro, estratégicamente ubicado, es la fuente de energía renovable de mayor capacidad de producción de energía limpia del país y con un bajo costo de generación de energía eléctrica que le otorga prioridad en el despacho.</li> <li>2. Sólida posición económica financiera con contratos de suministro de electricidad en el mediano y largo plazo y capacidad de endeudamiento.</li> <li>3. Cartera de proyectos rentables para la ampliación de su capacidad instalada.</li> <li>4. Encargo de PROINVERSION para la ejecución del Proyecto Central Térmica de Quillabamba.</li> <li>5. Sistemas de Gestión de Riesgos implementado.(BGC y Control Interno)</li> <li>6. Sistemas de gestión integrado certificados de Calidad, Ambiental, Seguridad y Salud Ocupacional.</li> <li>7. Personal competente, con experiencia y conocimiento del negocio eléctrico.</li> <li>8. Buena relación con las comunidades y población del entorno inmediato.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Desarrollar nuevos proyectos de inversión orientados a diversificar la actual matriz energética de la empresa.</li> <li>2. Desarrollar programas de mantenimiento para el logro de la excelencia operacional y la eficiencia operativa.</li> <li>3. Alternativas de fuentes de financiamientos a los proyectos de mantenimiento e inversión.</li> <li>4. Desplegar programas de desarrollo para lograr niveles de excelencia en los procesos internos, gobierno corporativo y de control interno.</li> <li>5. Desplegar programas de prevención para mitigar los riesgos los potenciales efectos del funcionamiento y situación financiera de la empresa.</li> <li>6. Desplegar programas sociales que fomenten la inclusión social.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. El Comité de Riesgos realice el seguimiento de los proyectos de inversión, mantenimiento, financiamiento y de desarrollo diseñados por la empresa para aprovechar las oportunidades y mitigar los riesgos del entorno y operativos.</li> <li>2. Desplegar un programa de desarrollo para fomentar una cultura del riesgo preventiva y prospectiva.</li> </ol>
<b>Debilidades</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Dificultad de aplicar todos los principios del BGC en la empresa.</li> <li>2. Falta definición de líneas de carrera y, plan de sucesión con un programa de aprendizaje y gestión por competencias.</li> <li>3. Limitación para la toma de decisiones oportuna y capacidad de gestión por temas regulatorios y legales.</li> <li>4. Gran cantidad de procesos judiciales, cuyo elevado monto total en litigio podría vulnerar a la empresa.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Entorno favorable para captar socios estratégicos tales como Alianzas Pública Privada – APP.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Desarrollar un plan de mitigación de riesgos legales que refuerce las defensas de la empresa ante los procesos judiciales.</li> <li>2. Desarrollar un Plan de Sucesión con su respectivo programa de aprendizaje, y desplegar un programa de desarrollo de Gobierno de Personas.</li> <li>3. Mejorar el clima laboral.</li> <li>4. Implantar acciones para cumplir las necesidades y expectativas del personal de los centros de producción.</li> </ol>



Anexo N° 7  
Mapa Estratégico de ELECTROPERU S.A.





**electroperu**  
la energía de los peruanos

**Anexo N° 8**  
**Matriz Estratégica de ELECTROPERU S.A.**

Perspectiva	Objetivo Estratégico FONAFE	Objetivo Estratégico Empresa	Objetivo Específico Empresa	Indicador	Unidad de Medida	Meta				Forma de cálculo	
						2013	2014	2015	2016		
Financiera		Incrementar el valor económico de la Empresa	Incrementar el valor económico de la Empresa	Rentabilidad patrimonial - ROE	Porcentaje	9.36	9.97	10.81	8.20	9.38	$(\text{Ganancia (Pérdida) Neta del ejercicio} / \text{Total del patrimonio al cierre de ejercicio anterior}) \times 100$
				Margen de ventas	Porcentaje	27.49	32.76	27.49	20.59	26.80	$(\text{Ganancia (Pérdida) Neta del ejercicio} / \text{Total de Ingresos de Actividades Ordinarias del ejercicio}) \times 100$
				Rotación de activos	Porcentaje	29.79	26.68	34.13	35.85	29.57	$(\text{Total de Ingresos de Actividades Ordinarias del ejercicio} / \text{Total Activos del ejercicio}) \times 100$
				Incremento de ingresos	Porcentaje	-5.39	-8.35	31.03	3.38	-13.40	$(\text{I del ejercicio} - \text{I del ejercicio anterior}) / \text{I del ejercicio anterior} \times 100$ Donde I = Total de Ingresos de Actividades Ordinarias
Clientes y grupos de interés	Incrementar el crecimiento de las empresas para garantizar el avance del país	Incrementar el valor económico de la Empresa	Incrementar el crecimiento de las empresas para garantizar el avance del país	Implementar proyectos de generación eléctrica para el avance del país y la seguridad energética	Porcentaje	8.67	9.27	10.05	7.75	8.73	Donde: I: Interés por endeudamiento R: tasa de impuesto a la renta C: Costo de endeudamiento A: Activo Neto Pasivos Espontáneos Pasivos Espontáneos: (GV + IR + Cuentas por pagar CP) Activo Neto Promedio: (Activo Neto Inicial + Activo Neto final) / 2
				Fortalecimiento de la Eficiencia Energética	Porcentaje	56.86	49.67	55.15	64.83	57.56	$(\text{Costo Ventas del ejercicio} / \text{Ventas Netas de Bienes del ejercicio}) \times 100$
				Incrementar la satisfacción del cliente y cumplir las necesidades y expectativas de los grupos de interés	Porcentaje	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	$(\text{Número de actividades implementadas} / \text{Número de actividades programadas}) \times 100$
Procesos internos	Incrementar la eficiencia a través de la excelencia operacional	Incrementar el Valor Social de la Empresa	Incrementar la eficiencia de los procesos operativos	Implementación del Programa de Responsabilidad Social Empresarial	Porcentaje	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	$(\text{Número de actividades implementadas} / \text{Número de actividades programadas}) \times 100$
				Cumplimiento Programa de Proyectos de Inversión	Porcentaje	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	$(\text{Presupuesto Ejecutado} / \text{Presupuesto Programado}) \times 100$
				Índice de Disponibilidad	Porcentaje	86.26	90.00	85.77	94.05	90.50	$(\text{[1 - (horas indisponibles (forzadas + programadas)]} / \text{horas del periodo} \times \text{N}^\circ \text{ grupos})) \times 100$
				Grado de cumplimiento Directiva de Transparencia	Porcentaje	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	Puntaje Promedio del Ranking Corporativo de Transparencia de FONAFE vigente
Aprendizaje	Fortalecer el talento humano, la organización intelectual y el uso de las TIC en la corporación	Desarrollar el capital humano	Fortalecer el sistema de planeamiento del capital humano	Implementación del Código de Buen Gobierno Corporativo	Porcentaje	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	$(\text{Número de actividades implementadas} / \text{Número de actividades programadas}) \times 100$
				Implementación del Sistema de Control Interno	Porcentaje	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	$(\text{Número de actividades implementadas} / \text{Número de actividades programadas}) \times 100$
Aprendizaje	Fortalecer el sistema de planeamiento del capital humano	Desarrollar el capital humano	Fortalecer el sistema de planeamiento del capital humano	Resultados del programa del capital humano	Porcentaje	60.00	60.00	65.00	85.00	65.00	$(\text{Nivel actual de satisfacción laboral de la empresa} / \text{nivel requerido de satisfacción laboral de la empresa}) \times 100$
				Eficacia del programa de desarrollo de personal	Porcentaje	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	$(\text{Número de actividades implementadas} / \text{Número de actividades programadas}) \times 100$

