

REPÚBLICA DEL PERÚ
MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

REPÚBLICA DEL PERÚ
PLAN MAESTRO PARA EL DESARROLLO
DE LA ENERGÍA GEOTÉRMICA EN PERÚ

INFORME FINAL

Febrero de 2012

AGENCIA DE COOPERACIÓN INTERNACIONAL DEL JAPÓN (JICA)

WEST JAPAN ENGINEERING CONSULTANTS, Inc.

ILD
JR
12-016



Map No. 3838 Rev. 1 UNITED NATIONS
September 2000

Department of Public Information
Cartographic Section

Mapa del Perú

ABREVIACIONES

Abreviación	Descripción
ACRVM	Regional Conservation Area (Área de Conservación Regional Vilacota Maure)
ANA	National Water Authority (Autoridad Nacional de Agua)
ADINELSA	Enterprise for the Administration of Electric Infrastructure (Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A.)
ANP	Protected Natural Areas (Áreas Naturales Protegidas)
a.s.l.	above sea level (sobre el nivel del mar)
COES	Committee for the Economic Operation of the System (Comité de Operación Económica del Sistema)
CENERGIA	Energy and Environment Protection Center (Centro de Conservación de Energía y del Ambiente)
CTE	Electricity Tariffs Commission (Comisión de Tarifas Eléctricas)
DEFENSORIA	Customers Protection (OSINERGMIN branch)
DGAA	General Directorate of Environmental Affairs (Dirección General de Asuntos Ambientales)
DGAAE	General Directorate of Energetic Environmental Affairs (Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos)
DGE	Directorate General of Electricity (Dirección General de Electricidad)
DREM	Regional Directorates of Energy and Mines (Direcciones Regionales de Energía y Minas)
EIA	Environmental Impact Assessment (Evaluación de Impacto Ambiental)
FONAFE	National Fund for the Financing of State Entrepreneurial Activities (Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial)
GART	Division of Tariff regulation annexed to OSINERGMIN (Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria)
GOP	Government of Peru (Gobierno del Perú)
INACC	Concessions and Cadastral Institute (Instituto Nacional de Concesiones y Catastro Minero)
INDECOPI	National Institute for the Defense of Competition and Intellectual Property (Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual)
INGEMMET	Institute of Geology, Mining and Metallurgy (Instituto Geológico Minero y Metalúrgico)
INRENA	National Institute of Natural Resources (Instituto Nacional de Recursos Naturales)
IPEN	Peruvian Nuclear Institute (Instituto Peruano de Energía Nuclear)
JBIC	Japan Bank for International Cooperation (Banco del Japón para Cooperación Internacional)
JETRO	Japan External Trade Organization (Organización de Comercio Exterior del Japón)

JICA	Japan International Cooperation Agency (Agencia de Cooperación Internacional del Japón)
MEF	Ministry of Economy and Finance (Ministerio de Economía y Finanzas)
MEM (MINEM)	Ministry of Energy and Mines (Ministerio de Energía y Minas)
MINAG	Minister of Agriculture (Ministerio de Agricultura)
MINAM	Ministry of Environment (Ministerio del Ambiente)
MT	Magneto telluric (Magneto-telúrico)
OGGS	Social Impact Management Office (Oficina General de Gestión Social)
OSINERGMIN	Organization of Supervising for Investments in Energy and Mines (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería)
PPC	Citizen Participation Plan (Plan de Participación Ciudadana)
RERNC	Renewable Energy Resources (Recursos Energéticos Renovables)
SEIN	Electric National Interconnected System (Sistema Eléctrico Interconectado Nacional)
SERNANP	National Service of Natural Protected Areas (Servicio Natural de Áreas Naturales Protegidas)
SINANPE	National System of Protected Natural Areas State (Sistema Nacional de Áreas Naturales Protegidas por el Estado)
SNIP	National System of Public Investment (Sistema Nacional de Inversión Pública)
SRTM	Shuttle Radar Topography Mission (Misión de Topografía por Radar del Transbordador Espacial)
TOR	Terms of Reference (Términos de Referencia)
UTM	Universal Transverse Mercator, geographical coordinate system (Sistema Coordinado Geográfico Universal Transverse Mercator,)

TABLA DE CONTENIDOS

I	ESTADO ACTUAL Y TAREAS PARA EL DESARROLLO GEOTERMICO	3
I-1	El Sector Energia	3
I-1.1	El Sector Energético y sus Políticas.....	3
I-1.2	Organizaciones Competentes	6
I-2	Sector Eléctrico.....	6
I-2.1	Reforma del Sector de Generación Eléctrica.....	6
I-2.2	Marco Legal e Instituciones Relacionadas	7
I-2.3	Situación del suministro y demanda de electricidad.....	9
I-2.4	Estructura de la Generación Eléctrica	16
I-2.5	Estructura tarifaria	17
I-2.6	Políticas de Sector de Generación Eléctrica	19
I-3	Aceleración del desarrollo de Energías Renovables.	22
I-3.1	Antecedentes	22
I-3.2	Leyes para la Promoción de la Generación de Electricidad con Recursos Renovables	23
I-3.3	Otras Leyes y Regulaciones para Promover la utilización de recursos energéticos renovables.....	26
I-4	Marco Legal para el Desarrollo de Recursos Geotermicos	27
I-4.1	Ley Orgánica de Recursos Geotermales	27
I-4.2	Organizaciones relacionas con el Desarrollo Geotermal.....	27
I-4.3	Definición de Actividades Geotermales.....	28
I-4.4	Requerimiento de Autorización	29
I-4.5	Marco Legal para aspectos ambientales y sociales.....	33
I-5	Estado del Desarrollo Geotermal.	47
I-5.1	Evaluación de Recursos Geotermales	47
I-5.2	Estado actual de Aplicaciones de Derechos Geotérmicos.....	49
I-5.3	Organización del sistema para la generación de energía geotérmica.	53
I-6	Estado de la utilizacion der uso multrtiple de los recirsos geotermicos.	56
I-6.1	Uso directo de la energía Geotermal.....	56
I-6.2	Utilización múltiple de recursos geotérmicos en América Latina	58
I-6.3	Utilización de Uso Múltiple de Recursos Geotérmicos en el Perú.	58
I-7	Tareas para el aceleramiento del Desarrollo Geotermico.	59
II	PLAN MAESTRO.....	60
II-1	Recomenaciones y Plan de Acción	60
II-1.1	Objeto del desarrollo de la Generación Energía Eléctrica Geotermal.....	60
II-1.2	Marco de Organización Legal para el Desarrollo Geotérmico	86
II-1.3	Recomendaciones para la asistencia e incentivos en la promoción de recursos geotérmicos	91
II-1.4	Consideraciones para la Conservación del Ambiente y la Sociedad en Proyectos de desarrollo de Generación eléctrica Geotérmica	100
II-1.5	Sugerencias para el uso de Energía Geotérmica en propósitos Múltiples	112
II-1.6	Plan de acción para el Desarrollo Geotérmico	118
II-2	Base de Datos para el desarrollo Geotermico	122
II-2.1	Objetivos del Construcción de una Base de Datos	122
II-2.2	Especiación de la Base de Datos	122
II-2.3	Datos e información en la base de datos	125
II-2.4	Vinculación con otras Bases de Datos	126

II-2.5	Gestión y actualización de la Base de Datos	127
II-3	Plan de desarrollo Geotérmico.....	128
II-3.1	Criterio de Evaluación para la Priorización del desarrollo Geotérmico.....	128
II-3.2	Priorización del Desarrollo Geotérmico.....	129

Apéndices

Fotos de los Campos Geotérmicos Promisorios

Ley Orgánica de Recursos Geotérmicos y su Reglamento

LISTA DE FIGURAS

Figura I-1.1.1 Evolución del porcentaje de cada fuente de energía en la oferta energética del país	4
Figura I-1.1.2 Evolución de la capacidad instalada por fuente de energía	4
Figura I-1.1.3 Evolución de la matriz de generación de electricidad del país	5
Figura I-2.2.1 Participantes en el subsector eléctrico	8
Figura I-2.3.1 Diagrama de carga pico diario (16 de Diciembre de 2010)	11
Figura I-2.3.2 Demanda por áreas geográficas (16 de Diciembre de 2010)	11
Figura I-2.3.3 Demanda registrada en función a la fuente de recursos (16 de Diciembre de 2010)	12
Figura I-2.3.4 Máxima demanda (2006 – 2010)	12
Figura I-2.3.5 Flujo de Energía entre Lima y Sur / Norte (Energía Total y Duración)	13
Figura I-2.3.6 Red de Transmisión (MEM, 2010)	15
Figura I-2.5.1 Evolución del costo marginal de corto plazo y el costo de energía en barra (2010)	17
Figura I-2.5.2 Evolución del precio de la energía (1995 - 2010)	19
Figura I-2.6.1 Proyección 2009 a 2019 de la demanda de energía	19
Figura I-2.6.2 Inversión en generación eléctrica	20
Figura I-2.6.3 Alimentación y demanda Proyectadas para el SEIN, años 2010 a 2019	21
Figura I-2.6.4 Longitud de la Línea de Transmisión del SEIN	22
Figura I-3.1.1 Generación en función del Recurso, años 2001 a 2009	22
Figura I-3.1.2 Visión para el cambio de la matriz de energía	23
Figura I-3.2.1 Esquema de Subasta para la generación con recursos energéticos renovables	24
Figura I-3.2.2 Precio de venta de energía generada por recursos energéticos renovables	25
Figura I-4.4.1 Procedimiento a seguirse hasta el otorgamiento de una autorización	31
Figura I-4.4.2 Procedimiento hasta el otorgamiento de una concesión	33
Figura I-4.5.1 Proceso de evaluación de EIAs (DGAAE)	35
Figura I-4.5.2 Áreas naturales protegidas en Perú (SERNANP)	39
Figura I-5.1.1 Mapa geotérmico del Perú actualizado (Vargas and Cruz, 2010)	47
Figura I-5.1.2 Localización de zonas geotérmicas importantes en la Región 5 (Vargas and Cruz, 2010)	48
Figura I-5.2.1 Puntos de solicitud de derechos de exploración (todo el Perú)	51
Figura I-5.2.2 Puntos de solicitud de derechos de exploración (norte)	51
Figura I-5.2.3 Puntos de solicitud de derechos de exploración (central)	52
Figura I-5.2.4 Puntos de solicitud de derechos de exploración (sur)	52
Figura I-5.2.5 Derechos exploración otorgados en el área Tutupaca	53
Figura II-1.1.1 Mapa de las placas de América del Sur y placas oceánicas (Stern, 2004)	60
Figura II-1.1.2 Geología de los Andes en Perú (Kearey y Vine, 1996)	61
Figura II-1.1.3 Sección transversal de Los Andes en Perú (Kearey y Vine, 1996)	61
Figura II-1.1.4 Sección transversal entre perfiles A B de figura 3.1.2 (Kearey y Vine, 1996)	62
Figura II-1.1.5 Distribución de roca volcánica del Neógeno en los Andes Centrales (Kono et al., 1989)	63
Figura II-1.1.6 Distribución de rocas volcánicas en la parte central de los Andes (Kono et al., 1989)	63
Figura II-1.1.7 Modelo del proceso de formación de la parte Central de los Andes (Kono et al., 1989)	63
Figura II-1.1.8 Anomalías de Bouguer y grosor de placa en Perú (INGEMMET; Sempere y Jacay, 2008)	64
Figura II-1.1.9 Mapa de contornos de flujo residual de calor en Sudamérica (Hamza et al., 2005)	65
Figura II-1.1.10 Mapa de los campos geotérmicos identificados	66
Figura II-1.1.11 Ejemplo de un esquema de la relación campo-sector y su potencial	68
Figura II-1.1.12 Mapa del potencial geotérmico en Perú	70
Figura II-1.1.13 Potencial de generación eléctrica geotérmica en cada región	71

Figura II-1.1.14 Potencial de generación eléctrica geotérmica en los campos promisorios y en los otros.....	71
Figura II-1.1.15 Número de sectores por su potencial estimado (excluyendo los campos promisorios).....	72
Figura II-1.1.16 Histogramas de la elevación de los sitios comparada con el número de campos y el potencial de sus recursos.....	73
Figura II-1.1.17 Emisiones de CO ₂ en el ciclo de vida de las diferentes fuentes de energía	74
Figura II-1.1.18 Factores de capacidad de Planta para varios tipos de Energía renovable.....	74
Figura II-1.1.19 Costo de Generación Eléctrica por Fuentes renovables de energía (Bertani, 2009)	75
Figura II-1.1.20 Factores de capacidad para proyectos de recursos energéticos renovables ofrecidos en las licitaciones en Perú.....	76
Figura II-1.1.21 Producción y consume de Gas Natural en Perú (JOGMEC, 2011).....	77
Figura II-1.1.22 Mapa de distribución de recursos solares (izquierda) y eólicos (derecha) en Perú.....	77
Figura II-1.1.23 Proyección de Demanda y Oferta (hasta 2016)	78
Figura II-1.1.24 Zonas regionales del Sistema de Transmisión de Potencia.	79
Figura II-1.1.25 Composición del precio de venta de electricidad generada por Proyectos geotérmicos y a Gas natural.....	83
Figura II-1.1.26 Perspectiva del suministro mundial de electricidad basado en recursos geotérmicos	84
Figura II-1.1.27 Predicción del crecimiento de la generación eléctrica por medio de energías renovables distintas a la geotérmica	85
Figura II-1.2.1 Distribución de la producción y las profundidades de los pozos en las Plantas geotérmicas en Japón.....	88
Figura II-1.2.2 Distribución de la productividad de los pozos de producción en las Plantas de energía geotérmica en Japón	89
Figura II-1.3.1 Nivel del FIT para la generación de energía geotérmica en el mundo (precio máximo).....	91
Figura II-1.3.2 Impacto de préstamo a bajo interés para la construcción en el precio de electricidad	93
Figura II-1.3.3 Efecto de financiamiento a bajo interés para la construcción en la reducción del precio de electricidad.....	94
Figura II-1.3.4 Impacto de los incentivos tributarios en la reducción del precio de electricidad	95
Figura II-1.3.5 Impacto de la aplicación simultánea de la asistencia financiera y el incentivo tributario en el precio de electricidad	96
Figura II-1.3.6 Efecto de la participación de la empresa pública en el desarrollo de energía geotérmica en el precio de electricidad.....	98
Figura II-1.3.7 Efecto de la ejecución de la exploración de recursos por parte del gobierno en el precio de electricidad.....	99
Figura II-1.3.8 Efecto de la ejecución de la exploración de recursos por parte del gobierno en el precio de electricidad.....	100
Figura II-1.5.1 Aplicaciones de los recursos geotérmicos dependiendo de su temperatura	112
Figura II-1.5.2 Representación esquemática de utilización en cascada de recursos geotérmicos....	113
Figura II-1.5.3 Participación hipotética en la socio-economía de la región	115
Figura II-1.5.4 Utilización de subproductos de agua en una aplicación de energía geotérmica (caso binario).....	115
Figura II-2.2.1 Menú de entrada de la Base de Datos de recursos geotérmicos	122
Figura II-2.2.2 Ejemplo de la pantalla principal para selección de campos en la base de datos geotérmica.....	123
Figura II-2.4.1 Ejemplo de una ventana de GEOCATMIN	127
Figura II-3.3.1 Hoja de Ruta del desarrollo de la Energía Geotermal en el Perú.....	134

LISTA DE TABLAS

Tabla I-2.3.1 Empresas de Generación.....	10
Tabla I-2.3.2 Capacidad Instalada/ efectiva y tipo de generación.....	10
Tabla I-2.3.3 Máxima demanda (2006 – 2010).....	12
Tabla I-2.3.4 Longitud de las líneas de Transmisión.....	14
Tabla I-2.3.5 Capacidad instalada de transformadores.....	16
Tabla I-2.3.6 Capacidad instalada de equipo de compensación.....	16
Tabla I-2.5.1 Evolución del precio de la energía (1995 - 2010).....	18
Tabla I-2.6.1 Nuevas Líneas de Transmisión programadas para el año 2014.....	21
Tabla I-3.2.1 Resultados de la subasta para Generación a partir de recursos energéticos renovables.....	26
Tabla I-4.3.1 Fases para el desarrollo de recursos geotérmicos y derechos geotérmicos.....	28
Tabla I-4.3.2 Derechos requeridos para el desarrollo de recursos y la generación con la energía geotérmica y otras fuentes de generación.....	29
Tabla I-4.5.1 Requerimientos de EIA y los tipos de concesiones para el desarrollo de Proyectos de Generación eléctricos.....	35
Tabla I-4.5.2 Actividades para Permiso y Aprobación del EIA de ANP relativas al desarrollo de generación eléctrica.....	41
Tabla I-4.5.3 Normas Ambientales para el Sulfuro de Hidrógeno.....	42
Tabla I-4.5.4 Normas Nacionales de la calidad del Agua (Conservación del ambiente acuático).....	44
Tabla I-4.5.5 Estándares de efluentes (para la industrias de generación eléctrica).....	45
Tabla I-4.5.6 Normas ambientales para ruido.....	45
Tabla I-5.2.1 Estado de las aplicaciones para autorización hasta Diciembre de 2011.....	50
Tabla I-5.3.1 Expertos en tecnologías relativas a la Geotermia disponibles en el Perú (Septiembre 2011).....	54
Tabla I-5.3.2 Equipo para el estudio geotermal disponible en el INGEMMET (Septiembre 2011).....	55
Tabla I-5.3.3 Equipo Geoquímico disponible en el INGEMMET.....	55
Tabla I-6.1.1 Utilización directa del calor geotermal en el mundo (por actividad).....	57
Tabla I-6.1.2 Utilización directa del calor geotérmico en Latín-American.....	57
Tabla II-1.1.1 Lista de campos geotérmicos identificados.....	67
Tabla II-1.1.2 Resumen del potencial geotérmico del Perú para la generación eléctrica.....	69
Tabla II-1.1.3 Comparación entre la geotermia y otras Fuentes de Energía renovable.....	75
Tabla II-1.1.4 Especificaciones de Planta de generación para las Fuentes alternativas.....	80
Tabla II-1.1.5 Pronóstico del precio de combustibles fósiles por la IEA (Precios del 2009).....	80
Tabla II-1.1.6 Evaluación Económica de un Proyecto Geotermal.....	81
Tabla II-1.1.7 Composición del precio de venta de electricidad generada por Proyectos geotérmicos y a Gas natural.....	83
Tabla II-1.2.1 Ejemplos de desarrollo geotérmico promovido por las entidades públicas.....	90
Tabla II-1.3.1 Efecto de financiamiento a bajo interés para costos de construcción en la reducción del precio de electricidad.....	93
Tabla II-1.3.2 Impacto de los incentivos tributarios en la reducción del precio de electricidad.....	95
Tabla II-1.3.3 Impacto de la aplicación simultánea de la asistencia financiera e el incentivo tributario en el precio de electricidad.....	96
Tabla II-1.3.4 Impacto de la construcción de líneas de transmisión por el gobierno en el precio de electricidad.....	97
Tabla II-1.3.5 Efecto de la participación de la empresa pública en el desarrollo de energía geotérmica.....	98
Tabla II-1.3.6 Efecto de la ejecución de la exploración de recursos por parte del gobierno.....	99
Tabla II-1.4.1 Proyectos de desarrollo Hidroeléctrico cuestionados por grupos ambientalistas, pueblos indígenas u otros grupos afines.....	102
Tabla II-1.4.2 Matriz de Amenazas Críticas en el Área de Conservación Regional Vilacota-Maure (ACRVM).....	103
Tabla II-1.4.3 Predicción y evaluación de los impactos de desarrollo geotérmico en el ACRVM.....	104

Tabla II-1.4.4 Comparación de políticas alternativas de generación.....	108
Tabla II-1.4.5 Plan de Monitoreo Ambiental	109
Tabla II-1.6.1 Planes de acción para cada área y programa anual	119
Tabla II-1.6.2 Planes de acción para cada organización.....	120
Tabla II-2.2.1 Lista de “Campos Geotérmicos” para la Base de Datos recursos geotérmicos.....	124
Tabla II-2.4.1 Contenido de la base de Datos de la DGE.....	126
Tabla II-3.1.1 Clasificación y Criterio de Evaluación para la Priorización en el Desarrollo.....	128
Tabla II-3.2.1 Especificaciones principales para el posible desarrollo de Generación Eléctrica en los Campos promisorios	130
Tabla II-3.2.2 Clasificación de Prioridades de Desarrollo de 61 Campos Geotérmicos en Perú.....	131
Tabla II-3.2.3 Resultado del Desarrollo de Evolución de Prioridades	132
Tabla II-3.3.1 Año previsto para el comienzo de la Generación de Electricidad en Campos Geotérmicos	133

INTRODUCCION

1. ANTECEDENTES

Se estima que existe un potencial considerable de recursos geotérmicos aptos para la generación eléctrica en la República del Perú (en lo sucesivo referido como Perú) que bien podrían superar los 3.000 MW. Sin embargo en la actualidad no hay ningún emprendimiento de explotación de este recurso en el país dado a que el país no ha establecido los conocimientos técnicos y experiencia necesaria para la exploración, desarrollo y explotación de los recursos geotérmicos.

A finales de 2010, la potencia total de generación instalada en el país sumaba 7.309 MW (no se incluye 1.303 MW de la generación privada por autoconsumo) compuesta por instalaciones de energía hidroeléctrica, 3.345 MW (46%) y de energía térmica 3.964 MW (52%), según el MEM, 2010. Se prevé un crecimiento de la demanda anual de potencia del 8,1% entre 2009 y 2018 y de acuerdo a un escenario medio de crecimiento de demanda. Para responder a tal rápido crecimiento de la demanda, está prevista la construcción en gran escala de centrales hidroeléctricas y otras a gas natural.

Sin embargo, las estadísticas disponibles muestran que la tasa de autosuficiencia energética del Perú ha venido disminuyendo constantemente. De acuerdo con estas, con el año 2004 fueron inferiores al 70%. Por lo tanto, para el Perú, es preferible desarrollar y utilizar energías renovables para abastecer sus necesidades energéticas. En primer lugar, desde el punto de vista de la seguridad energética nacional, esto mejorará la tasa de autosuficiencia energética y contribuirá a la diversificación de la cartera de energía; en segundo lugar, la utilización de energías renovables contribuye a la emisión de menos gases de efecto invernadero y ayuda a la mitigación del calentamiento global.

Se sabe que el potencial de generación de energía hidroeléctrica es muy alto, sin embargo, la posibilidad de escasez de agua en el futuro no puede ser eliminada debido a los efectos del cambio climático. Bajo estas circunstancias, la ley para la promoción de la generación de electricidad con energías renovables fue promulgada en 2008. El objetivo de esta ley es lograr que el 5% de la generación total de electricidad sea hecha utilizando fuentes de energía renovables (solar, eólica, biomasa, geotérmica, pequeña hidroeléctrica). De acuerdo con esta ley, el gobierno deberá elaborar y revisar el plan nacional de desarrollo y aprovechamiento de energías renovables cada dos años. En el caso de los recursos geotérmicos, en la actualidad no hay ningún desarrollo de actividades geotérmicas. Lo único concreto hecho en el Perú son dos estudios de prefactibilidad realizados para las Borateras y campos Calientes. Dentro del gobierno peruano se ha creado un comité para la promoción del desarrollo geotérmico y, asimismo las autoridades energéticas del Perú han solicitado asistencia técnica al gobierno japonés para formular un Plan Maestro para el desarrollo de los recursos geotérmicos del país.

2. OBJETIVOS Y CONTENIDOS DEL ESTUDIO

El objetivo de este estudio es conformar un plan nacional de desarrollo de energía geotérmica (Plan Maestro) con el fin de promover y acelerar el desarrollo de la energía geotérmica y los programas de explotación en el Perú.

El Plan Maestro se ha formulado teniendo en cuenta todos los factores asociados al desarrollo de los recursos geotérmicos además al estudio del marco establecido por la política y/o disposiciones legales presentes relacionadas con la energía y su generación. El Plan Maestro incluye recomendaciones dirigidas a la promoción del desarrollo de energía geotérmica en el Perú a través del establecimiento de políticas nacionales adecuadas. Además, se construyó una base de datos de información relacionada con el desarrollo de la energía geotérmica en Perú con el propósito de servir como una base sobre la cual se formule el Plan Maestro y una plataforma sobre la cual la autoridad correspondiente del Perú pueda proceder a cambios después de que este estudio se haya completado. La transferencia de tecnología al personal de contraparte de la Dirección General de Electricidad (DGE), INGEMMET y otras organizaciones en el Ministerio de Energía y Minas (MEM) se llevará a cabo durante toda la ejecución de las actividades para este estudio.

3. BRAVE RESEÑA DEL ESTUDIO

El estudio fue dividido en tres fases como sigue:

- Etapa de preparación (FY 2009-2010)
- Etapa de Investigación para el Plan Maestro (FY 2010)
- Formulación del Plan Maestro (FY2011)

En la Etapa de Preparación se realizó la recopilación de datos existentes y su revisión en Japón. En esta Etapa fue también preparado el Informe Inicial.

Al principio de la etapa principal del Plan Maestro de Investigación, fue presentado el informe inicial y discutido con la contraparte Peruana en el primer período de trabajo en el Perú realizando el primer Taller de discusión.

Después, en el primer período de trabajo en Japón, se realizó la compilación y revisión de los datos recogidos y la información recogida, concluyendo con la selección de 13 campos geotérmicos prometedores. En el segundo período de trabajo en el Perú, el equipo del estudio llevó a cabo estudios geológicos y geoquímicos en los 13 campos y también la recogida de datos e información adicional sobre las políticas para el sector de la energía y otros aspectos relacionados. Los resultados de encuestas y recopilación de datos e información se ensamblaron para formar el Informe de Progreso en el segundo período de trabajo en Japón.

En el tercer período de trabajo en el Perú, el equipo de estudio llevó a cabo la explicación y discusión de los contenidos del Informe de Progreso con las contrapartes Peruana. Además, se llevó a cabo un estudio magnetoteléxico (MT) en los dos campos seleccionados como los más prometedores para la evaluación de los recursos. El equipo de estudio también mantuvo discusiones y realizó la recopilación de información adicional en términos del sector de generación energético.

Adicionalmente, ya en el Japón, se recopilaron y analizaron los datos obtenidos, compilándose un Informe Interino con forma de las etapas de estudio del Plan Maestro.

En el Cuarto estudio de campo, se llevó también a cabo el Segundo Taller de consultas, en cual se explicó a la contraparte Peruana el informe provisional y su contenido. Además, se recogió información adicional referida a la política energética y otras políticas derivadas del establecimiento, a partir de Julio de 2011, del nuevo periodo Presidencial en Perú.

En el Quinto período de trabajo en el Perú, el borrador del Plan Maestro fue presentado a la contraparte peruana. El Plan Maestro fue terminado en el quinto período de trabajo en Japón mediante la discusión y modificaciones basadas en las observaciones formuladas por las autoridades peruanas.

4. COMPOSICION DEL REPORTE FINAL

El contenido del Reporte Final esta estructurado de la siguiente manera:

- Informe Principal Capitulo I: Estado del desarrollo de la Energía Geotérmica y sus temas
- Informe Principal Capitulo II : Plan Maestro
 - Recomendaciones y Plan de Acción
 - Base de Datos para el desarrollo Geotérmico
 - Plan de desarrollo de Generación Energía Geotérmica
- Anexo : Conclusiones del Estudio
 - Resultado del estudio de sitios prometedores (recursos y medio ambiente)
 - Plan para el desarrollo de Generación en sitios prometedores
 - Resultados de las evaluaciones

I ESTADO ACTUAL Y TAREAS PARA EL DESARROLLO GEOTERMICO

I-1 El Sector Energia

I-1.1 El Sector Energético y sus Políticas

En los años 70 el petróleo crudo y derivados (53%) y la biomasa (37%), principalmente madera, tuvieron una participación importante en el suministro de energía en el Perú. Recientemente, sin embargo, la participación del gas natural como fuente para la generación ha subido importantemente (significando en la actualidad alrededor del 33%), mientras que ha habido una reducción significativa de la participación del petróleo crudo y derivados (35%) y biomasa (15%). Por otro lado, la hidrogenación, que alcanzó su pico de participación en 2004 con un 17%, ha caído a sólo el 14% principalmente por causa de la penetración de los recursos naturales de gas en la generación de electricidad. La participación del gas natural y sus derivados (desde el año 2004 se puede ver el impacto del campo Camisea claramente) ha ayudado a reducir la dependencia del petróleo crudo y, en los últimos años, la reducción de la participación de la biomasa (en especial el de madera) es también muy notable. Por otro lado, la abundancia de recursos hídricos del país (alrededor de 58.000 MW) no ha sido suficientemente explotada. Figura I-1.1.1 muestra la evolución del porcentaje de cada fuente de energía dentro de la oferta energética en el país.

Respecto a la generación de electricidad, en 1970, dentro de la capacidad instalada total del país (1.677 MW), la generación térmica con diesel ocupaba el 34% (570 MW). Sin embargo, en 2008, se disminuyó al 8% (570 MW) dentro de la capacidad instalada total (7.158 MW). En cuanto a la generación de energía hidroeléctrica, que ocupaba el 40% (670 MW) de la capacidad instalada total en 1970 aumentó a su nivel máximo del 67% (3.957 MW) entre la capacidad instalada total (5.906 MW) en 2001. Sin embargo, con la introducción de la generación con gas natural, en 2008 la proporción de la generación de energía hidroeléctrica se redujo al nivel de 1970. Figura I-1.1.2 y Figura I-1.1.3 se muestran respectivamente la evolución de la capacidad instalada de las plantas de electricidad térmica e hidráulica y la evolución de la participación de cada fuente de generación dentro de la capacidad instalada total.

En resumen, se demuestra que la evolución de la energía refleja la constante disminución en el suministro de crudo de producción local. Evidentemente, ya en la segunda mitad de los años 80, el país dejó de exportar petróleo crudo para más bien convertirse en un importador; además, se nota el marcado aumento en la penetración de gas natural en la matriz de generación de electricidad, causando la reducción de la participación no solo del petróleo diesel y petróleo residual, sino de otras fuentes importantes como la biomasa y la energía hidroeléctrica.

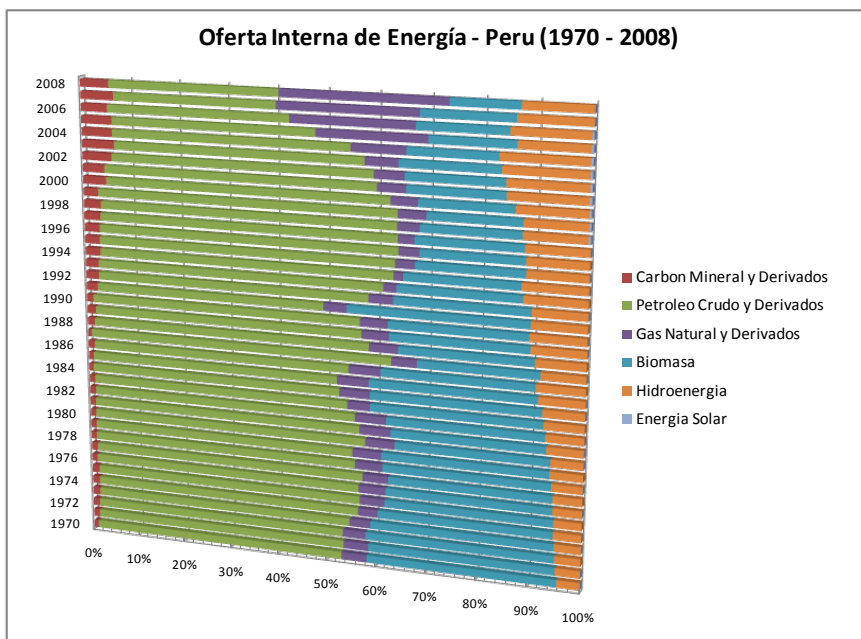


Figura I-1.1.1 Evolución del porcentaje de cada fuente de energía en la oferta energética del país

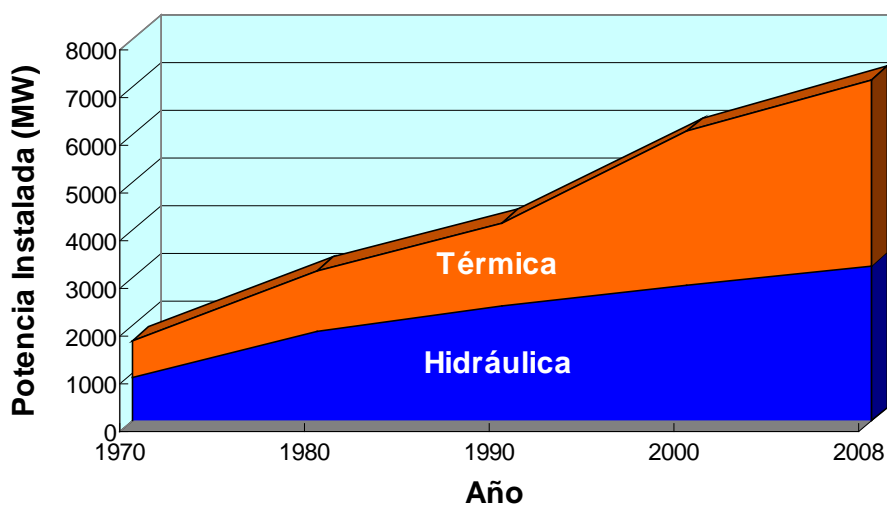


Figura I-1.1.2 Evolución de la capacidad instalada por fuente de energía

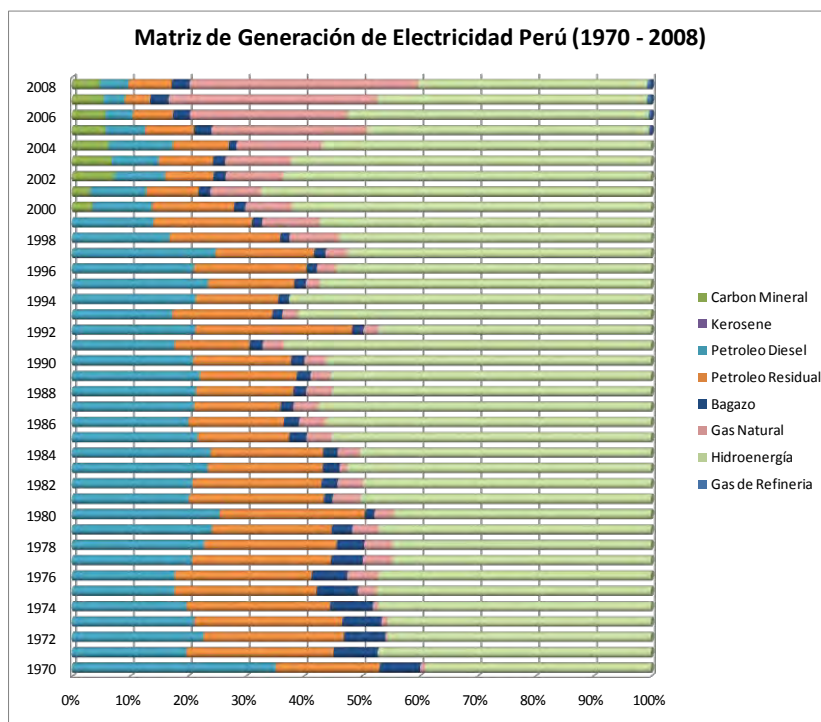


Figura I-1.1.3 Evolución de la matriz de generación de electricidad del país

La política energética del país tiene como objetivo garantizar la autosuficiencia energética en un entorno competitivo mediante la promoción de la inversión privada y se espera que el Sector asuma el papel de locomotora para el crecimiento sostenible de la economía. En particular, la diversificación de las fuentes de energía (a través de la reducción de la dependencia del petróleo y al mismo tiempo aumentando el uso de gas natural, gas licuado y energías renovables), la promoción del desarrollo de los recursos energéticos renovables (biomasa, eólica, la capacidad solar, geotermia, mareomotriz y la energía hidroeléctrica de menos de 20 MW), la electrificación rural, el desarrollo sostenible del sector y con mínimo impacto ambiental, la reducción de las emisiones de carbono y una mayor integración con los mercados energéticos de la región son una visión a largo plazo del Ministerio de Energía y Minas para el sector energético. En la Política Nacional de Energía del Perú 2010-2040, aprobada por Decreto Supremo (No.060-2010-EM) en noviembre de 2010, los objetivos de la política energética nacional son:

1. Disponer de diversificadas fuentes de energías, con énfasis en las energías renovables y su eficiente.
2. Hacer competitivo el suministro de energía.
3. Acceso universal al suministro de energía.
4. Tener mayor eficiencia en la cadena de producción y en el uso de energía.
5. Alcanzar autosuficiencia en la producción de energía.
6. Desarrollar el Sector Energético causando mínimo impacto ambiental y bajas emisiones de carbón en un marco sostenible de desarrollo.
7. Desarrollar la industria del gas natural y su uso doméstico, transporte, comercio e industria como también para la eficiente generación de electricidad.
8. El reforzamiento de las instituciones del Sector.
9. La integración a largo plazo con los mercados energéticos de la región.

I-1.2 Organizaciones Competentes

La autoridad competente del Sector energético del país es el Ministerio de Energía y Minas (MEM), con la responsabilidad de supervisar las actividades relacionadas al petróleo, gas, electricidad, la minería y el medio ambiente en el sector, así como el desarrollo e implementación de las políticas del sector. El MEM regula, administra y supervisa el uso racional de los recursos minerales y energéticos del país en sus actividades de explotación, que se aplican de acuerdo a las directrices del plan de desarrollo nacional y la normativa ambiental nacional. El MEM cuenta con dos divisiones: el Viceministerio de la Energía y el Viceministerio de Minas. El Viceministerio de Energía es responsable de la política energética y está compuesta por la Dirección General de Electricidad, la Dirección General de Hidrocarburos, la Dirección General de Electrificación Rural, la Dirección General de Utilización Eficiente de la Energía, la Dirección General de Energía y la de Asuntos Ambientales. El Viceministerio de Minas es responsable de las políticas relacionadas con la identificación, evaluación y planificación de los recursos de exploración minera. Existen tres instituciones descentralizadas públicas en el sector energético: el Instituto Geológico Minero y Metalúrgico (INGEMMET), responsable de la exploración, la evaluación y la planificación de los recursos minerales del país, el Instituto Nacional de Concesiones y Catastro Minero (INACC), encargado de asistir a los potenciales inversores en la documentación de las solicitudes de concesiones mineras y la realización de las actividades catastrales, y el Instituto Peruano de Energía Nuclear (IPEN). El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) es el organismo encargado de supervisar y vigilar el cumplimiento de las leyes y las cuestiones técnicas de las actividades de desarrollo empresarial en los subsectores de electricidad, petróleo y minería, así de como regular las tarifas eléctricas y de gas, antes a cargo de la antigua Comisión de Tarifas de Energía. OSINERGMIN no asume ningún papel en la regulación de los precios de los productos derivados del petróleo ni gas licuado, los cuales están determinados por el MEM, cumpliendo solo la función de informar a este.

I-2 Sector Eléctrico

I-2.1 Reforma del Sector de Generación Eléctrica

El sector eléctrico fue nacionalizado en 1972 por la promulgación de la Ley de Electricidad. Hasta entonces, el suministro de energía eléctrica había sido administrado por empresas privadas en las principales ciudades y las empresas públicas en los municipios. Al mismo tiempo, se creó la Compañía de Electricidad del MEM, que asumió las responsabilidades de la planificación de políticas y las licencias de inversión y la regulación y la determinación de tarifas. Una empresa pública, Electroperú, fue creada en esa etapa. Posteriormente el territorio fue dividido en ocho regiones otorgando la responsabilidad del suministro a otras tantas Empresas, entre las cuales Electrolima fue la más grande. El sector se estructuró bajo Electroperú, que era dueña de las acciones de estas empresas. Sin embargo, la planificación del sector y la gestión de las empresas públicas no necesariamente generaban los resultados positivos esperados en términos de tasa de electrificación y credibilidad de la oferta; la razón de esto era que la tarifa eléctrica no estaba en el nivel adecuado para mantener una buena gestión financiera y poner en práctica las inversiones necesarias. En este contexto, la conciencia de la necesidad de inversión, introduciendo el sector privado al Sector, comenzó a crecer.

El país comenzó a liberalizar su economía en los años 90 a través de la promoción de la inversión privada, la promoción de exportaciones y la estabilización macroeconómica. La reforma del sector eléctrico era una prioridad para el Gobierno como parte de la privatización de las empresas públicas.

El gobierno promulgó la Ley de Concesiones Eléctricas en noviembre de 1992 con el objetivo de reestructurar el Sector, siguiendo el modelo de Chile, que fue el primer país latinoamericano en introducir un mercado libre de electricidad. Los tres pilares de la reestructuración del sector eléctrico fueron: 1) el establecimiento del nuevo marco legal, 2) el fin de la estructura vertical del monopolio estatal y, 3) la privatización de empresas públicas. Se incorporaron también los siguientes componentes:

- Introducción de la competición en actividades de generación.

- La separación de las actividades de generación, transmisión y distribución.
- Permitir participación privada en la planificación, construcción y operación de redes de transmisión.
- Creación de un mercado libre de electricidad (originalmente para usuarios mayores a 1.000kW, modificado para los usuarios mayores a 2.500 kW en 2006)
- Asegurar el acceso abierto a las redes de transmisión.
- Incentivos de competencia en actividades de generación a través de un esquema de despacho económico de carga.

I-2.2 Marco Legal e Instituciones Relacionadas

I-2.2.1 Marco Legal

Las actividades del subsector electricidad son reguladas por la Ley de Concesiones Eléctricas (Ley N ° 25, 844) y su Reglamento, que entró en vigor en 1992. Estas normas se complementan con la Ley para asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley N ° 28832), que entró en vigor en año 2006 y con el propósito de mejora gradual y adaptación del marco legal a lo largo de la evolución del mercado eléctrico. De acuerdo a esta ley los generadores ahora comercializan su producto de acuerdo a las 4 modalidades siguientes:

- Un mecanismo de licitación del suministro de electricidad realizado por las empresas distribuidoras. El precio es fijo por 20 años como máximo, Si en la licitación el precio de la hidroelectricidad es más caro que la termoelectricidad se podrá aplicar un descuento al precio de la hidroelectricidad. La aplicación de este factor de descuento es solo para el proceso de evaluación de ofertas y de resultar otorgado el contrato, el precio de venta será el de la oferta.
- Mercado de Contratos con distribuidoras del mercado regulado en el cual el precio correspondiente al nodo en cuestión será aquel fijado por OSINERGMIN.
- Mercado de contratos a precios negociados.
- Mercado de venta de energía y potencia en el mercado libre administrado por el COES.

I-2.2.2 Instituciones relacionadas.

La Figura I-2.2.1 muestra a los actores involucrados en el subsector de la electricidad y su interacción de acuerdo con la normativa vigente.

Ministerio de Energía y Minas (MEM)

El MEM es responsable del desarrollo de la política energética y la planificación del sector. La Dirección General de Electricidad (DGE) es el órgano técnico encargado de proponer las políticas y evaluar las políticas del Subsector Electricidad. La DGE se compone de tres direcciones: Dirección de Política de Electricidad, Departamento de Estudios Eléctricos y Promoción y el Departamento de Concesiones Eléctricas.

Organismo Supervisor de las Inversiones en Energía y Minería (OSINERGMIN).

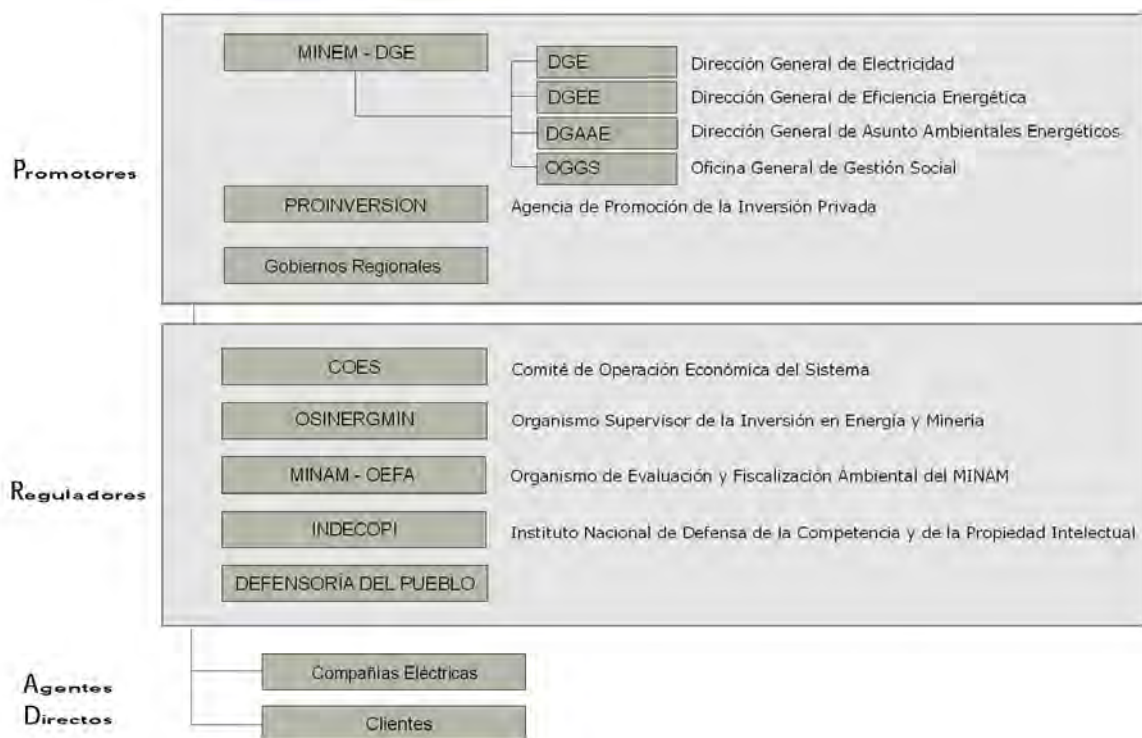
El OSINERGMIN fue creado en 1997 para supervisar y vigilar el cumplimiento de las leyes y las cuestiones técnicas relativas a las actividades de desarrollo empresarial en los subsectores de electricidad, del petróleo y la minería. Además tiene la función de ente de regulación de las tarifas de electricidad después de haber absorbido a la Comisión Tarifas eléctricas (CTE).

Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC). El COES-SINAC es el órgano integrado por los propietarios de las centrales eléctricas, sistemas de transmisión, distribución y grandes usuarios para organizar el despacho económico en sistema interconectado nacional de electricidad, para garantizar la seguridad del suministro y para la

optimización de los recursos energéticos.

Instituto Nacional para la Defensa de la Competencia y la Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI)

INDECOPI es el órgano creado en 1992 para promover la cultura de competencia económica leal, la protección de todas las formas de propiedad intelectual y para proteger los derechos de los consumidores.



Fuente: MEM Sector Eléctrico 2010

Figura I-2.2.1 Participantes en el subsector eléctrico

Promotores

- MEM-DGE: Otorga concesiones y establece políticas, planes indicativos y normas.
- PROINVERSION: Su tarea es promover la competitividad y el desarrollo de inversiones.
- Gobiernos Regionales: Deben impulsar planes regionales y locales relativos al subsector.
- MEM-OGGs: Tiene como objetivo promover armonía entre las Empresas y la población local para el desarrollo local sostenible.

Agentes Reguladores

- OSINERGMIN: La regulación de precios, la supervisión y los aspectos técnicos y legales de protección del medio ambiente relacionados con las actividades del subsector.
- DEFENSORIA DEL PLUEBLO: Defiende los derechos de los individuos y de la población. Monitorea la prestación de servicios públicos. Monitorear el desempeño de los deberes del Estado.
- INDECOPI: Defiende la competitividad y la protege la propiedad intelectual.

- COES-SINAC: Organiza el despacho económico del sistema interconectado nacional de electricidad.

Agentes Directos

- Las Empresas de Energía: Empresas para la generación, transmisión y distribución.
- ADINELSA: Manejo autónomo de la infraestructura eléctrica del Estado.
- FONAFE: Fondo para emprendimientos públicos.
- Clientes: Todos los clientes que conforman la demanda de electricidad del país.
- SNMPE /SEIN: Entidades Asociadas (Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía / Sociedad Nacional de Industrias).

I-2.2.3 Empresas de Energía

La generación, transmisión y distribución están separadas por la Ley de Concesiones Eléctricas, que fue promulgada en 1992. Edegel es la empresa más grande de Generación del país, resultada de la privatización de Electrolima, con una capacidad instalada de 1.570.000 kW y con la participación de Energy (EE.UU.) y Endesa (Chile). Electroperú, después de la desintegración vertical de la generación, transmisión y distribución ha sido hasta ahora empresa de generación de propiedad estatal. EGASA y Termoselva son dos empresas de generación separadas de Electroperú. EGASA continúa como empresa pública; Termoselva se convirtió en empresa privada con la participación de ENDESA (España).

Las actividades de transmisión son llevadas a cabo principalmente por siete empresas privadas. REPS, una filial de ISA (Colombia), es la mayor empresa de transmisión y dueña del 28% de los activos del sistema de transmisión en todo el país. ISAPERU que opera la interconexión regional es una filial de ISA.

El negocio de distribución se compone de 24 empresas públicas y privadas. Como resultado de la desintegración vertical y la privatización de Electrolima, EDELNOR está operando en la zona norte de Lima y la empresa Luz del Sur, en la zona sur de esa ciudad. Estas dos empresas representan el 65% de ventas totales de energía en todo el país.

I-2.3 Situación del suministro y demanda de electricidad

I-2.3.1 Generación

La capacidad instalada de generación es 7.309 MW (no se incluye la capacidad de 1.303 MW de la generación privada para autoconsumo) a diciembre de 2010 (referirse a la Tabla I-2.3.1). Las plantas de generación son propiedad de 45 Empresas.

Tabla I-2.3.1 Empresas de Generación.

Empresa	Capacidad instalada (MW)	Capacidad efectiva (MW)
EDEGEL	1.583	1.475
ELECTROPERÚ	1.096	964
ENERSUR	1.086	1.046
KALLPA GENERACIÓN	695	687
EGENOR	602	566
EGASA	331	324
SN POWER	267	264
CELEPSA	220	220
CHINANGO	185	194
TERMOSELVA	203	176
Otros	1,041	959
Total	7.309	6.875

Fuente: MEM 2010

Como se muestra en la Tabla I-2.3.2, la generación consiste principalmente de 3.345 MW (45,8%) de hidrogenación y 3.964 MW (54,2%) generados por medios termales. La generación por gas natural (2.479 MW) abarca casi la mitad del total de la generación térmica. En 2010, la generación eólica participó en el mercado, aunque la capacidad es solamente 0,7 MW (0,01%).

Tabla I-2.3.2 Capacidad Instalada/ efectiva y tipo de generación

Fuente de energía	Capacidad Instalada (MW)	%	Capacidad Efectiva (MW)	%
Hidroeléctricas	3.345	45,8%	3.237	47,1%
Termoeléctricas	3.964	54,2%	3.637	52,9%
Gas Natural	2.479	33,9%	2.306	33,5%
Dual (Gas Natural - Diesel)	544	7,4%	509	7,4%
Diesel	500	6,8%	407	5,9%
Carbón	426	5,8%	404	5,9%
Otros	15	0,2%	11	0,2%
Eólico	0,7	0,01%	0,7	0,01%
Total	7.309	100,0%	6.875	100,0%

La Figura I-2.3.1 muestra la demanda de potencia del 16 de Diciembre de 2010, día de registro de demanda pico durante todo el mismo año. La Figura I-2.3.2 muestra la máxima demanda por áreas geográficas.

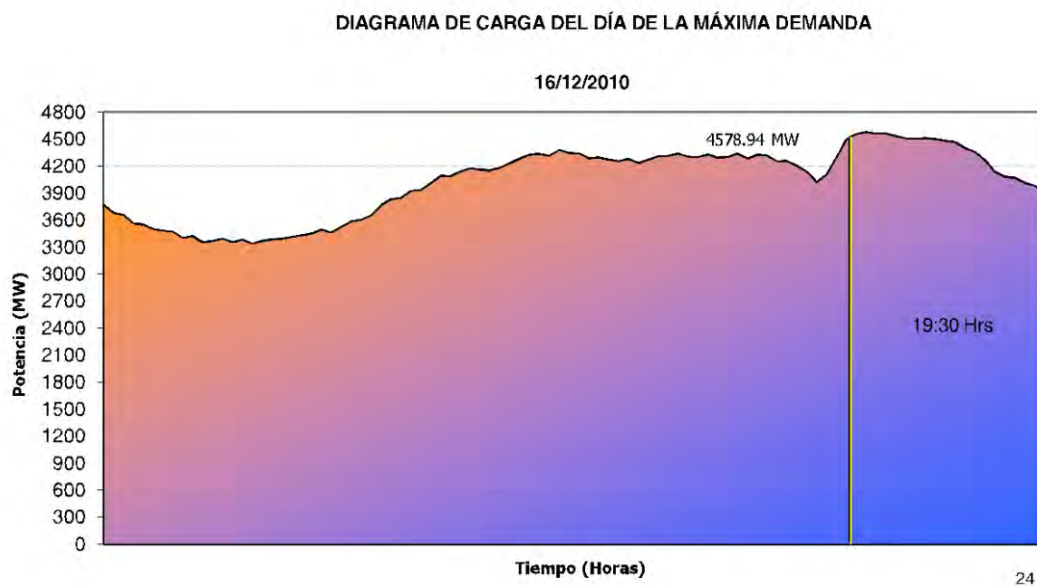


Figura I-2.3.1 Diagrama de carga pico diario (16 de Diciembre de 2010)

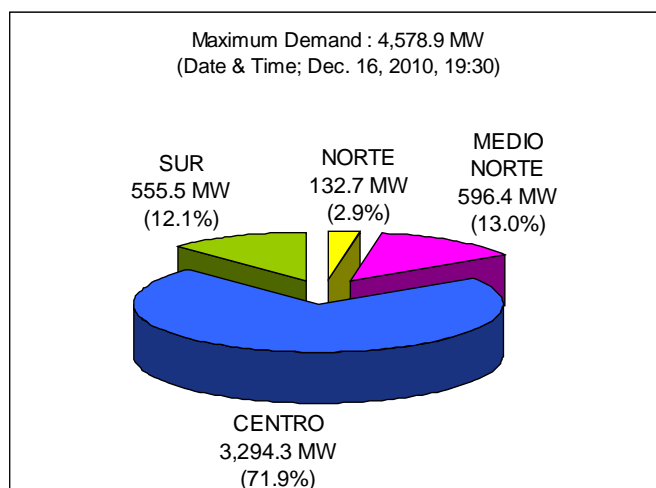


Figura I-2.3.2 Demanda por áreas geográficas (16 de Diciembre de 2010)

La Figura I-2.3.3 muestra la demanda registrada en función de los recursos utilizados en el día arriba mencionado. Como se muestra en la figura, la energía hidroeléctrica (<< 20 MW) y el gas natural fueron las principales fuentes de generación. Sin embargo, los energéticos renovables tuvieron una participación en la carga en torno al 0,3% (12 MW) que fueron generados por biomasa.

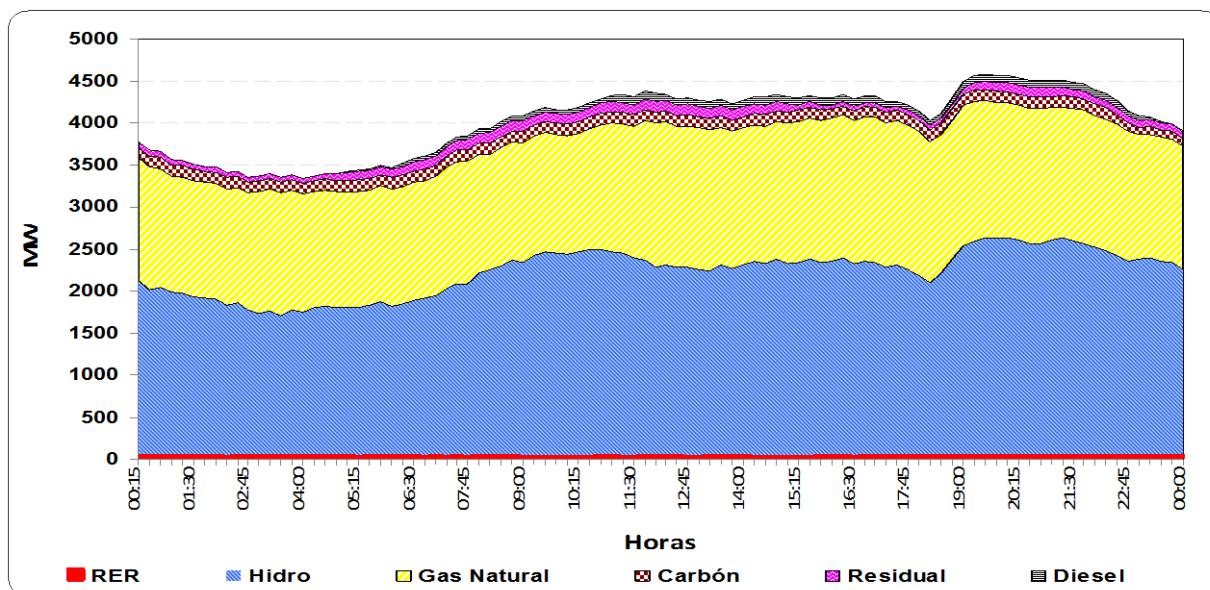


Figura I-2.3.3 Demanda registrada en función a la fuente de recursos (16 de Diciembre de 2010)

La Tabla I-2.3.3 y la Figura I-2.3.4 muestran la evolución del pico anual de demanda desde durante los años 2006 a 2010. En el año 2010 la demanda se incrementó en 5,9% comparada con el año previo.

Tabla I-2.3.3 Máxima demanda (2006 – 2010)

Año	2006	2007	2008	2009	2010
Demanda pico (MW)	3.580,3	3.965,6	4.198,7	4.322,4	4.578,9
Crecimiento (%)	-	10,8	5,9	2,9	5,9

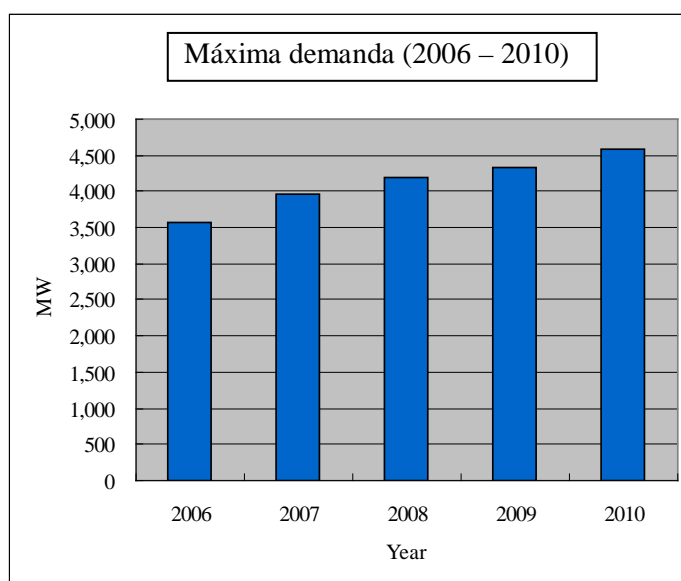
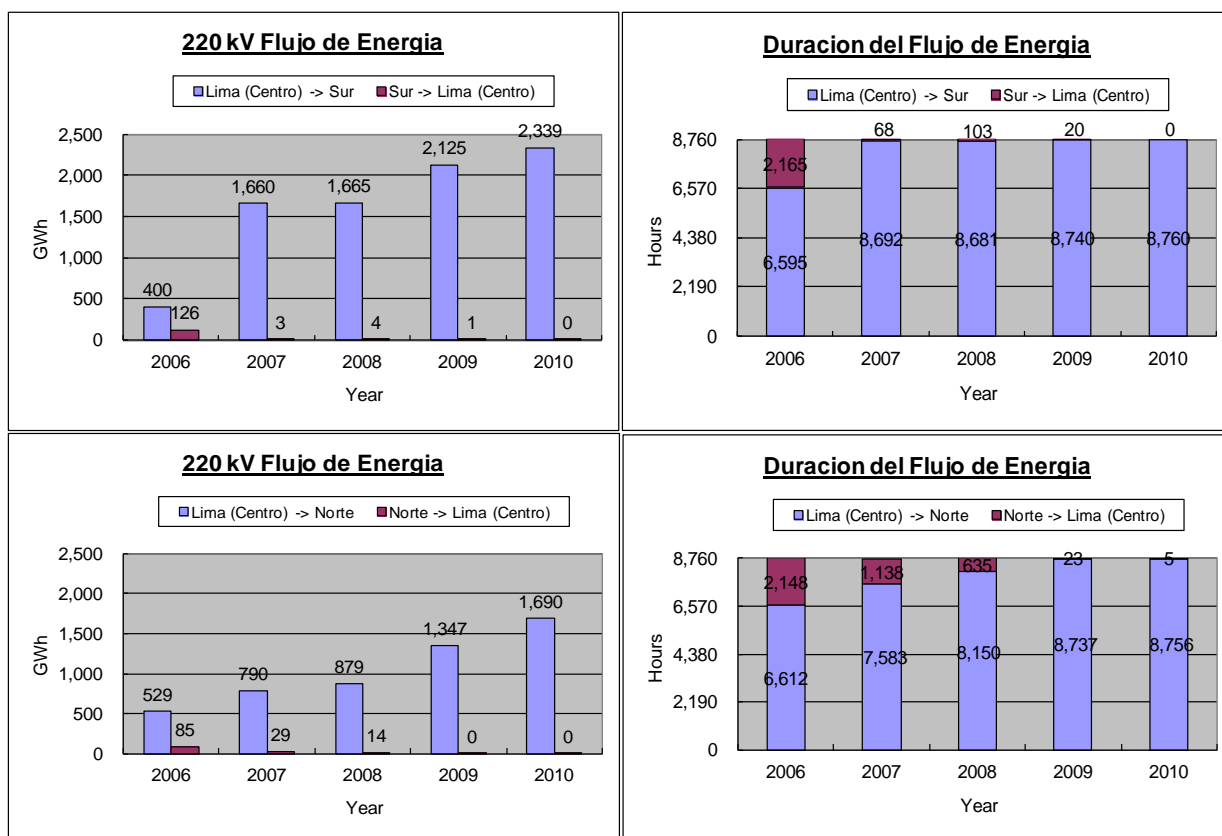


Figura I-2.3.4 Máxima demanda (2006 – 2010)

I-2.3.2 Flujo de energía entre áreas

Figura I-2.3.5 muestra la energía en GWh y su duración en horas de flujo de 220 kV entre Lima (centro del país) y Sur / Norte durante los últimos cinco años (2006 a 2010). En 2006, 126 GWh de energía se fluyó de Sur a Lima por 2.165 horas (mientras el flujo desde Lima al Sur fue 400 GWh), y 85 GWh de se fluyó de Norte a Lima por 2.148 horas (mientras el flujo desde Lima al Norte fue 525 GWh). El flujo de potencia y su duración desde Sur / Norte a Lima comenzó a disminuirse desde 2007, y finalmente en 2010, era casi cero. Es decir, todo el flujo de energía es de Lima a las dos zonas de Sur / Norte. En este sentido, el flujo de potencia se aumentó las pérdidas de transmisión. La pérdida de transmisión fue 188 GWh en 2010 (20% más que el año anterior 2009) en el Sur y fue 109 GWh en el año 2010 (58% más que en 2009). (Fuente: COES-SINAC Estadística de Operaciones 2009 y 2010)



Fuente; COES-SINAC Estadística Estadística de Operaciones 2006 – 2010

Figura I-2.3.5 Flujo de Energía entre Lima y Sur / Norte (Energía Total y Duración)

I-2.3.3 Líneas de Transmisión y Subestaciones

A finales de 2009, el sistema de transmisión en el Perú estaba compuesto principalmente por redes de 220 kV, 138 kV y 33/30 kV. La red está interconectada en 220 kV con una longitud de 2.200 km de norte a sur. La Figura I-2.3.5 muestra la interconexión de las líneas de transmisión. La Tabla I-2.3.4 muestra las longitudes de las líneas de transmisión.

Tabla I-2.3.4 Longitud de las líneas de Transmisión

Voltaje	Líneas	(*) Sistema Principal (km)	(**) Sistema Secundario (km)	Subtotal (km)	Total (km)
220 kV	1 circuito	1.450,9	3.305,7	4.756,7	8.265,9
	2 circuitos	1.468,9	2.040,4	3.509,3	
138 kV	1 circuito	400,6	3.104,9	3.505,5	3.738,5
	2 circuitos	0,0	233,0	233,0	
66/33 kV	-	0,0	1.884,4	1.884,4	1.884,4

Nota)

(*) : Línea troncal de transmisión

(**) : Línea secundaria incluida la línea existente dentro de las Platas de Generación.

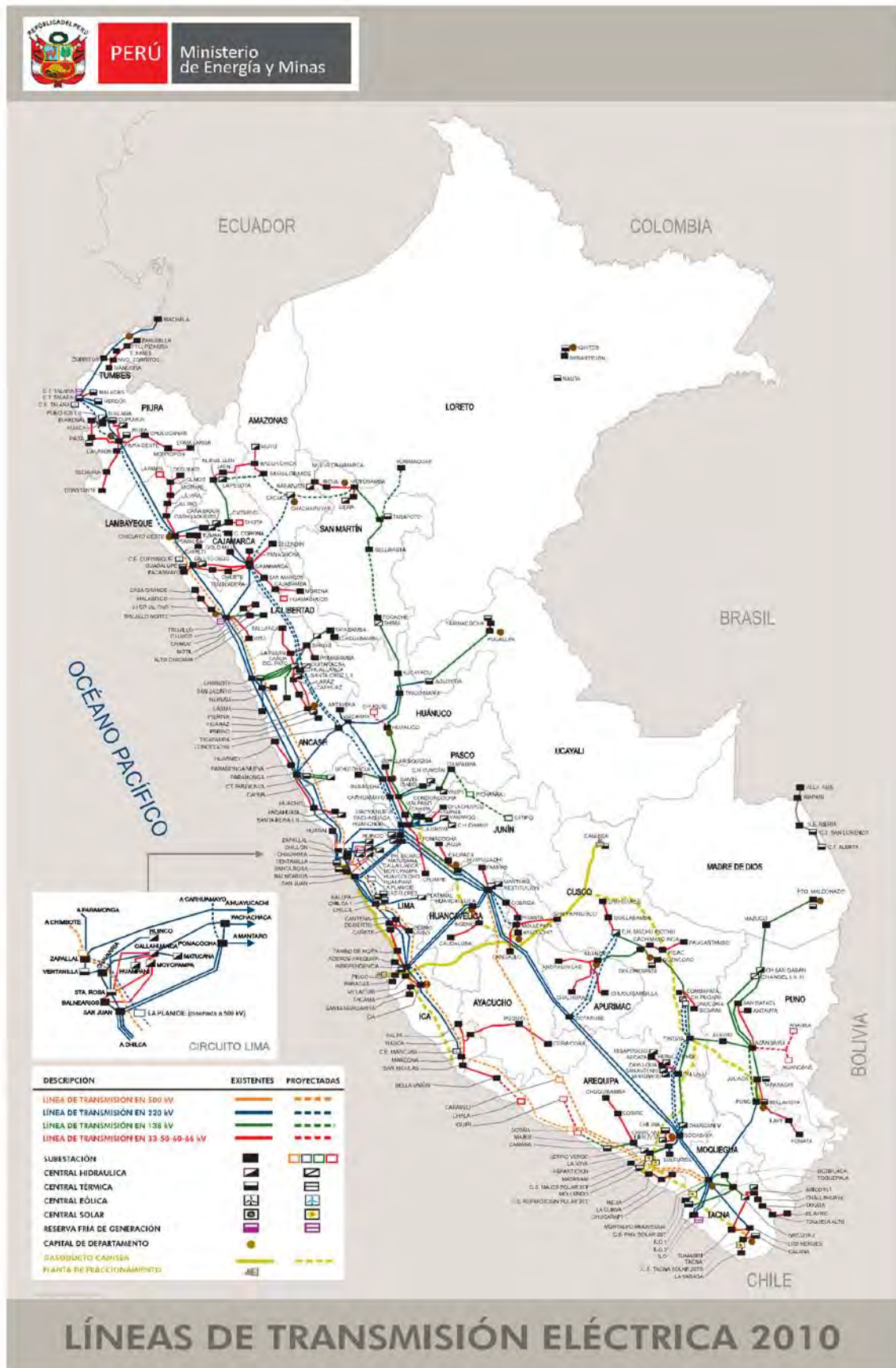


Figura I-2.3.6 Red de Transmisión (MEM, 2010)

La Tabla I-2.3.5 y la Tabla I-2.3.6 muestran la capacidad de subestaciones, transformadores, capacitadores disponibles a finales de 2009. La capacidad de transformadores incluye a los transformadores dentro de las Plantas de generación.

Tabla I-2.3.5 Capacidad instalada de transformadores

Líneas	Sistema Principal de Transmisión (MVA)	Sistema Secundario de Transmisión (MVA)	Total (MVA)
S.E. Elevadora (MVA)	0,0	4.576,7	4.576,7
S.E. Transformadora (MVA)	710,0	13.358,8	14.068,8

Tabla I-2.3.6 Capacidad instalada de equipo de compensación

	Ind./Cap.	Sistema Principal (Mvar)	Sistema Secundario (Mvar)	Sistema de Distribución(Mvar)
Comp. Síncrono.	Inductivo	0,0	10,0	0,0
	Capacitivo	0,0	20,0	0,0
Reactor		150,0	235,0	0,0
Capacitor		170,0	112,2	176,2
S.V.C.	Inductivo	65,0	45,0	50,0
	Capacitivo	75,0	90,0	100,0

I-2.4 Estructura de la Generación Eléctrica

I-2.4.1 La Generación

El mercado mayorista es libre y cuenta con la participación de las empresas de generación. En el mercado mayorista, los generadores de energía venden energía a las empresas de distribución o directamente a los grandes usuarios (consumidores de más de 2.500 kW). El centro de despacho de carga, COES-SINAC, que es una organización compuesta por todas las empresas de generación y transmisión (para cada sistema de transmisión) tiene la función del despacho comercial diarios. El despacho está previsto cada hora en orden de mérito por el principio de despacho económico óptimo.

I-2.4.2 Transmisión y Distribución

Para asegurar la liberalización de los mercados al por mayor y al por menor, la ley garantiza el libre acceso a las redes de transmisión. Los usuarios de líneas de transmisión y distribución deben pagar cargos de transmisión y distribución aprobados por el OSINERGMIN.

I-2.4.3 Pequeños usuarios del Mercado

Actualmente existen dos Mercados para la venta de electricidad: el Mercado libre para los grandes usuarios (consumidores por encima de 2.500 kW) y el Mercado regulado, para los pequeños usuarios (consumidores por debajo de 200 kW). Los consumidores de entre 200 kW y 2.500 kW pueden elegir cualquiera de ellos. Los grandes usuarios pueden hacer libremente un contrato con las empresas de generación o distribución. Actualmente hay 343 contratos libres, ocupando el 46% de ventas totales de energía en el país y que representan la transacción de 11,400 GWh. En el mercado regulado, las

empresas distribuidoras están obligadas a suministrar electricidad a los usuarios pequeños en el área que les corresponda.

I-2.5 Estructura tarifaria

Las tarifas de electricidad son reguladas por el OSINERGMIN y determinadas en función de la generación, transmisión y distribución. La tarifa para los usuarios se calcula sumando la cuota en el nodo (la tasa de generación y la tarifa de transmisión hasta el nodo) y la cuota de distribución de generación de comisiones tiene dos componentes: la cuota de capacidad (USD / MW) y la cuota de energía (USD / MWh). El costo de la energía se define en función de estar dentro o fuera del espacio de horas pico respectivamente.

I-2.5.1 La Generación

Los grandes consumidores pueden comprar la electricidad de los generadores o distribuidores por la contratación directa a los precios libremente acordados. Los consumidores en el mercado regulado pagan la tarifa definida por OSINERGMIN. El COES revisa la tarifa regulada para la generación en mayo de cada año. La tarifa regulada de generación se calcula para cada nodo en el sistema basado en la previsión de la demanda de los siguientes 48 meses, teniendo en cuenta el precio del combustible, el almacenamiento en las presas proyectadas, la tasa de descuento oficial, etc. Hay 82 nodos en el SEIN y 16 nodos de la SSAA (sistemas aislados). El costo de la potencia (USD/MW) se calcula sobre la base de los costes de inversión de la Planta de generación marginal. El costo de la energía (USD / MWh) es el promedio ponderado de corto plazo del costo marginal de la energía por nodo.

La Figura I-2.5.1 muestra la evolución del costo marginal promedio de corto plazo y el costo de la energía en barra durante 2010.



Figura I-2.5.1 Evolución del costo marginal de corto plazo y el costo de energía en barra (2010)

I-2.5.2 Transmisión

La tarifa de transmisión tiene dos componentes: la Tarifa de uso de línea y la tarifa de conexión. El costo total de la transmisión en un sistema troncal es la suma del costo de inversión y el costo de operación y mantenimiento. El COES calcula el cargo por uso de línea para cada sistema basado en la potencia (MW) y la energía (MWh) a suministrar a cada nodo. La tarifa de conexión cubre la diferencia entre el costo de transmisión y la tasa de uso de la línea.

I-2.5.3 Precio en Nodo

El COES calcula el costo en el bus de distribución, adicionando al coste de generación en cada nodo la tasa por uso de línea de transmisión. El precio en bus de distribución es calculado por COES y requiere la aprobación del OSINERGMIN.

I-2.5.4 Distribución

Los costos de distribución incluyen el costo de la inversión en líneas de distribución, el de operación y los costos de mantenimiento relacionados directamente con los usuarios, como la medición por medidores de energía eléctrica, recolección de pagos, etc. El costo de la distribución se calcula sobre la base de un modelo de distribución eficiente para cada área. La tasa de retorno es revisada cada cuatro años por un período de 25 años y teniendo en cuenta los costos de inversión, costos de operación y mantenimiento y, además la sustitución de equipos después de los 25 años de vida útil del proyecto.

La Tabla I-2.5.1 muestra los promedios (1995 a 2010) de precio de la energía vendida por los distribuidores y la Figura I-2.5.2 Muestra el precio promedio de la energía en los mercados regulado y libre respectivamente en el mismo periodo.

Tabla I-2.5.1 Evolución del precio de la energía (1995 - 2010)

Year	Market			Distributors			Generators
	Total	Regulated	Free	Total	Regulated	Free	
1995	8.4	10.1	5.1	9.0	10.1	5.5	4.2
1996	8.6	10.4	5.3	9.4	10.4	6.0	4.5
1997	8.2	10.1	5.4	9.2	10.1	5.7	5.2
1998	7.1	8.8	4.9	8.0	8.8	5.0	4.9
1999	6.8	8.3	4.9	7.6	8.3	5.1	4.9
2000	7.2	8.8	5.2	8.0	8.8	5.3	5.2
2001	6.9	8.8	4.7	8.2	8.8	5.4	4.5
2002	6.6	8.3	4.7	7.8	8.3	5.2	4.5
2003	6.6	8.4	4.6	8.0	8.4	5.3	4.5
2004	7.0	8.7	5.2	8.2	8.7	5.4	5.2
2005	7.6	9.4	5.6	8.9	9.4	5.6	5.5
2006	7.6	9.2	5.6	8.7	9.2	5.4	5.6
2007	7.4	9.1	5.4	8.7	9.1	5.4	5.4
2008	8.2	9.6	6.6	9.2	9.6	6.2	6.7
2009	8.3	10.2	5.7	9.9	10.2	6.6	5.6
2010	8.3	10.5	5.6	10.1	10.5	6.9	5.4

US cents/kWh

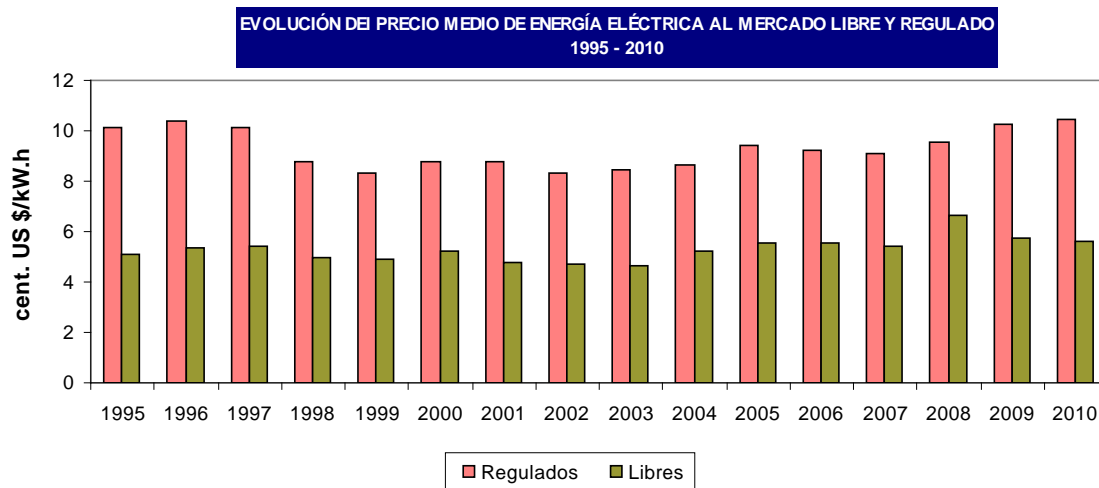
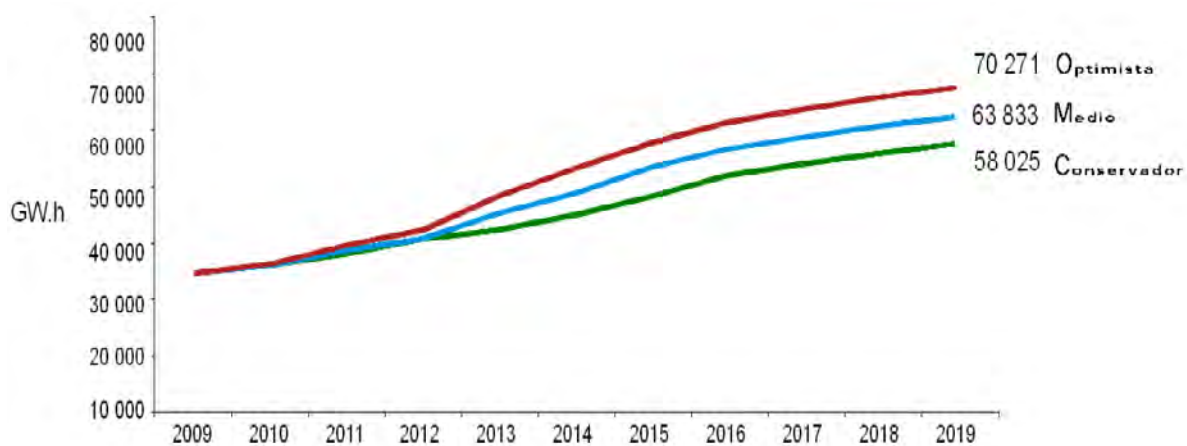


Figura I-2.5.2 Evolución del precio de la energía (1995 - 2010)

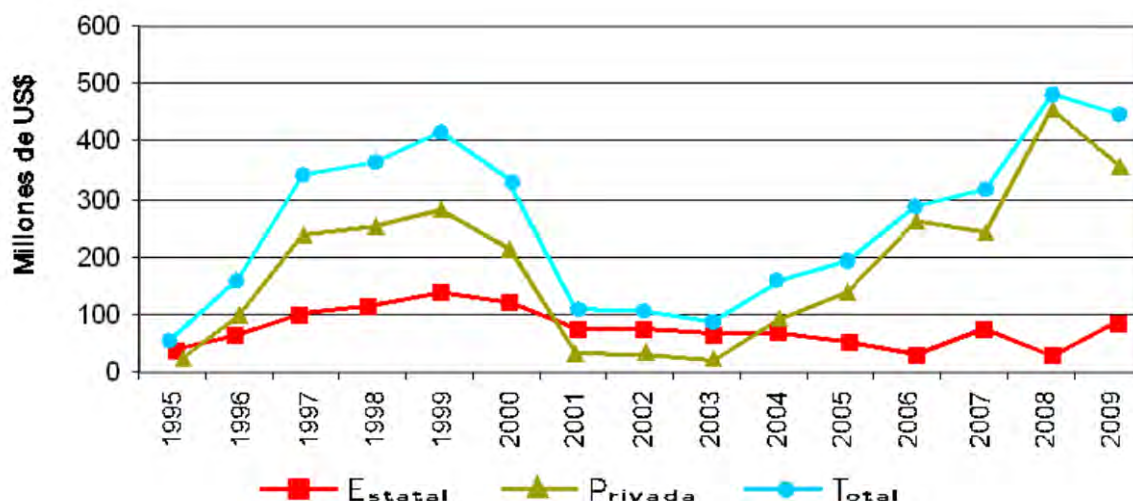
I-2.6 Políticas de Sector de Generación Eléctrica

En los últimos cinco años, la demanda de electricidad ha tenido un crecimiento anual promedio del 8%, debido al fuerte desarrollo de la minería y la industria. En la Figura I-2.6.1 se muestra la demanda proyectada hasta el año 2019 en tres diferentes escenarios: optimista (9,0%), medio (8,1%) y conservador (7,0%). A pesar de las condiciones macroeconómicas en el país este nivel de crecimiento se ha mantenido y, sin embargo que en los últimos cinco años la inversión en electricidad ha crecido a una tasa promedio anual de 23%, el país necesita acelerar la aplicación de nuevos proyectos para asegurar el suministro de energía eléctrica (Figura I-2.6.2).



(Fuente: MEM 2010)

Figura I-2.6.1 Proyección 2009 a 2019 de la demanda de energía



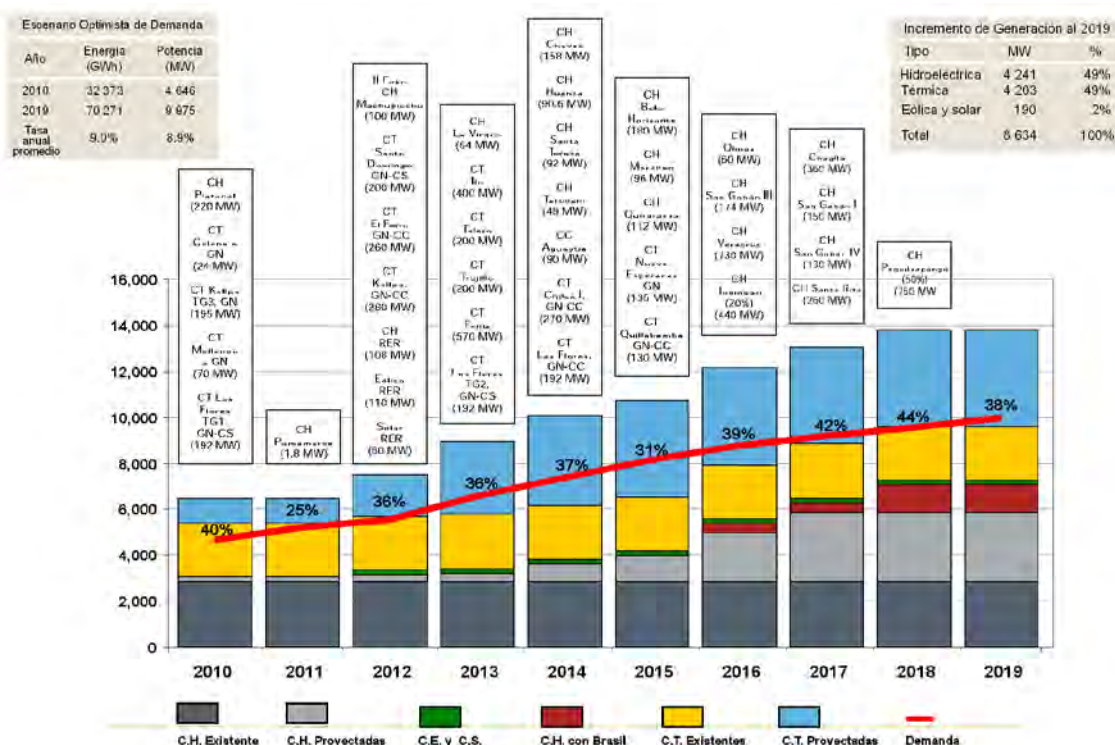
(Fuente: MEM 2010)

Figura I-2.6.2 Inversión en generación eléctrica

Basado en estos hechos, el MEM está implementando políticas en los siguientes lineamientos:

- Diversificar la matriz energética.
- Mecanismos de incentivo para la inversión privada.
- Perfeccionar el marco normativo y legal del subsector para asegurar el suministro oportuno y adecuado.
- Promover el desarrollo y uso de fuentes de energía renovables para la generación de electricidad, sobre todo la hidroeléctrica.
- Uso eficiente del Gas Natural para la Generación Eléctrica.
- La seguridad y la cobertura de la transmisión eléctrica.
- Regulación de tarifas en el Mercado Regulado.
- Continuar la expansión de la cobertura eléctrica en áreas rurales y fronterizas del país.
- Promover la cultura del uso eficiente y seguro de la electricidad.
- Seguridad Energética.
- Promover las inversiones en generación y transmisión de electricidad para la integración energética regional (apuntando a convertirse en un exportador de electricidad en la región, teniendo en cuenta el enorme potencial de energía hidroeléctrica).
- La promoción de desarrollo energético tomando en cuenta la conservación del medio ambiente.

De acuerdo con publicación del MEM "Sector Eléctrico 2010", el incremento estimado de la capacidad de generación para el 2019 será a 8,634 MW. Esta potencia será de 49% en energía hidroeléctrica, 49% en centrales eléctricas a gas natural y el 2% en proveniente de recursos energéticos renovables (sin contar hidráulicos), como se muestra en la Figura I-2.6.3.



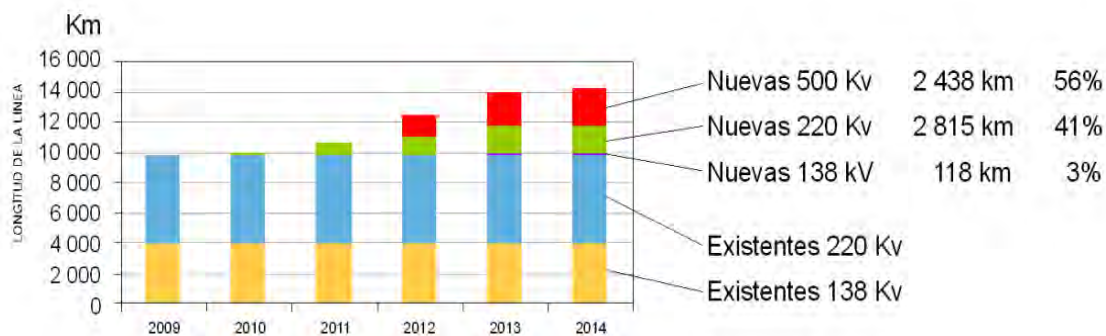
(Fuente: MEM 2010)

Figura I-2.6.3 Alimentación y demanda Proyectadas para el SEIN, años 2010 a 2019

En cuanto a la transmisión, para mejorar la eficiencia, confiabilidad y seguridad del funcionamiento del sistema, se espera que el SEIN opere en una nueva y más alta tensión de 500 kV. Esta será la tensión de operativa en nuevas líneas de la transmisión para el período 2010 a 2014, estas totalizando un total de 4.371 kilómetros más, donde el 56% será red de 500 kV, el 41% de 220 kV y 3% de 138 kV (referirse a Tabla I-2.6.1 y la Figura I-2.6.4).

Tabla I-2.6.1 Nuevas Líneas de Transmisión programadas para el año 2014

Estado	Líneas en proyecto	Tensión (Kv)	Longitud (km)	Año de puesta en operación
Licitado	LT Chilca Planicie Zapallal	220	94	2010
Licitado	LT Chilca Zapallal	500	94	2011
Licitado	LT Carhuamayo Paragsha Conococha Huallanca Cajamarca, LT Cerro Corona Carhuauero	220	671	2011
Licitado	LT Independencia Ica (Doble Circuito)	220	55	2011
Licitado	Mantaro Caraveli Montalvo	500	742	2012
Licitado	LT Machupicchu Cotaruse	220	204	2012
Licitado	LT Zapallal Chimbote Trujillo	500	530	2012
Licitado	LT Chilca Marcona Ocoña Montalvo	500	872	2013
Licitado	LT Tintaya Socabaya	220	207	2013
Licitado	LT Piura Talara (2do circuito)	220	103	2012
Licitado	LT Pomacocha Carhuamayo	220	110	2012
En licitación	LT Machupicchu Abancay Cotaruse	220	204	2013
En licitación	LT Trujillo Chiesayo	500	200	2013
En licitación	LT Cajamarca Norte - Caclis	220	167	2013
En licitación	LT Caclis Moyobamba	138	118	2013
Prevista	LT Onocora Tintaya	220	75	Por definir



Fuente: MEM, Sector Eléctrico 2010

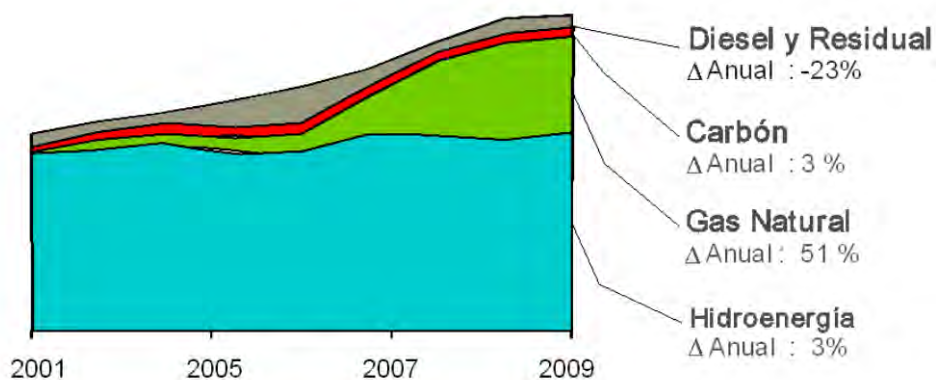
Figura I-2.6.4 Longitud de la Línea de Transmisión del SEIN

La interconexión con países vecinos, como el Brasil, está asociada con la ejecución de los proyectos hidroeléctricos más importantes del país. Para la interconexión con el Ecuador ya se ha implementado una línea de transmisión de 220 kV, entre Tumbes y Machala, con limitada capacidad de operación de 160 MW y asíncrona. El vínculo no ha operado de forma continua por existir diferencias regulatorias en ambos países. Dada la dificultad de acceso y escaso desarrollo de los sistemas eléctricos en la zona fronteriza con Colombia, el vínculo con Ecuador también permitirá un intercambio de energía con Colombia. En cuanto a la interconexión con Bolivia y Chile, existe la limitación técnica de la diferencia de frecuencias lo que hace difícil dicha interconexión.

I-3 Aceleración del desarrollo de Energías Renovables.

I-3.1 Antecedentes

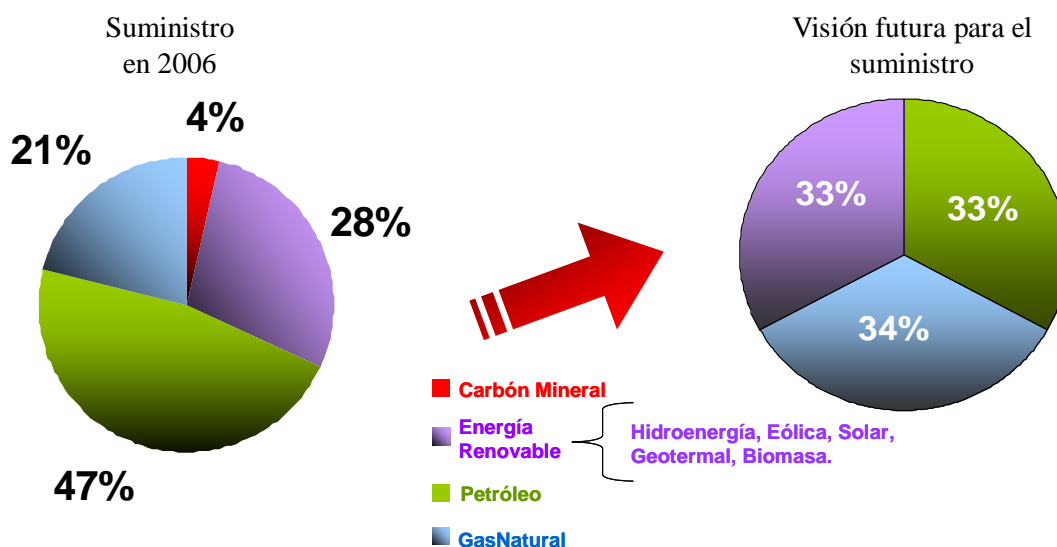
El Gobierno está implementando medidas concretas para la implementación de las políticas del sector de energía. La promoción del uso de los recursos energéticos renovables es uno de los pilares y para ello es un requerimiento no sólo desde el punto de vista del medio ambiente sino también desde el que, para satisfacer la creciente demanda de electricidad en el mediano plazo, será esencial utilizar los recursos de energía renovable. Sin embargo, como se muestra en la Figura I-3.1.1, el país depende en gran medida la producción de electricidad a partir de los recursos hídricos y, por otro lado, la generación de electricidad mediante la quema de gas natural también se ha incrementado recientemente. En este sentido, la importancia de la introducción de los recursos renovables a la matriz energética del país será cada vez mayor desde el punto de vista de la seguridad energética del país.



Fuente : MEM, 2010

Figura I-3.1.1 Generación en función del Recurso, años 2001 a 2009

El gobierno tiene una visión para el cambio de la matriz energética del país en el futuro, en lo cual, aproximadamente una tercera parte de la oferta energética (incluye generación de electricidad) debe ocuparse con los recursos de energías renovables (Figura I-3.1.2) En Junio de 2010, el gobierno presentó oficialmente las Acciones Nacionales Adecuadas de Mitigación del Cambio Climático de acuerdo al acuerdo internacional en COP 15 bajo la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (Acuerdo de Copenhague). Dentro de las actividades que el gobierno comprometió a realizar voluntariamente se encuentra la modificación de la matriz energética actual, a fin de que al año 2020, las energías renovables (energías no convencionales, hidroenergía y biocombustibles) representen, por lo menos, el 33 % de la energía consumida en el país.



Fuente: "Normas e instalaciones para desarrollar Energía Renovable" MEM Oct. /2008

Figura I-3.1.2 Visión para el cambio de la matriz de energía

I-3.2 Leyes para la Promoción de la Generación de Electricidad con Recursos Renovables

El Gobierno estableció la obligación de que el 5% del consumo de energía en los próximos cinco años sea cubierto con recursos energéticos renovables (RERNC: biomasa, eólica, solar, geotermia, mareomotriz y de energía hidroeléctrica de capacidad hasta 20 MW). El Gobierno está poniendo en práctica las reglas y los incentivos para promover el uso de recursos energéticos renovables y la promulgación en mayo de 2008 de la Ley para Promover la Generación de Electricidad con Energías Renovables (Ley No. 1002) y su Reglamento (Decreto Supremo No.050-2008-EM), promulgado en octubre del mismo año, son sus más importantes acciones.

Conforme a la Ley y su Reglamento, el gobierno llevó a cabo la primera y segunda subastas del suministro de electricidad con recursos energéticos renovables en el SEIN durante el período de 20-30 años en el precio adjudicado. La subasta se realizó de la siguiente manera:

- El país garantiza que el 5% del consumo anual de energía debe estar cubierto por la energía generada a partir de recursos energéticos renovables durante los próximos 5 años. Este porcentaje de participación de recursos energéticos renovables puede ser aumentado por el MEM.
- Para cumplir con el requisito, el país garantiza el pago del precio otorgado en la subasta por un período de entre veinte y treinta años (el generador a partir de recursos energéticos renovables recibe la garantía de ingresos de la venta de la energía producida en el precio de adjudicación. En caso de que el precio otorgado exceda el costo marginal del mercado al contado, la diferencia será cubierta como Premium).

- La composición de la energía por tipo de tecnología se define de acuerdo con el Plan Nacional de Energías Renovables, según los proyectos solicitados y según proyectos con concesión. Las Bases para las subastas fueron preparadas por el MEM.
- El proceso de subasta es conducido por el OSINERGMIN a pedido del SIEN.
- Para la determinación del Precio Base, EL MEM considera una tasa de retorno no menor del 12%, como está definido en el Artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas. El Precio Base será calculado por OSINERGMIN de acuerdo al tipo de tecnología de generación con recursos energéticos renovables (referirse a la Figura I-3.2.1).

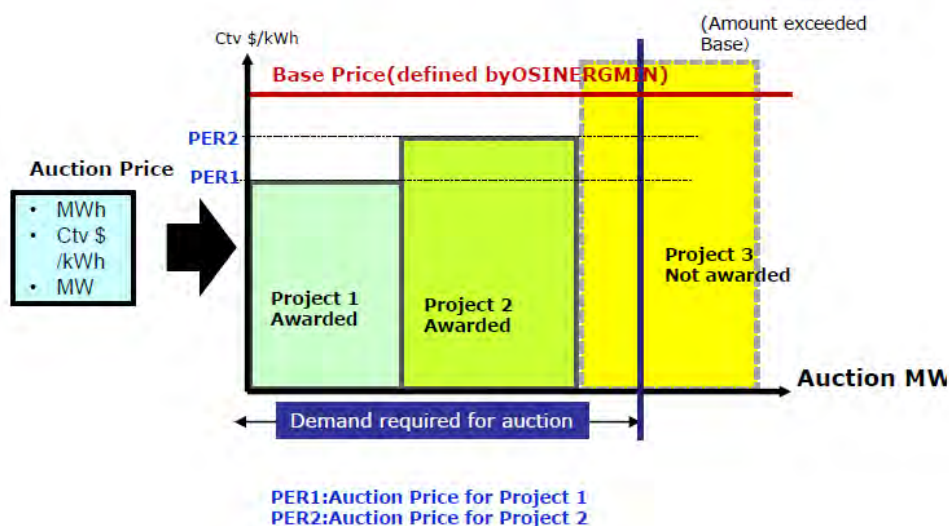


Figura I-3.2.1 Esquema de Subasta para la generación con recursos energéticos renovables

- El precio de adjudicación será garantizado a cada adjudicatario de la venta de su producción de energía, expresada en dólares EE.UU. / MWh
- La evaluación de ofertas es independientemente hecha para tipo de tecnología de recursos energéticos renovables.
- La adjudicación se determina en función al orden de mérito dentro del Precio Base y hasta completar la cuota de cada tecnología, como se define en el documento de licitación, para cubrir el total de energía requerida.
- El término de validez es establecido en las Reglas, siendo este de no menos de veinte años ni más de treinta.
- El llamamiento a subasta se llevará a cabo con intervalo de dos años.
- La venta de energía generada con recursos energéticos renovables en el Mercado en corto plazo y a un costo marginal más una prima está garantizada en los casos en que el costo marginal es menor al de tasa correspondiente a la concesión (ver Figura I-3.2.2). La prima se reflejará en el precio de la electricidad para los usuarios finales.

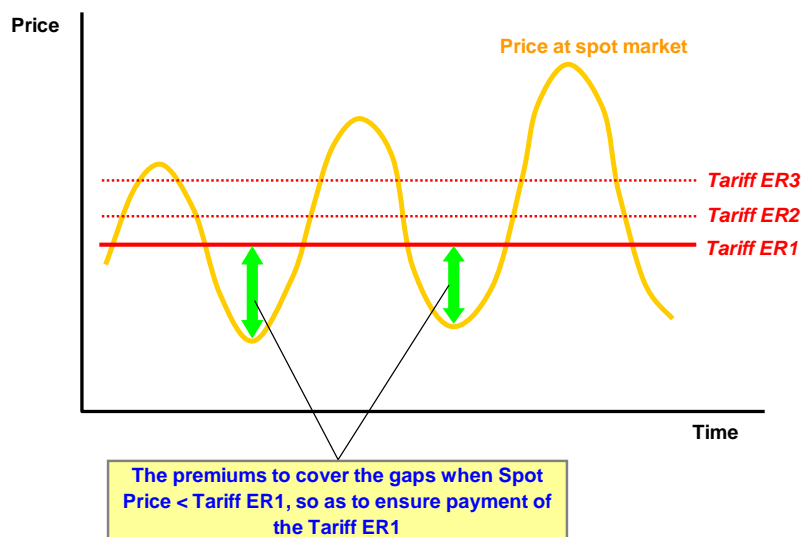


Figura I-3.2.2 Precio de venta de energía generada por recursos energéticos renovables

- Ser titular de una concesión temporal no es un requisito para ser postor.
- Se dará despacho preferencial y libre acceso para conectarse a las redes

El gobierno convocó, en octubre de 2009, la primera subasta de suministro de electricidad con recursos energéticos renovables con el objeto de tener capacidad instalada de 500 MW con recursos energéticos renovables (que fueron calculados a un factor de planta 30%, considerando que la energía requerida es de 1.134 GWh/y). La adjudicación se llevó a cabo en febrero, 2010. Calificaron 20 postores con 31 proyectos: 17 hidroeléctricos, 6 eólicos, 2 de biomasa y 6 solares. Finalmente, los proyectos adjudicados fueron 26. Los precios máximos de adjudicación previamente fijados por OSINERGMIN (en desconocimiento de los ofertantes antes de ofertar) para las tecnologías hidroeléctrica, eólica, biomasa y solar fueron 74 US\$/MWh, 110 US\$/MWh, 120 US\$/MWh, 269 US\$/MWh respectivamente. Estos precios fueron calculados por OSINERGMIN de acuerdo a su metodología, y fueron mantenidos en reserva hasta el inicio del acto público de apertura de sobres con la oferta económica y la adjudicación.

El plazo de vigencia de la Tarifa de adjudicación es 20 años y los proyectos adjudicados deberán estar en operación comercial a más tardar el 31 de diciembre de 2012. La subasta para complementar el faltante del universo inicial de 500 MW fue anunciada en Marzo de 2010 y 25 proyectos (5 de biomasa, 3 solares y 17 hidroeléctricos) participaron. Sin embargo, la mayoría de los proyectos presentaron precios arriba de la tarifa base y solamente dos proyectos hidroeléctricos resultaron adjudicados. La segunda Subasta se llevó a cabo el 4 de Abril de 2011 (adjudicada en Julio de 2011). En esta se adjudicaron un proyecto para biomasa, otro de generación eólica y uno más de energía solar. El precio base se había fijado en US\$ 65/MWh para la biomasa solamente. La Tabla I-3.2.1 muestra los resultados de la primera y segunda subasta para proyectos de Biomasa, Eólicos y Solares.

Tabla I-3.2.1 Resultados de la subasta para Generación a partir de recursos energéticos renovables

Nombre del proyecto	Capacidad (MW)	Precio (cents USD/kWh)	Factor de Capacidad (%)	Año de subasta Year	Inicio de inyección al sistema
Biomasa	29.4				
Generación Ingenio Azucarero Paramonga	23.0	5.20	57.10	2009	2010
CTB Huaycoloro	4.4	11.00	73.40	2009	2011
La Gringa V	2.0	9.999	80.00	2011	2014
Eólico	232.0				
Marcona	32.0	6.55	52.93	2009	2012
Central Eolica Talara	30.0	8.70	46.00	2009	2012
Central Eolica Cupishnique	80.0	8.50	43.00	2009	2012
Central Consorcio Tres Hermanas	90.0	6.90	52.73	2011	2014
Solar	96.0				
Panamericana Solar 20TS	20.0	21.50	28.90	2009	2012
Majes Solar	20.0	22.25	21.50	2009	2012
Tacna Solar	20.0	22.50	26.90	2009	2012
Reparticion Solar 20T	20.0	22.30	21.40	2009	2012
Solarpack Corporación Tecnológica S.L.	16.0	11.99	30.50	2011	2014
Total	357.4				

El generador recursos energéticos renovables adjudicatario y conectado al SEIN, puede vender parte o la totalidad de su energía al mercado de corto plazo. Adicionalmente obtiene un monto por prima en el caso que la tarifa de adjudicación sea mayor a un costo marginal en el mercado de corto plazo. El generador recursos energéticos renovables conectado a un sistema aislado venderá su electricidad al precio otorgado, el recursos energéticos renovables no adjudicado puede vender toda o parte de su electricidad en el mercado a corto plazo mediante contrato con una tercera parte.

I-3.3 Otras Leyes y Regulaciones para Promover la utilización de recursos energéticos renovables

El gobierno está implementando otras leyes y reglamentos para promoción de utilización de recursos energéticos renovables tales como: Ley para Promover las Inversiones en Centrales Hidroeléctricas y el Uso Eficiente de Gas Natural (D.L. No.1041, junio 2008)

- Promueve la inversión en centrales hidroeléctricas, ampliando el plazo máximo de 15 años a 20 años para los contratos de suministro de electricidad resultantes de las licitaciones de electricidad.
- En los procesos de licitación de electricidad se aplicará un factor de descuento al precio de energía, sólo para la evaluación de las ofertas que son respaldadas con proyectos hidroeléctricos. Los contratos de suministro se firman con los precios reales ofertados.
- Promueve la conversión a ciclo combinado de las centrales térmicas que operan a ciclo abierto, para mejorar la eficiencia del uso de gas natural y de la infraestructura del transporte.

Ley que promueve la Inversión en la Actividad de Generación Eléctrica con Recursos Hídricos y con otros Recursos Renovables (D.L. N° 1058, Junio, 2008)

- La actividad de generación eléctrica en base de recursos hídricos o a base de otros recursos renovables gozará del régimen de Depreciación Acelerada para efectos del impuesto a la renta. Depreciación acelerada no mayor al 20% como tasa global anual.
- Depreciación aplicable a las maquinarias, equipos y obras civiles necesarias para la instalación y operación de la central, que sean adquiridos y/o construidos a partir de la vigencia del presente

decreto.

- Precio del Gas Natural igual al de para un Generador.
- Acceso libre a redes de conexión, No se aplican cargos de conexión para a su propio consumo de potencia.
- Despacho preferencial por el COES.
- Asegurar la venta de sus excedentes de potencia y energía en el Mercado mayorista a costo marginal.
- Venta de excedentes bajo contrato a las Generadoras, Distribuidoras y Consumidores libres.

Reglamento de Cogeneración (D.S. N° 037-2006-EM, Julio de 2006)

- Establece los requisitos y condiciones para que las centrales de cogeneración calificadas participen en el mercado eléctrico.
- Establece los siguientes beneficios:
 - Precio del gas natural igual que un generador.
 - Libre acceso para conectarse a las redes. Para el pago de peaje de conexión no se considera su potencia de autoconsumo.
 - Despacho preferencia por el COES y no marginan.
 - Venta asegurada de sus excedentes de potencia y energía en el mercado mayorista, a costo marginal.
 - Venta de sus excedentes mediante contrato a los Generadores, Distribuidores o Clientes Libres.

Adicionalmente, se han dictado leyes que otorgan beneficios tributarios a la inversión en energías renovables; a) Decreto Ley No.1058, que dispone el beneficio de depreciación acelerada de activos, de hasta 20% cada año, para efectos del pago de Impuesto a la Renta, para las inversiones hidroeléctricas y demás energías renovables (Junio, 2008) y b) Ley No.28896, que dispone que la generación de energía eléctrica con recursos hidráulicos y otros renovables, puede acogerse al Régimen de Recuperación Anticipada del Impuesto General a las Ventas (IGV) (Junio, 2006).

I-4 Marco Legal para el Desarrollo de Recursos Geotermicos

I-4.1 Ley Orgánica de Recursos Geotermiales

Para la promoción del desarrollo de recursos geotérmicos, se promulgó la Ley Orgánica de Recursos Geotérmicos (Ley No.26848) en julio de 1997 y su respectivo Reglamento en 2006. Posteriormente en abril 2010, aprobó el nuevo Reglamento de la Ley No.26848, con el objetivo de introducir las inversionistas privadas en el desarrollo de esta fuente energética y reducir el riesgo en ellas. Asimismo, con Resolución Ministerial No.191-2007-PCM, se constituyó una Comisión Técnica Multisectorial.

I-4.2 Organizaciones relacionadas con el Desarrollo Geotermal

Las entidades competentes relacionadas a desarrollo geotérmico en el país son: Viceministerio de Energía-Ministerio de Energía y Minas
Ministerio de Energía y Minas resolverá en segunda y última instancia administrativa las impugnaciones interpuestas contra las resoluciones de la Dirección General de Electricidad.

Dirección General de Electricidad (DGE)

Son atribuciones de DGE, conforme con lo dispuesto a la Ley Orgánica de Recursos Geotérmicos y su

Reglamento, tramitar y resolver en primera instancia, según corresponda, todos los procedimientos administrativos.

Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos (DGAAE)

Son atribuciones de la DGAAE, conforme con lo dispuesto a la Ley Orgánica de Recursos Geotérmicos y su Reglamento, tramitar y resolver en primera instancia, según corresponda, todos los procedimientos administrativos concernientes a los Estudios Ambientales para las actividades geotérmicas.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN)

OSINERGMIN es la entidad encargada de la supervisión y fiscalización de las actividades geotérmicas. Establecerá las escalas de multas y sanciones para los titulares de derechos geotérmicos que incumplan la ley y el reglamento, conforme los dispositivos legales que establezca para tal fin. Remitirá a la DGE la relación de los derechos geotérmicos que se encuentren incursos en causal de caducidad.

I-4.3 Definición de Actividades Geotermales

Según la Ley Orgánica de Recursos Geotérmicos y su Reglamento, las actividades geotérmicas se dividen como se muestra en la Tabla I-4.3.1;

Tabla I-4.3.1 Fases para el desarrollo de recursos geotérmicos y derechos geotérmicos

Fase de Desarrollo	Actividades	Derecho Geotérmico	Plazo
i) Reconocimiento	Actividad que tiene por objeto determinar, por medio de observación de la geología del terreno y por estudios geoquímicos, si la zona observada puede ser fuente de recursos geotérmicos.	Libre	
ii) Exploración Fase 1 : Realización de estudios previos a la perforación de pozos exploratorios profundos, los cuales deberán tener una profundidad menor de 1.000 m. Fase 2: Para la realización de perforación de pozos exploratorios profundos, que implica la perforación como mínimo de 3 pozos.	Actividad que determina las dimensiones, posición, características y magnitud de recursos geotérmicos, e incluye la perforación de pozos de gradiente térmica.	Autorización	3 años Fase 1:2 años Fase 2:1 año (Una vez podrá ser prorrogada por 2 años más)
iii) Desarrollo (Explotación) →Generación Eléctrica	Actividad con fines comerciales que permite obtener energía geotérmica por medio de vapor, calor o fluidos geotérmicos de baja y alta temperatura u otros.	Concesión →En caso que se explote la energía geotérmica con fines de generación eléctrica, el contrato de concesión se extenderá automáticamente por el mismo lapso del a concesión o autorización de generación eléctrica.	30 años (Podrá ser prorrogada por 10 años cada vez)

Los recursos geotérmicos deben desarrollarse bajo la Ley Orgánica de Recursos Geotérmicos. Sin embargo, para la generación de electricidad con la energía geotérmica, se requiere la concesión definitiva para la generación y en cuanto a la concesión para explotación de recursos geotérmicos, el contrato se extenderá automáticamente por el mismo lapso de la concesión de generación.

Por otro lado, el desarrollo de otros recursos de energías renovables y la generación de electricidad se deben realizar bajo de la Ley de Concesión Eléctrica, en lo cual, están clasificados siguientes tres derechos.

- Concesión Definitiva: Derecho otorgado para la generación hidráulica mayor de 20 MW y la generación con los recursos de energías renovables (incluye la generación hidráulica menor de 20 MW)
- Concesión Temporal: Derecho otorgado a proyectos de generación de cualquier magnitud, incluyendo las energías renovables para la realización de estudios de factibilidad en un plazo no mayor a 2 años.
- Autorización: Derecho otorgado a centrales termoeléctricas mayores a 500 kW y compromiso para la construcción en un plazo determinado en el calendario de ejecución de obras.

La Tabla I-4.3.2 muestra el requerimiento de derechos para el desarrollo de recursos y la generación con energía geotérmica y otras fuentes de generación.

Tabla I-4.3.2 Derechos requeridos para el desarrollo de recursos y la generación con la energía geotérmica y otras fuentes de generación

		Termoeléctrica (más de 500kW)	Hidroeléctrica (más de 20MW)	RER (geotermia no está incluida) (biomasa, eólica, solar, mareomotriz, hidro menos de 20 MW)	Geotermia
Ley Aplicable		Ley de Concesiones Eléctricas			Ley Orgánica de Recursos Geotermicos
Derechos	Pre F/S	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Autorización (para exploración)
	F/S	Concesión Temporal	Concesión Temporal	Concesión Temporal	Concesión (para explotación)
	Generación	Autorización	Concesión Definitiva	Concesión Definitiva	Para generación eléctrica, se requiere la concesión definitiva bajo la Ley de Concesión Eléctrica (el contrato de concesión para explotación se extenderá automáticamente por el mismo lapso de la concesión definitiva).

Para las solicitudes de autorización y de concesión, no es un requisito la presentación del Estudio de Impacto Ambiental. Sin embargo, antes de empezar las actividades de exploración y explotación, se requiere presentar el EIA y conseguir la aprobación por DGAAE.

Documentos necesarios para la solicitud de la concesión definitiva de generación de electricidad con fuentes de energía renovables se definen en la Ley de Concesiones Eléctrica y su Reglamento, en el que se establecen los requisitos en función de la capacidad de generación (< 10 MW, de 10 MW a 20 MW, > 20 MW).

I-4.4 Requerimiento de Autorización

I-4.4.1 Procedimiento para la Solicitud de Autorización.

Se requiere autorización para ejecutar de forma exclusiva actividades de exploración de una determinada área de recursos geotérmicos. Para la solicitud de autorización se requiere la presentación de;

1. Solicitud dirigida a la Dirección General de Electricidad, firmada por el representante legal, (mencionando identificación y domicilio legal)
2. Comprobante de pago por derechos de trámite de conformidad con el TUPA
3. Copia simple de la Escritura Pública de Constitución de la empresa si el solicitante es una persona jurídica. Deberá acreditarse la inscripción de la misma en el Registro Público correspondiente.
4. a) Identificación de la cuadrícula o de la poligonal cerrada del conjunto de cuadrículas solicitadas, precisando las coordenadas UTM (PSAD56) de los vértices, el nombre de la Carta y de la Zona en que se ubica el área.
b) Plano del área respectiva (escala 1:100.000) de acuerdo al Sistema de Cuadrículas aprobado con RM N° 320-91-EM-DGE (suscrito por el titular o su representante legal y el ingeniero responsable de su elaboración)
5. a) Memoria Descriptiva (firmada por el representante legal)
b) Planos del proyecto de exploración (firmado por el ingeniero responsable de su elaboración)
6. Cronograma y Presupuesto por partidas principales con indicación precisa del número de pozos e hitos de la ruta crítica y por cada una de las Fases (firmado por el representante legal)
7. Declaración Jurada a través de la cual se establece el compromiso de contar con un Estudio Ambiental aprobado por la DGAAE, antes del inicio de los trabajos de exploración. El tipo de Estudio Ambiental estará en función a la naturaleza de la actividad (firmada por el representante legal)
8. Certificado de habilidad del ingeniero responsable de los planos.

Cuando se presenten dos o más solicitudes de derechos geotérmicos sobre una misma área, la DGE procederá a evaluarlas según el orden de presentación. En los casos que se presente solicitud de derecho geotérmico sobre un área de recursos geotérmicos con derechos anteriores inscritos, de diferente naturaleza jurídica, tales como derechos derivados de la legislación hidrocarburos, minería o electricidad, el titular de derecho anterior tendrá una única opción preferencial de sustituirse en la solicitud de derecho geotérmico sobre su área de concesión. El titular de una autorización tendrá preferencia para obtener la concesión de recursos geotérmicos hasta 2 años posteriores a la vigencia de su autorización.

La Figura I-4.4.1 muestra el flujo de procedimiento hasta el otorgamiento de una autorización.

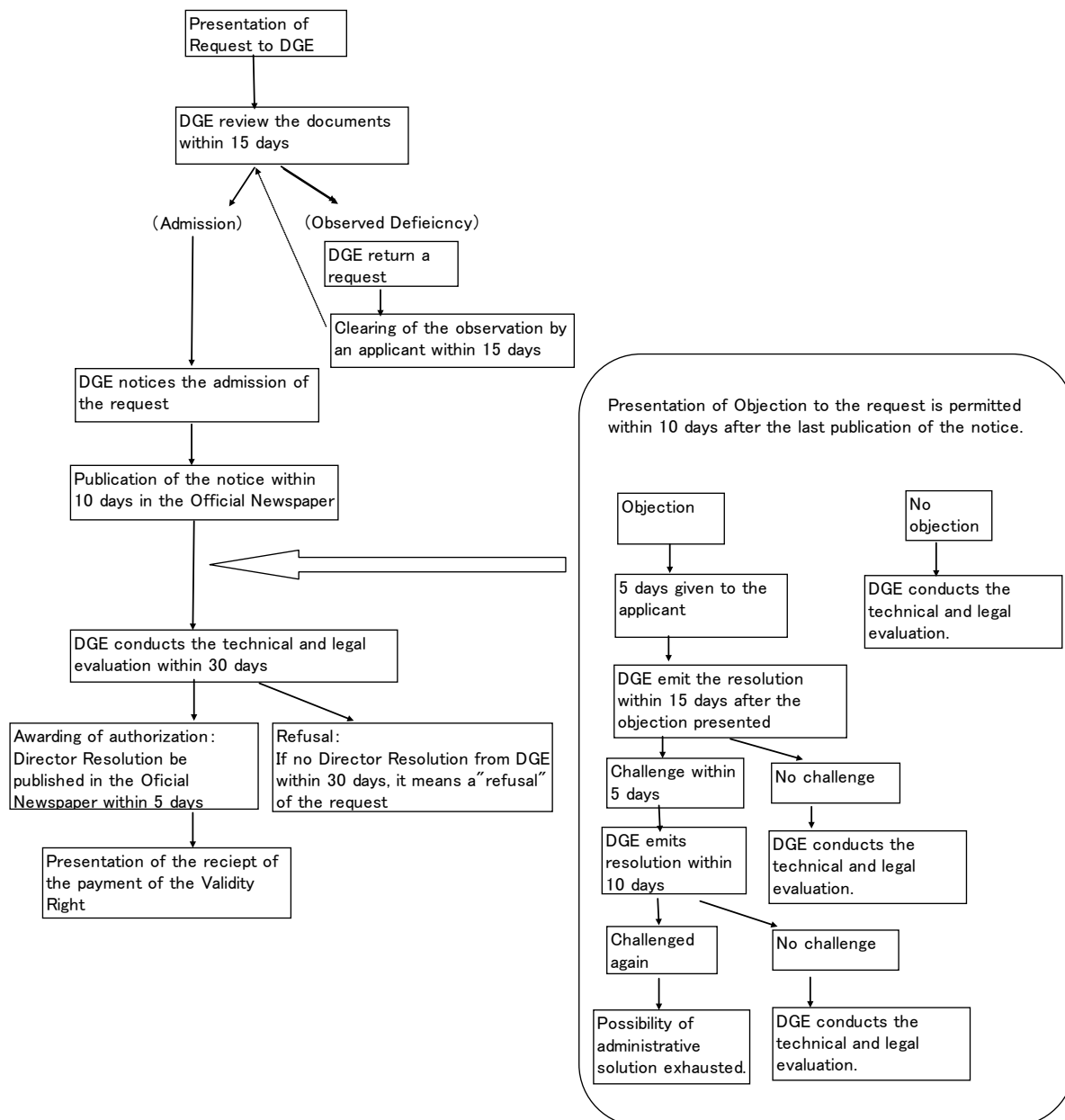


Figura I-4.4.1 Procedimiento a seguirse hasta el otorgamiento de una autorización

I-4.4.2 Procedimiento para Solicitud de Concesión de Recursos Geotérmicos.

Se requiere concesión de recursos geotérmicos para ejecutar actividades de explotación de recursos geotérmicos. Para la solicitud de concesión se requiere la presentación de;

1. Una solicitud dirigida a la Dirección General de Electricidad, firmada por el representante legal, (mencionando identificación y domicilio legal)
2. Comprobante de pago por derechos de trámite de conformidad con el TUPA
3. Copia simple de la Escritura Pública de Constitución de la empresa si el solicitante es una persona jurídica. Deberá acreditarse la inscripción de la misma en los Registros Públicos correspondiente.

4. Copia simple de la Resolución de otorgamiento de la Autorización, en caso de ejercer el derecho preferente.
5. a) Identificación de la cuadrícula o de la poligonal cerrada del conjunto de cuadrículas solicitadas, precisando las coordenadas UTM (PSAD56) de los vértices, el nombre de la Carta y de la Zona en que se ubica el área.
b) Plano del área respectiva (escala 1:100.000) de acuerdo al Sistema de Cuadrículas aprobado con RM N° 320-91-EM-DGE (suscrito por el titular o su representante legal y el ingeniero responsable de su elaboración)
6. Informe técnico sobre las posibilidades de producción y propuesta del solicitante respecto de ellas.
7. Fecha estimada de inicio de la producción.
8. a) Memoria Descriptiva (firmada por el representante legal)
b) Planos del proyecto de explotación (firmado por el ingeniero responsable de su elaboración)
9. Capacidad proyectada de producción y escala de operaciones.
10. Programa de trabajo y cronograma de ejecución del mismo (firmada por el representante legal). Presupuesto del proyecto y programa de inversiones (firmado por el representante legal)
11. Declaración Jurada a través de la cual se establece el compromiso de contar con el Estudio de Impacto Ambiental aprobado por la DGAAE, antes del inicio de los trabajos de explotación. El Estudio de Impacto Ambiental se otorgará en función a la naturaleza de la actividad (firmada por el representante legal)
12. Garantía por un monto equivalente al uno por ciento (1%) del presupuesto, vigente hasta la suscripción del correspondiente contrato de Concesión.
13. Certificado de capacidad del ingeniero responsable de los planos.

En caso que se explote la energía geotérmica con fines de generación eléctrica, el contrato de concesión se extenderá automáticamente por el mismo lapso de la concesión definitiva requerida para la generación eléctrica. Figura I-4.4.2 muestra el flujo de procedimiento hasta el otorgamiento de una concesión.

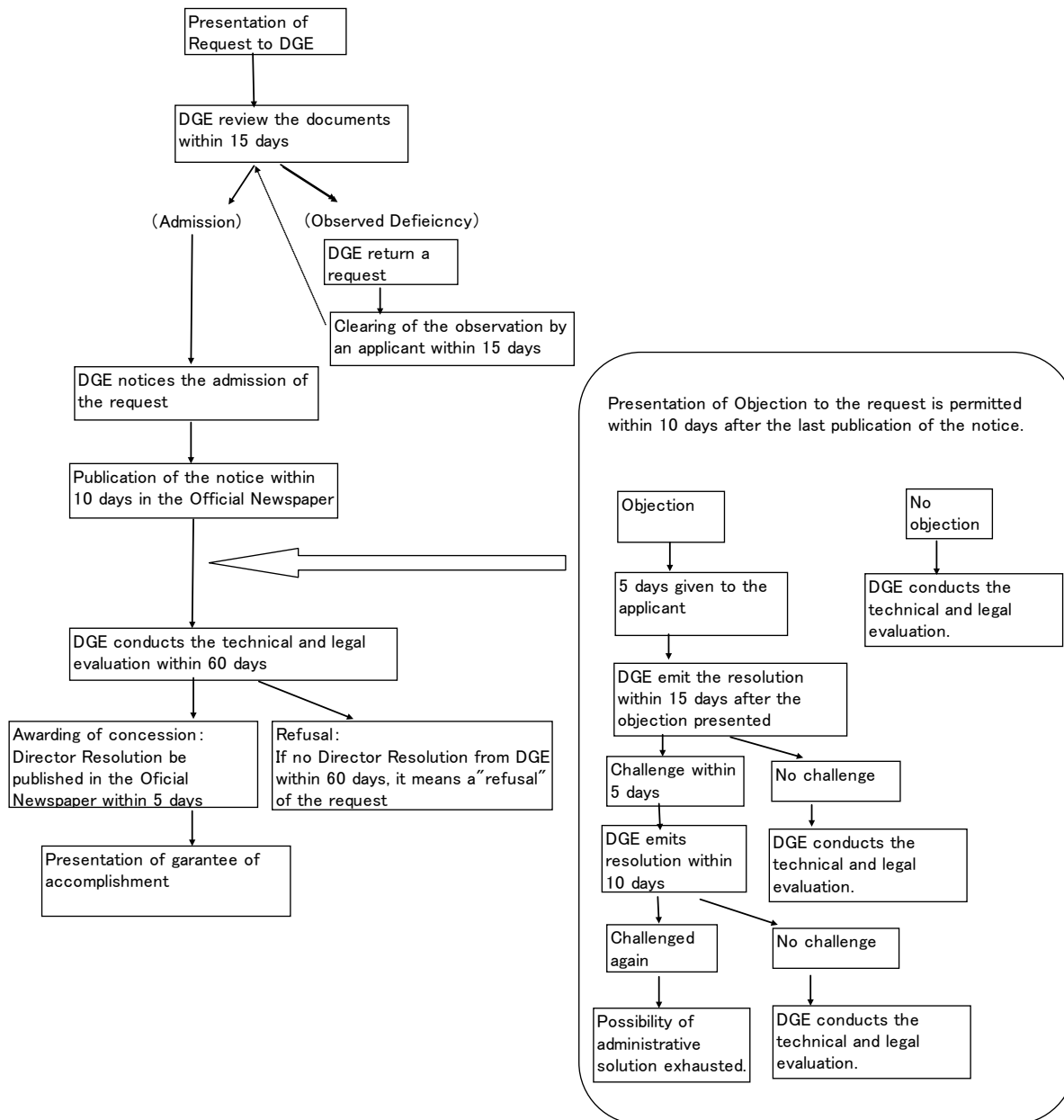


Figura I-4.4.2 Procedimiento hasta el otorgamiento de una concesión

I-4.5 Marco Legal para aspectos ambientales y sociales

I-4.5.1 Sistemas de organización relacionada con consideraciones ambientales y sociales.

(1) Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental

- a) Agencias de implementación del EIA para el desarrollo de Proyectos de Generación eléctrica.

Ningún departamento o agencia gubernamental en el Perú tiene autoridad total sobre la evaluación de impacto ambiental (EIA). Cuando se realizó la investigación, diferentes ministerios se encargaban de la evaluación del impacto ambiental de acuerdo con la naturaleza de los proyectos. El Ministerio de Medio Ambiente (MINAM) fue creado en mayo de 2008 para hacerse cargo de la formulación de normas de gestión ambiental asegurando el desarrollo sostenible y estratégico de los recursos naturales, la gestión de áreas naturales protegidas y la realización de investigaciones de los pueblos indígenas del río Amazonas.

El MINAM no está involucrado con los procedimientos de EIA para proyectos de desarrollo de la energía El Nacional Natural Protegida Áreas de Servicio y el examen de los contenidos de estudio de EIA no se incluye en su responsabilidad. El SERNANP (Servicio Natural de Áreas Naturales Protegidas) es un órgano en el MINAM con autoridad para conceder el permiso para el desarrollo en áreas naturales protegidas y da su opinión técnica sobre la evaluación del impacto ambiental presentado.

El EIA para proyectos de desarrollo de energía es revisado y aprobado por la Dirección General de Energía relacionados con Asuntos Ambientales (DGAAE) del Ministerio de Energía y Minas (MEM), mientras que las normas medioambientales y regulaciones son gestionadas por la Dirección General de Electricidad (DGE).

Las funciones de la DGAAE y de la DGE se definen de la siguiente manera en el DS N ° 29-94-EM, Reglamento de Protección Ambiental para Actividades Eléctricas:

- La DGAAE es responsable de establecer las principales políticas y directrices ambientales bajo la autoridad del MEM. La DGE coordina las normas y reglamentos establecidos.
- Basándose en el asesoramiento dado por la DGAAE, la DGE administra la aplicación de las reglas y regulaciones, sanciones por la violaciones, etc.
- La DGAAE es responsable de revisar y aprobar el contenido del EIA, el cambio de los procedimientos de EIA y el establecimiento de la capacidad de producción máxima.

b) EIA para el desarrollo de Proyectos de Generación Eléctrica

La aplicación de la EIA en el Perú está estipulada en la Ley N ° 27446 promulgada el 23 de abril de 2001. La implementación de la EIA para proyectos de desarrollo de la energía está previsto en el Decreto Ley N ° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, promulgados en 1993, y los detalles de aplicación de la EIA se establecen en el DS N ° 29-94-EM, Reglamento de Protección Ambiental para Actividades eléctricas, que entró en vigor en 1994.

La Ley N ° 25844 establece que la exigencia de una EIA para un proyecto de desarrollo de la energía depende de la capacidad de producción de energía de la central eléctrica. Se requiere una EIA para un proyecto de 20 MW o mayor capacidad. Para que un proyecto de 500 kW o mayor capacidad de producción, la concesión del MEM y la aprobación (de la central térmica) son obligatorios.

Mientras tanto, el Perú cuenta con la Ley de Recursos Geotérmicos (Ley Orgánica de Recursos Geotérmicos), la Ley N ° 26848 promulgada el 29 de julio de 1997. Conforme a los artículos 30 y 49 de esa ley, se requiere que se adjuntará a la solicitud de concesión de desarrollo de energía geotérmica los documentos de la encuesta de evaluación del impacto ambiental, y la EIA es esencial para el desarrollo de recursos geotérmicos.

La relación entre la EIA y el tamaño de concesiones para proyectos de desarrollo de energía se presentan en la Tabla I-4.5.1.

Tabla I-4.5.1 Requerimientos de EIA y los tipos de concesiones para el desarrollo de Proyectos de Generación eléctricos

Proyecto		Requerimiento		
		Concesión	Autorización	EIA
Proyectos de Energía Renovable	500 kW a 20 MW	O	-	-
	> 20 MW	O	-	O
Generación eléctrica termal	500 kW a 20 MW	-	O	-
	> 20 MW	-	O	O

Notas) O : Requerido - : No requerido
 1) Generación hidráulica, solar, eólica, geotermia y biomasa.
 2) Por medio de productos derivados del petróleo, gas y carbón mineral.

Fuente: Estudio equipo JICA, 2010

c) Procedimientos EIA para el desarrollo de Proyectos de Generación

Para un proyecto de desarrollo de potencia de 20 MW o mayor capacidad de producción, la EIA debe ser preparado y elaborado de acuerdo con lo dispuesto en la Ley N ° 25844 y DS N ° 29-94-EM. Los procedimientos se describen a continuación y el proceso de EIA se muestra en la Figura I-4.5.1.

PROCESO DE EVALUACIÓN DE EIAs

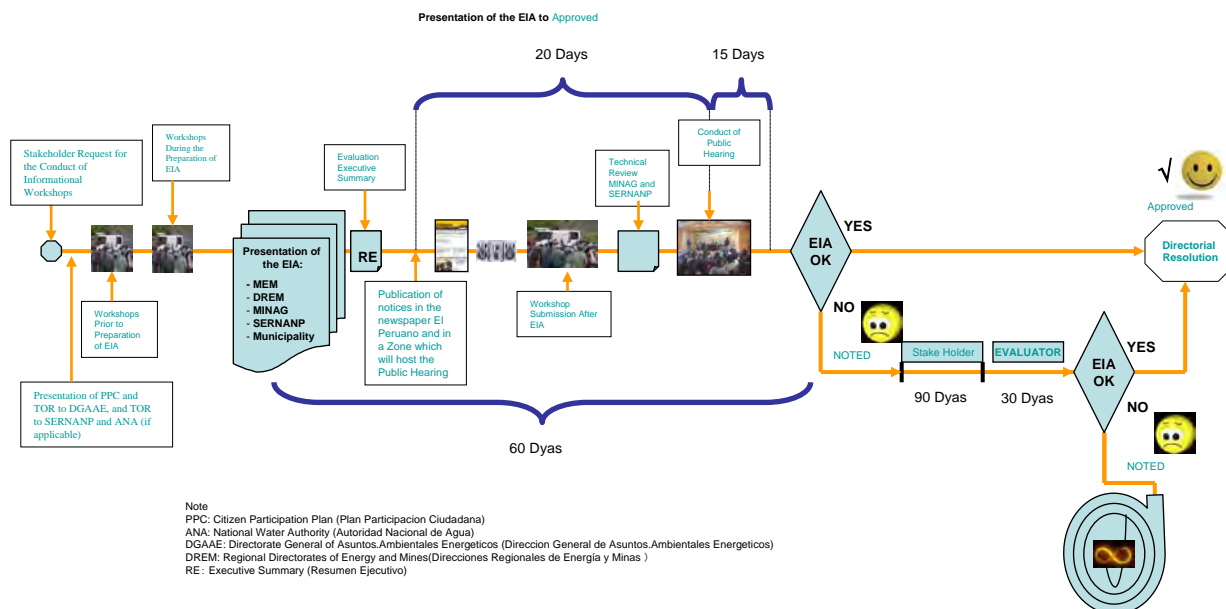


Figura I-4.5.1 Proceso de evaluación de EIAs (DGAAE)

- Presentación de las opiniones de las partes interesadas en el proyecto y la realización de talleres para la recolección de información.
- Presentación de un plan sobre la participación de residentes (PPC) y de la TOR (TOR se envía al SERNANP, Oficina de Recursos Hídricos (ANA) del MINAG y otras agencias relacionadas. La realización de talleres antes del comienzo del estudio de impacto ambiental (etapa preparatoria) y durante el estudio (fase intermedia de la EIA de la encuesta).
- Presentación de la declaración de EIA a la DGAAE-MEM y otros organismos interesados (DREM, MINAG, SERNANP) y a los gobiernos municipales locales.
- Evaluación y aprobación de Declaración general de EIA.
- Publicación de la EIA (además de la publicación en el diario El Peruano) y la difusión mediante radios locales, que la declaración de la EIA está disponible para su consulta en el MEM, DREM y las oficinas locales del gobierno municipal.)Talleres de trabajo para explicar los detalles del EIA.
- Revisión Técnica del SERNANP y el MINAG.
- Celebración de audiencias públicas.
- La aprobación del EIA (por decisión de Jefe de la Oficina).

De acuerdo con la DGAAE, PPC y la TOR se prepararán reflejando las opiniones y la información recopilada de los interesados. Los talleres se llevarán a cabo en el área de desarrollo planificado siendo los principales participantes los residentes de la comunidad local. El EIA debe reflejar las opiniones de los partes interesadas, incluidos los residentes locales, y la DGAAE revisa y evalúa el EIA en cuanto a los aspectos ambientales y sociales, mientras que el MINAG y el SERNANP lo evaluarán principalmente a partir de puntos de vista técnicos.

El EIA es un requisito para la aprobación de un proyecto. Se tarda aproximadamente un año desde la encuesta de evaluación del impacto ambiental y hasta la finalización de preparación de los estados. Después que la declaración de EIA se presenta, el procesamiento de la EIA lleva 60 días antes de su aprobación, incluidos de 20 días fijados para la realización de audiencias públicas después de la publicación de la declaración de impacto ambiental.

- d) Los temas a ser incluido en una EIA se proporcionan en el capítulo 4 de la Parte 2 del DS N° 29-94-EM. Los elementos principales son los siguientes:
- Estudio de referencia (las condiciones actuales de los recursos, la geografía y la sociedad de la zona de desarrollo planificado, el efecto de las actividades del proyecto y las instalaciones que se construirán para la cultura local, economía y las comunidades).
 - Descripción general del proyecto propuesto.
 - Previsiones y evaluación de los efectos directos e indirectos sobre el medio ambiente en cada etapa del proyecto.
 - Un programa de gestión ambiental que incluya las medidas para evitar y / o minimizar los impactos negativos del proyecto sobre el medio ambiente y las medidas para mejorar el impacto positivo.
 - Un programa de vigilancia ambiental la incorporación de las medidas para mitigar el impacto potencial del proyecto.
 - Un plan de contingencia para la restauración ambiental después del cierre de la Planta de Generación. El DS N° 29-94-EM establece que las empresas consultoras que implementan un EIA deben estar registradas en el MEM. En junio de 2010, 143 empresas estaban registradas en el MEM.
- e) Directrices de un EIA
- 1) Hay dos tipos de Directrices para proyectos de desarrollo de energía para efectuar el reconocimientos de EIA formulados por MEM / DGAA: La Guía de Estudios de Impacto Ambiental párrafo las Actividades Eléctricas, DGAA-2001.

2) La Guía de Relaciones Comunitarias, DGAA-2001.

Los elementos principales de encuesta requeridos por las Directrices de Estudios de Impacto Ambiental para las Actividades eléctricas son:

- Introducción (Marco de políticas y leyes, y los organismos administrativos):
- Las condiciones ambientales (incluyendo la geografía natural, hidrología, meteorología, calidad del agua, suelo, flora y fauna, sociedad, economía y cultura) de la zona donde se ejecutará el proyecto.
- Descripción de las actividades del Proyecto de desarrollo.
- Las previsiones de impacto ambiental sus evaluaciones. Un programa de gestión ambiental.
- Un programa de monitoreo ambiental.
- Un plan de contingencia y un plan de restauración ambiental después del cierre de la Planta de Generación.
- Costo y análisis de beneficios.

Las Directrices de la Comunidad relacionadas con los estudios son las instrucciones sobre la aplicación de la encuesta con foco sobre el efecto social y económico de los Proyectos de desarrollo de la energía. Se define en las directrices que el principal objetivo de los estudios sociales y ambientales es analizar el impacto en los residentes locales, en relaciones con la comunidad, la economía y la cultura. Las directrices también hacen mención a las actividades para incrementar el efecto positivo y eliminar o mitigar el impacto negativo.

(2) Participación de los residentes y de la divulgación de información

En cuanto a la participación de residentes y la divulgación de información, el artículo 46 (participación ciudadana) y el artículo 51 de la Ley N ° 28611 (Normas generales de los procedimientos de participación pública), Ley General del Ambiente (Ley General del Ambiente, 2009), establecen que todos los ciudadanos tienen derecho a expresar sus opiniones con respecto a las políticas del Gobierno nacional sobre el medio ambiente, actos que afectan al medio ambiente y el proceso de toma de decisiones y, además estipular los procedimientos de participación pública y el papel del gobierno nacional.

La transparencia del MINAM, el acceso a la información pública ambiental, la participación ciudadana y la consulta pública en materia ambiental están previstas en el DS N ° 002-2009-MINAM (Reglamento Sobre Transparencia, Acceso al estilo de Información Pública Ambiental y Participación y Consulta Ciudadana en Asuntos ambientales). El Reglamento establece los detalles sobre el acceso a la información pública, la transparencia de la gestión ambiental y el mecanismo de participación ciudadana.

La participación ciudadana en la EIA para proyectos de desarrollo de la energía se lleva a cabo de acuerdo con la RM N ° 223-2010-MEM/DM, Directrices para la Participación Ciudadana en Actividades Eléctricas (Lineamientos de Participación Ciudadana en las Actividades Eléctricas) formulada por el MEM. Las directrices establecen el mecanismo de participación ciudadana y consulta pública en adelante, el plan de participación ciudadana, la ejecución y presentación de registro de talleres y audiencias públicas, para garantizar el acceso de los ciudadanos a la EIA y su derecho a presentar opiniones.

Para la participación ciudadana, el proponente del proyecto debe preparar la participación pública, junto con el mandato para el EIA antes de comenzar la encuesta EIA, y presentarlos a la DGAAE. El período de participación ciudadana abarca desde el inicio de la preparación de un EIA hasta el momento en que se concede su aprobación. Basado en el plan de participación ciudadana preparado, se deben realizar talleres de trabajo durante la etapa de estudio talleres sobre el contenido de la evaluación del impacto ambiental y audiencias públicas para la presentación de opiniones de las partes interesadas antes de la encuesta de evaluación del impacto ambiental.

(3) Adquisición de tierras y reubicación de Residentes.

El Perú tiene una ley general de expropiaciones para la tierra, la Ley N ° 27.117 (LEY GENERAL DE EXPROPIACIONES), promulgada en mayo de 1999 y aplicable a la adquisición de terrenos para proyectos públicos de trabajo. Sin embargo, la expropiación forzosa sólo se autoriza al gobierno nacional mediante una ley especial sancionada por el Congreso. La Ley N ° 27117 establece que una justa indemnización, el pago de dinero en efectivo y una compensación por el daño potencial se debe hacer en caso de expropiación de la propiedad privada y los contratos correspondientes a la expropiación deben aplicarse de conformidad con los procedimientos establecidos por la ley.

Ley de emprendimientos de Electricidad establece que el reasentamiento de residentes y la compra de tierras deben ser compensados. De acuerdo a la DGE, el alcance de la compensación incluye el suelo, las cosechas y edificios. Dado que el MEM no tiene regulaciones concretas a seguir cuando aplica el reasentamiento de residentes y la compra de tierras, el alcance de la compensación por la adquisición de tierras y el reasentamiento de los residentes se decide a través de la negociación por los proponentes del Proyecto. En algunas áreas, los proponentes tienen dificultades en la negociación con los residentes.

Dado que los campos geotérmicos en el Perú se encuentran principalmente en las zonas montañosas a gran altitud, donde no hay muchas casas, no es concebible que reasentamientos a gran escala serían necesarios para en el caso de Proyectos de desarrollo de Energía Geotérmica a ejecutarse en tales zonas. Para proyectos que necesiten incluir el reasentamiento de los residentes, sería necesario elaborar y poner en práctica un plan de reasentamiento y planes para la restauración de los medios de vida de los residentes y su seguimiento tras el reasentamiento, de acuerdo a las disposiciones sobre el reasentamiento involuntario de los residentes e incluidos en las políticas de salvaguardia del Banco Mundial (OP Política Operacional 4.12 sobre Reasentamiento Involuntario y la Guía electrónica de reasentamiento).

I-4.5.2 Mapa de áreas protegidas

(1) Categorías de áreas protegidas.

Bajo la Ley No. 26834 (Ley de Áreas Naturales Protegidas), y el decreto supremo No. 038-2001-AG, (Reglamento de la Ley de Áreas Naturales Protegidas) las ANAP (Áreas Naturales Protegidas) se les clasifica en las siguientes categorías de acuerdo al nivel de protección y de áreas de amortiguamiento fuera del as áreas protegidas. Hasta 2010 se habían designado 67 áreas protegidas (Figura I-4.5.2).

- Parque Nacional
- Santuario Nacional
- Santuario Histórico
- RN: Reservas Nacionales
- RVS: Refugio de Vida Silvestre
- BP: Bosque de Protección
- CC: Coto de Caza
- CR: Reserva Comunales
- RP: Reservas Paisajísticas
- ZR: Zona Reservadas



Figura I-4.5.2 Áreas naturales protegidas en Perú (SERNANP)

(2) Agencia de Administración de Áreas Protegidas

La agencia que administra las áreas naturales protegidas (ANP) es el Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas (SERNANP) del MINAM. El SERNANP es el órgano encargado de la operación del Sistema Nacional de Áreas Naturales Protegidas (SINANPE: Sistema Nacional de Áreas Naturales Protegidas por el Estado), y es el responsable de establecer los criterios técnicos y procedimientos de gestión para el manejo de las Áreas naturales protegidas. El SERNANP también tiene la facultad de autorizar y dar opiniones técnicas sobre el desarrollo de recursos dentro de las Áreas naturales protegidas, además, tiene el papel activo en la zonificación de las Áreas protegidas y la implementación del Plan maestro para estas.

(3) Restricciones en la utilización de Áreas Protegidas

De acuerdo con los objetivos de gestión y operación de las Áreas naturales protegidas, el uso directo o indirecto está permitido en el Estado condicionado al cumplimiento de las normas de la Ley N° 27117.

a) Uso Indirecto de Áreas Protegidas

El uso directo está permitido para los siguientes tipos de Áreas naturales protegidas. En estas áreas los recursos naturales pueden ser utilizados y desarrollados con el permiso del SERNANP y de acuerdo con un Plan de gestión.

- Parque Nacional
- Santuario Nacional
- Santuario Histórico

b) Uso Directo de Áreas Protegidas

El uso directo está permitido para los siguientes tipos de Áreas naturales protegidas. En estas áreas los recursos naturales pueden ser utilizados y desarrollados con el permiso del SERNANP y de acuerdo con un Plan de gestión.

- Reservas Nacionales (RN)
- Refugio de Vida Silvestre (RVS)
- Bosque de Protección (BP)
- Coto de Caza (CC)
- Reserva Comunales (RC)
- Reservas Paisajísticas (RP)
- Zona Reservadas (ZR)

Se requiere un EIA para cualquier Proyecto dentro de un Área natural protegida que proporcione la evaluación del efecto sobre el medio ambiente de toda la zona, incluyendo el área natural protegida y la zona de amortiguamiento. Para un proyecto de desarrollo de energía, el EIA presentado por el proponente es enviado al SERNANP por la DGAAE. El SERNANP realiza la revisión técnica y la evaluación del EIA para decidir si autoriza o no el desarrollo. Sin el permiso del SERNANP para el desarrollo, la DGAAE no puede aprobar el EIA.

c) Restricciones en la Zona de amortiguamiento

Se ha formulado un Plan maestro para las zonas de amortiguamiento. Las actividades y el desarrollo dentro de una zona de amortiguamiento son aprobadas con la autorización otorgada por el organismo a su cargo, de acuerdo con el mencionado Plan maestro.

Para un proyecto de desarrollo de la energía, el EIA presentado por el proponente del Proyecto es enviado al SERNANP por la DGAAE. La DGAAE decide si aprueba o no el Proyecto dentro la zona de amortiguamiento de un Área protegida sobre la base de las opiniones del SERNANP

acerca del EIA.

d) Reserva Regional

Además de Reservas Nacionales, la ley del Perú estipula Reservas Regionales. Al igual que con los alrededores de una Reserva Nacional, zonas de amortiguamiento son también designadas fuera de las Reservas Regionales.

Es posible el desarrollo y el uso de los recursos naturales en las Reservas Regionales y las zonas de amortiguamiento alrededor de ellas con la aplicación de las mismas restricciones de aquellas Áreas Protegidas Nacionales clasificadas como áreas de uso directo y sus zonas de amortiguamiento, como se han descrito anteriormente. Del mismo modo, la aprobación de un EIA para un proyecto dentro de una Reserva Regional se otorga por el SERNANP y que para un proyecto dentro de una zona de amortiguamiento por la DGAAE sobre la base de las opiniones de los SERNANP es.

e) Actividades para Permiso y Aprobación del EIA de Áreas Protegidas Nacionales

Las actividades que requieren autorización y aprobación del EIA de una ANP para Proyectos de desarrollo de la energía eléctrica se resumen en la Tabla I-4.5.2.

Tabla I-4.5.2 Actividades para Permiso y Aprobación del EIA de ANP relativas al desarrollo de generación eléctrica

Categoría de ANP	Restricción de actividades	Permiso de EIA
Uso indirecto de áreas protegidas	Actividades diferentes a la investigación científica no están permitidas.	—
Uso directo de Áreas protegidas	Actividades de desarrollo están permitidas	SERNANP (DGAAE aprueba el permiso de SERNANP)
Restricciones dentro de las zonas de amortiguamiento	Actividades de desarrollo están permitidas	DGAAE (basada en las opiniones del SERNANP)
Afuera de las ANP	No hay restricción en actividades de desarrollo	DGAAE

Fuente: Equipo de JICA para el estudio

I-4.5.3 Protección de la Herencia Cultural

La protección de bienes culturales está prevista en la Ley N ° 28296, Ley General del Patrimonio Cultural de la Nación.

Esta Ley proclama que los bienes y propiedad intelectual que constituyen el Patrimonio Cultural del Perú en los campos de la arqueología, arquitectura, paleontología, arte, aventura militar, la sociedad, la antropología, tradición, religión, grupos étnicos, la ciencia y la tecnología están protegidos por la ley.

El Ministerio de Cultura está estipulado por la Ley N ° 29565 como el órgano responsable de administrar los bienes del patrimonio cultural. El Reglamento de Investigaciones Arqueológicas (Resolución Suprema N ° 044-2000-ED) establece que el Ministerio de Cultura también está a cargo de evaluar los resultados de la investigación arqueológica y la emisión de certificados de no existencia de restos arqueológicos (CIRA: Certificados de Inexistencia de Restos Arqueológicos).

El proponente de un Proyecto de desarrollo debe llevar a cabo la investigación arqueológica antes de

iniciar las actividades de desarrollo. Debido a que esta investigación requiere ser llevada a cabo por expertos y después de obtenerse el permiso de las autoridades, es necesario planificar esta investigación por adelantado obteniendo el permiso del Ministerio de Cultura. Después de la investigación, el informe de esta es presentado al Ministerio de Cultura para su aprobación. Un Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos (CIRA) se emite para la homologación. El CIRA certifica que no hay restos arqueológicos en el sitio de investigación o, en caso afirmativo, debe especificar claramente el lugar donde se ubican restos tal que se puedan tomar medidas de protección. El CIRA es válido por un período indefinido. Sin embargo, en caso de un encuentro inesperado con reliquias durante las actividades del Proyecto, el trabajo debe ser detenido y el incidente reportado al Ministerio de Cultura.

Si la ejecución del Proyectos según lo planeado es absolutamente necesaria para los intereses nacionales, la reubicación de estas reliquias puede ser aprobada por el Gobierno Peruano como una excepción especial.

I-4.5.4 Normas Ambientales y Límites Permisibles

El Perú, como también el Japón, cuenta con normas ambientales (calidad del aire, calidad del agua, de radiaciones no ionizantes y el ruido), así como los valores reglamentarios establecidos para alcanzar los estándares

En los párrafos siguientes se describen las normas ambientales y los valores de regulación enfocados en la calidad del aire, la calidad del agua y el ruido por ser los más relevantes para el desarrollo de Proyectos geotérmicos.

(1) Calidad del Aire (Sulfuro de Hidrógeno)

Los valores de regulación para el sulfuro de hidrógeno (H_2S) en el medio ambiente, estrechamente relacionado con las Plantas de energía geotérmica, se han establecido en el DS N° 003-2008-MINAM, estándares Certificación de Calidad Ambiental, párrafo Aire, como se muestra en la Tabla I-4.5.3.

El valor de la norma ambiental para el control de sulfuro de hidrógeno es de 150 mg/m^3 (0,1 ppm, con una media de 24 horas), igual que el las recomendaciones de la OMS

En el Japón, aunque el valor estándar en el medio ambiente para H_2S no se ha establecido, el nivel de este se define en función de “fuente de olor desagradable” y el gobernador de cada Prefectura determina las áreas reguladas en consideración de la localidad. La Ley de prevención de olores ofensivos de Japón establece que el nivel de H_2S debe ser regulado en el rango de 0,2 ppm o menos. La mayoría de los municipios adoptan 0,2 ppm o menos como estándar.

Tabla I-4.5.3 Normas Ambientales para el Sulfuro de Hidrógeno

Parámetro	Periodo	Valor ($\mu\text{g/m}^3$)	Formato de cálculo	Método de Análisis
Sulfuro de Hidrógeno (H_2S)	24 horas	150	Media aritmética	Fluorescencia UV (método automático)

Fuente: Reglamento de Estándares de Calidad de Aire, Decreto Supremo N° 003-2008-MINAM

(2) Normas calidad del Agua

a) Normas Ambientales

Las normas Nacionales para la Calidad del Agua están establecidos en DS N ° 002-2008-MINAM, como las medidas para la gestión del uso sostenible y conservación de los recursos hídricos en el Perú. El Decreto DS N ° 002-2008-MINAM clasifica los cuerpos de agua en las siguientes cuatro categorías y de acuerdo a las características de la zona de aguas y el propósito de uso:

- Categoría 1: Uso en áreas habitadas y para recreación
- Categoría 2: Uso en costa y mares para actividades de pesca
- Categoría 3: Uso en riego y agua de beber para animales
- Categoría 4: Conservación del ambiente acuático

Como se muestra en la Tabla I-4.5.4, los estándares de calidad de agua para la conservación de ambientes acuáticos son establecidos por el tipo de área de agua de "estanques y lagos", "ríos" y "las costas y marinas"

Tabla I-4.5.4 Normas Nacionales de la calidad del Agua (Conservación del ambiente acuático)

Parámetro	Unidad	Lagunas y Lagos	Ríos		Costas Marinas	
			Costa y tierras altas	Jungla	Estuarios	Marinas
Físicos y químicos						
Aceites y grasas	mg/L				1	1
BOD ₅	mg/L	<5	<10	<10	15	15
Nitrógeno de Anomia	mg/L	<0,02	0,02	0,05	0,05	0,08
Temperatura	Celsius					delta 3 °C
Oxígeno disuelto	mg/L	≥5	≥5	≥5	≥4	≥4
pH	Unidad	6,5-8,5	6,5-8,5		6,8-8,5	6,8-8,5
Total de Sólidos disuelto	mg/L	500	500	500	500	
Total de sólidos suspendidos	mg/L	≤25	≤25-100	≤25-400	≤25-100	3000
Inorgánicos						
Arsénico	mg/L	0,01	0,05	0,05	0,05	0,05
Bario	mg/L	0,7	0,7	1	1	-
Cadmio	mg/L	0,004	0,004	0,004	0,005	0,005
Cianuro libre	mg/L	0,022	0,022	0,022	0,022	-
Clorofila	mg/L	10	-	-	-	-
Cobre	mg/L	0,02	0,02	0,02	0,05	0,05
Cromo VI	mg/L	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Fenoles	mg/L	0,001	0,001	0,001	0,001	
Total de Fosfatos	mg/L	0,4	0,5	0,5	0,5	0,031-0,093
Total de Hidrocarburos Aromáticos	mg/L	ND			ND	ND
Mercurio	mg/L	0,0001	0,0001	0,0001	0,001	0,0001
Nitratos (N-NO ₃)	mg/L	5	10	10	10	0,07-0,28
Nitrógeno total	mg/L	1,6	1,6		-	-
Níquel	mg/L	0,025	0,025	0,025	0,002	0,0082
Plomo	mg/L	0,001	0,001	0,001	0,0081	0,0081
Silicatos	mg/L	-	-	-	-	0,14-0,7
Sulfuro de Hidrógeno (H ₂ S)	mg/L	0,002	0,002	0,002	0,002	0,06
Zinc	mg/L	0,03	0,03	0,3	0,03	0,081
Microbiológicos						
Coliformes fecales	MPN/100 ml	1.000	2.000		1.000	≤ 30
Total de Coliformes	MPN/100 ml	2.000	3.000		2.000	≤ 30

Fuente: Normas Nacionales de Calidad Ambiental para Agua .D.S N° 002-2008-MINAM ANNEX I

b) Máximos Límites permisibles para efluentes

Las Normas relativas a efluentes en el Perú están establecidas para cada industria. Para la industria de la energía, las normas de efluentes son las previstas en el RD N° 008-97-EM/DGAA (Niveles Máximos Permisibles, párrafo referido a efluentes Líquidos Producto de las Actividades de Generación, Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica), sin embargo, los elementos regulados son el pH, el petróleo y SS solamente (Tabla I-4.5.5).

El seguimiento de un Proyecto de desarrollo de energía geotérmica (durante la construcción de la Plantas de energía y el período de servicio) tiene que incluir elementos tales como el DBO5, que es un índice de las sustancias orgánicas en el agua y las sustancias peligrosas (arsénico, mercurio). Ya que las sustancias peligrosas inherentes (arsénico, mercurio) en el campo geotérmico se deben controlar en algunos casos, es conveniente agregar estos elementos, según sea necesario, basado en la "Guía de Medioambiente, Salud y Seguridad para proyectos geotérmicos" de la IFC (International Finance Corporation).

Tabla I-4.5.5 Estándares de efluentes (para la industrias de generación eléctrica)

Parámetros	Valor en cualquier momento	Valor promedio anual
pH	Mayor que 6, menor a 9	Mayor que 6, menor a 9
Aceite y grasa (mg/l)	20	10
Sólidos Suspendidos (mg/l)	50	25

Fuente: R.D. N° 008-97-EM/DGAA. (Niveles máximos permisibles para efluentes líquidos producto de las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica (1997-03-17))N° 008-97-EM/DGAA (Marzo 17th, 1997)

(3) Ruido

Bajo el DS N° 085-2003-PCM (Reglamento de estándares Nacionales de Calidad Ambiental, párrafo Ruido), las normas ambientales para el ruido (Tabla I-4.5.6) se establecen de acuerdo al tipo de zona de aplicación: de hospitales, de escuelas, barrio residencial, distrito comercial y de distrito industrial, etc., así como por las divisiones de tiempo de día y de noche.

En el Perú no hay estándares ambientales o criterios de regulación para vibraciones.

Tabla I-4.5.6 Normas ambientales para ruido

Zona de aplicación	Valores (L_{AeqT})	
	Diurno (7:01-22:00)	Nocturno (22:01-7:00)
Zona de Protección especial	50 dB(A)	40 dB(A)
Zona Residencial	60 dB(A)	50 dB(A)
Zona Comercial	70 dB(A)	60 dB(A)
Zona Industrial	80 dB(A)	70 dB(A)

Fuente: Aprueban el Reglamento de Estándares Nacionales de Calidad Ambiental para Ruido; D.S N° 085-2003-PCM

(4) Desechos sólidos

Los desechos sólidos y su manejo están reguladas por la Ley N ° 27314, Ley General de Residuos Sólidos, modificada por DL No. 1065, así como por el DS No. 057-2004-PCM, Reglamento de la Ley General de Residuos Sólidos.

I-4.5.5 Conformidad con las Directrices Ambientales de JICA

El sistema de evaluación de impacto ambiental del MEM en el Perú se ajusta adecuadamente al espíritu de las Directrices de JICA para el Medio ambiente, y contiene todos los requisitos básicos de evaluación ambiental para proyectos de Categoría-A de la clasificación de JICA. Las Directrices de JICA también requieren que la evaluación de impacto ambiental se realizará de conformidad con las leyes del País receptor.

I-5 Estado del Desarrollo Geotermal.

I-5.1 Evaluación de Recursos Geotermales

Durante los años 70 se efectuaron estudios y evaluaciones preliminares de los recursos geotérmicos del Perú, por diversas instituciones como Electro Perú, INGEMMET, Proyecto Especial Tacna (PET) y el Instituto Peruano de Energía Nuclear (IPEN) con el apoyo y colaboración de organismos internacionales (Battocletti et al, 1999). Uno de los estudios más relevantes fue realizado por INGEMMET entre 1997 y 2003, en el cual se muestrearon más de 500 manifestaciones superficiales de más de 20 °C, en todo el país. Los resultados fueron descritos en 6 informes de INGEMMET.

Con el fin de ayudar a las decisiones de gestión que deben adoptarse para posibles inversiones en la exploración geotérmica y/o explotación, los geocientíficos de INGEMMET (Vargas y Cruz, 2010) actualizaron el mapa geotérmico del Perú (Figura I-5.1.1), basado en los trabajos anteriores (Cossio y Vargas, 1979; Huamaní y Valenzuela, 2003; Fidel et al, 1997, etc.).

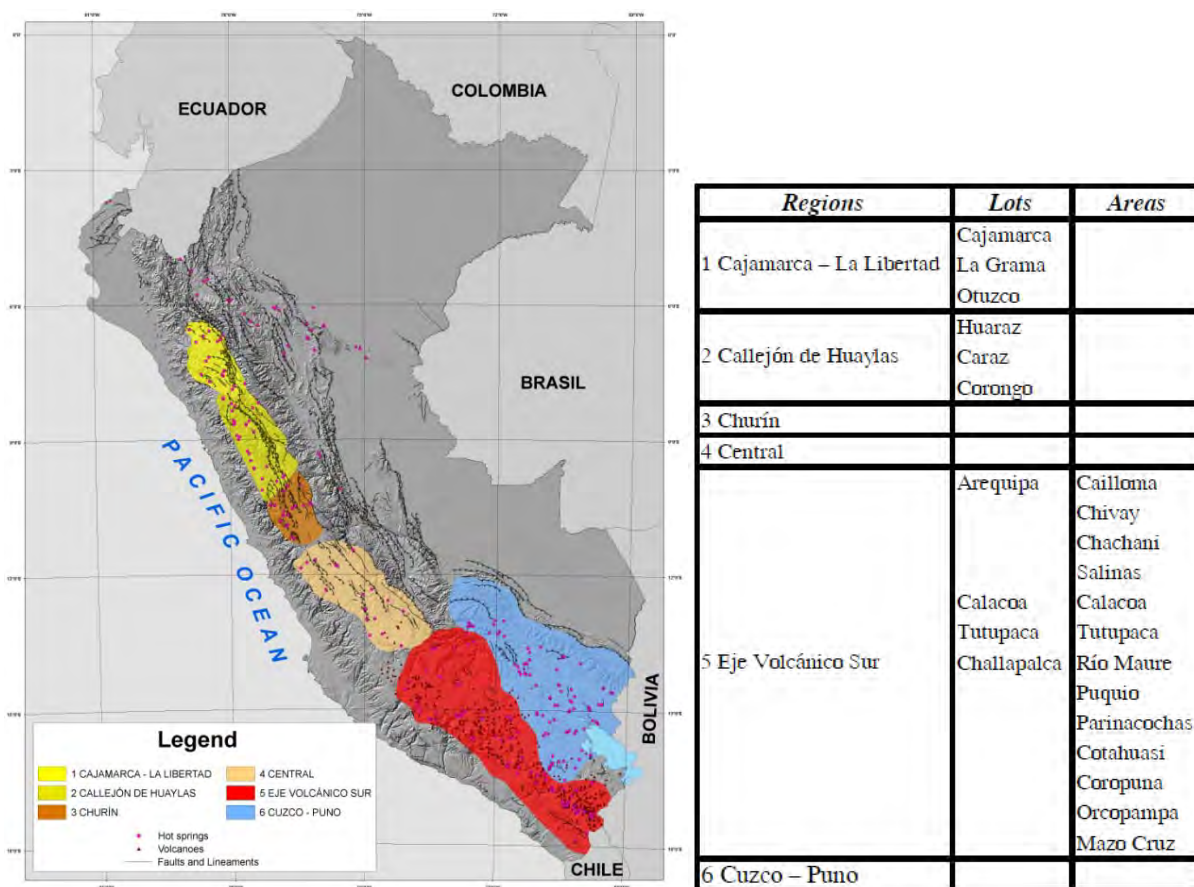


Figura I-5.1.1 Mapa geotérmico del Perú actualizado (Vargas and Cruz, 2010)

La principal herramienta para actualizar el mapa geotérmico ha sido la ubicación de las fuentes termales y manantiales de aguas minerales de todo el país. Los límites de las seis regiones geotérmicas han sido re-definidas en el mapa actualizado. Las aguas termales ubicado en el norte y centro del Perú (región 1, región 2, Región 3, y en la Región 4) tienen un origen meteórico y son producto de los gradientes geotérmicos. En el sur del Perú (Región 5 y región 6), las manifestaciones geotérmicas están relacionados con la actividad volcánica y en algunos casos son de origen mixto, cuando se infiltra el agua de las precipitaciones y es calentada por una fuente de calor en profundidad (Vargas y Cruz, 2010).

Los resultados del estudio sobre la Región 5 mostraron que existen zonas muy prometedoras para el desarrollo de campos de generación de energía, tales como Tutupaca, Challapalca (Borateras o Maure), Calientes, Paucarani, Calacoa, Chachani, Chivay y Salinas Laguna (Figura I-5.1.2). En la Región 5, Puquio, Parinnacochas y Orcopampa se consideran campos prometedores secundarios para la generación de energía. Los campos en Catahuasi, Coropuna, Caylloma y Mazo Cruz Andes son considerados como campos prometedores después de los campos anteriormente citados, debido a la relativamente baja entalpía sus recursos geotérmicos.

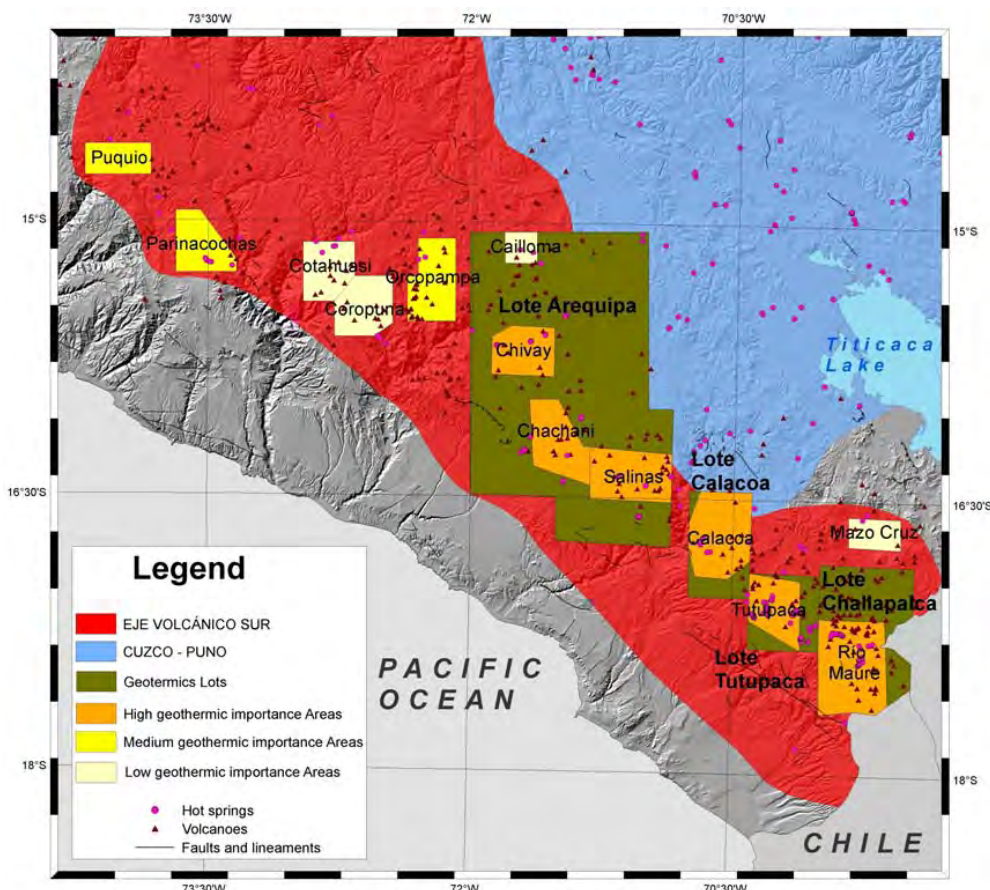


Figura I-5.1.2 Localización de zonas geotérmicas importantes en la Región 5 (Vargas and Cruz, 2010)

Los estudios geotérmicos que se han realizado hasta ahora en el Perú, se consideran como de reconocimiento y de nivel de prefactibilidad. No ha sido llevado a cabo Perforación de pozos exploratorios para la exploración geotérmica. Por lo tanto, los datos actuales e información disponible de los campos de energía geotérmica en el Perú no son suficientes para hacer un programa de desarrollo.

Sólo los dos campos Calientes y Borateras en la región Tacna han alcanzado a realizar un estudio de prefactibilidad incluyendo una evaluación del recurso geotérmico, aplicando la técnica de MT (JBIC, 2008; JETRO, 2008). El modelo conceptual del sistema geotérmico en estos campos se muestra en las Figuras 3.1.12 y 3.1.13. El potencial estimado de estos campos, estimado con el método Montecarlo se estima de 100 MWe (con probabilidad de 80%) para el campo de calientes, y 50 MWe (con probabilidad de 70%) para el campo de Borateras.

Aunque el potencial de energía geotérmica en el Perú ha sido estimado en 2.990 MW por Battocletti et al. (1999) y 3.002,7 MW por JICA (2008 informe interno) estas fueron estimación preliminares, no habiéndose calculado detalladamente nunca el potencial acumulado de recursos para cada campo geotérmico.

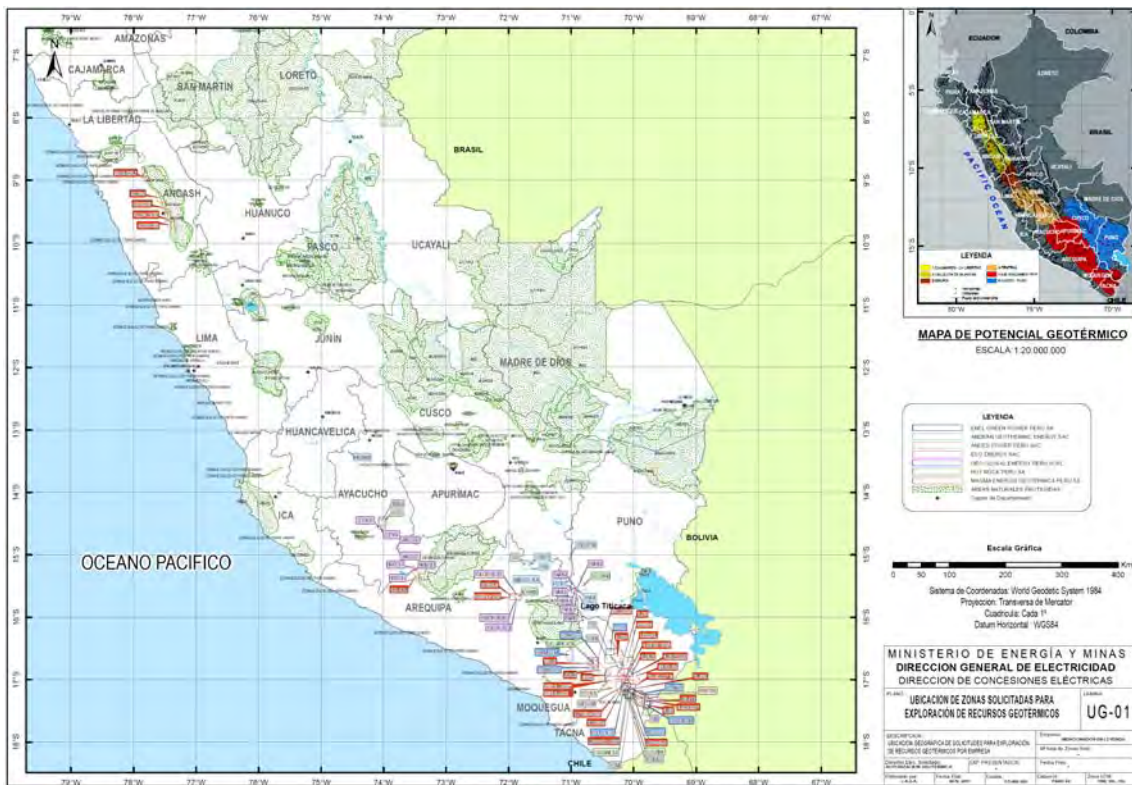
I-5.2 Estado actual de Aplicaciones de Derechos Geotérmicos

Después de la enmienda a la Ley de Recursos Geotérmicos realizada en abril de 2010, se presentaron una gran cantidad de solicitudes para derechos de exploración de las cuales, a Diciembre de 2011, 98 formularios de solicitud fueron aceptados por el MEM, como se muestra en la Tabla I-5.2.1. De ellos, ya se concedió oficialmente la exploración de un total de 20 a cuatro empresas (de Canadá, Australia, de los Estados Unidos de América y otra con sede en Perú). Los derechos de exploración se han concedido desde Febrero de 2011 sin embargo hasta el presente los derechos no han dado réditos. Figuras de I-5.2.1 a I-5.2.4 muestran las localidades de los proyectos cuyos derechos geotérmicos están aplicadas y publicadas en la Gaceta Oficial hasta Diciembre de 2011. El MEM dio autorización a tres Proyectos: Pinaya I y II en el Departamento de Puno (Eco Energy) y Rupha en el Departamento de Ancash (Hot Rock Perú). La Figura I-5.2.5, como ejemplo, muestra los puntos de derechos de exploración concedidos en la zona de Tutupaca. Hasta la fecha no se ha hecho ninguna otra concesión oficial.

Tabla I-5.2.1 Estado de las aplicaciones para autorización hasta Diciembre de 2011

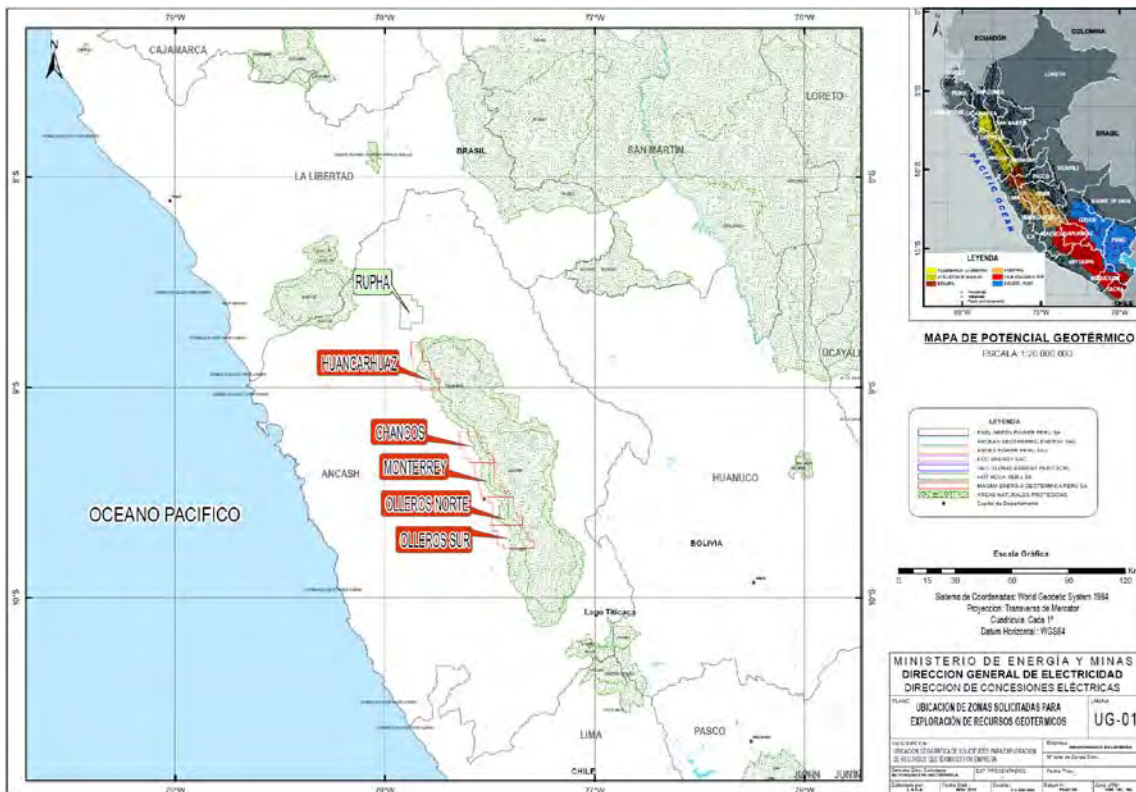
No.	No. por Empresa	Campos	Campo del nombre en el Plan Maestro (los campos más promisorios)	Empresa Solicitante	No.	No. por Empresa	Campos	Campo del nombre en el Plan Maestro (los campos más promisorios)	Empresa Solicitante
1	1	Casiri	Chungara-Kallapuma	Magma Energía Geotérmica S.A.	55	1	Hualca Hualca	Chivay-Pinchollo	Eco Energy S.A.C.
2	2	Ticsani	Calacoa-Putina		56	2	Pinaya I	Pinaya	
3	3	San Pedro			57	3	Pinaya II	Pinaya	
4	4	Vilacota			58	4	Hualca Hualca I	Chivay-Pinchollo	
5	5	Ancocollo	Ancocollo		59	5	Hualca Hualca II	Chivay-Pinchollo	
6	6	Crucero	Crucero		60	6	Umacusiri I		
7	7	Pinchollo	Chivay-Pinchollo		61	7	Umacusiri II		
8	8	Tutupaca Norte			62	8	Geronta I	Puquio	
9	9	Suche			63	9	Geronta II	Puquio	
10	10	Cancave			64	10	Pinaya III	Pinaya	
11	11	Calientes Norte			65	11	Pinaya IV	Pinaya	
12	12	San Pedro Libre			66	12	Pinaya V	Pinaya	
13	13	Ancocollo Libre	Ancocollo		67	13	Pinaya VI	Pinaya	
14	14	Sara Sara			68	14	Rio Pararca I		
15	15	Pasto			69	15	Rio Pararca II		
16	16	Panejo			70	16	Rio Pararca III		
17	17	Loriscota			71	1	Tutupaca	Tutupaca	Andes Power Peru
18	18	Huayllatiri			72	2	Borateras	Borateras	
19	19	Antajave			73	1	No.3	Calientes	Muruhuy S.A.C.
20	20	Atarani			74	2	Rio Calientes	Calientes	
21	21	Chancos	Chancos		75	3	Rio Calientes III	Calientes	
22	22	Olleros Sur			76	1	Pusa		Andean Geothermic Energy S.A.C.
23	23	Yungay			77	2	Pinaya	Pinaya	
24	24	Monterrey			78	3	Censuyo	Cailloma	
25	25	Huancarhuaz			79	4	Baños del Inca		
26	26	Olleros Norte			80	5	Paclla		
27	27	Crucero Libre			81	6	Occollo		
28	28	Tutupaca Libre			82	7	Baños del Inca		
29	29	Casiri Libre 1			83	8	Coline		
30	30	Pinchollo Libre	Chivay-Pinchollo		84	9	Condorama		
31	31	Cancave Libre			85	10	Atecata		
32	32	Vilacota 21			86	11	Niñobamba		
33	33	Vilacota 22			87	12	Condorama South		
34	34	Ticsani Libre	Calacoa-Putina		88	13	Condorama		
35	1	Achumani	Chivay-Pinchollo	89	14	Atecata			
36	2	Ocururane	Ancocollo	90	15	Niñobamba			
37	3	Quellaapacheta	Calacoa-Putina	91	16	Baños del Inca			
38	4	Turu	Cailloma	92	1	Carmen	(Puquio)	Enel Green Power Perú S.A.	
39	5	Achuco	Chungara-Kallapuma	93	2	Chilata			
40	6	Rupha		94	3	Titiri	Ccollo/Titire		
41	7	Huarajayoc		95	4	Huaylluma	Calientes		
42	8	Chocopata	(Pinaya)	96	5	Pilar	Chungara-Kallapuma		
43	9	Huisco		97	6	Río Salado	Ancocollo		
44	10	Ocururane Sur	Ancocollo	98	7	Putina			
45	1	Rio Calientes	Calientes						
46	2	Rio Maure	Borateras						
47	3	Rio Kallapuma	Chungara-Kallapuma						
48	4	Ancocollo	Ancocollo						
49	5	Tutupaca	Tutupaca						
50	6	Ticsani Oeste							
51	7	Ticsani Este	Calacoa-Putina						
52	8	Huaynaputina	Ulucan						
53	9	Ubinas							
54	10	Ccollo	Ccollo/Titire						

Aprobado por MEM para Exploración
 Aún en Evaluación por MEM (o rechazado)



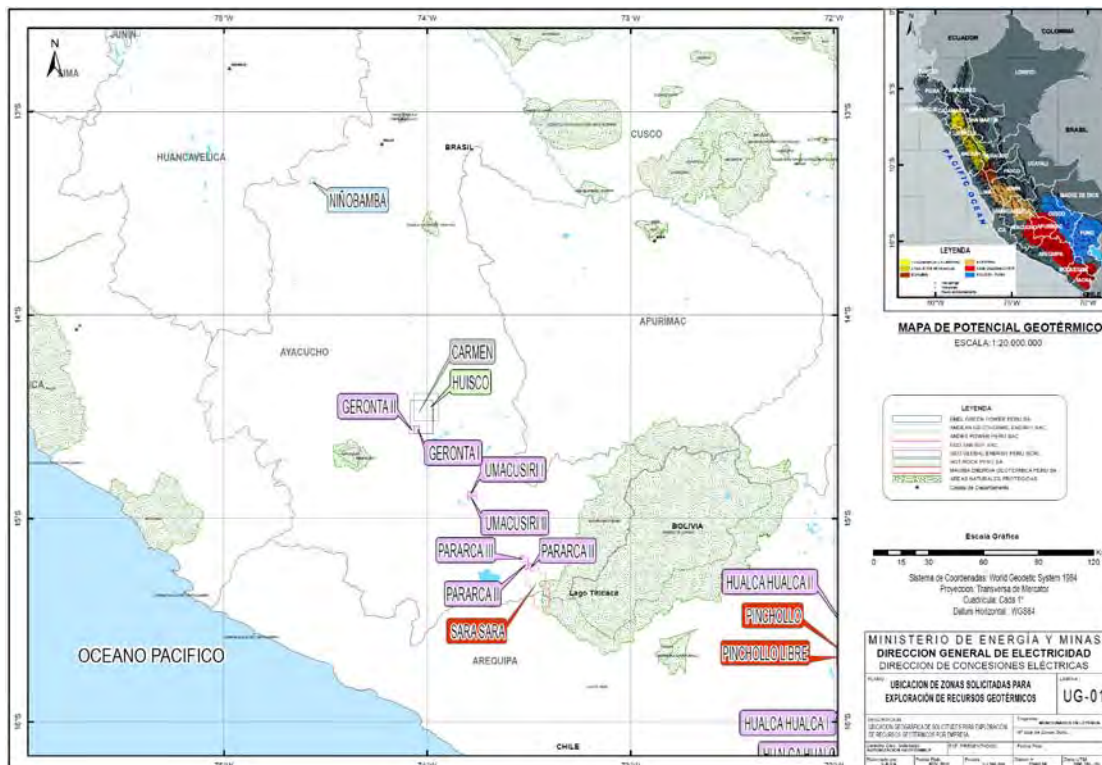
Fuente: DGE, 2011

Figura I-5.2.1 Puntos de solicitud de derechos de exploración (todo el Perú)



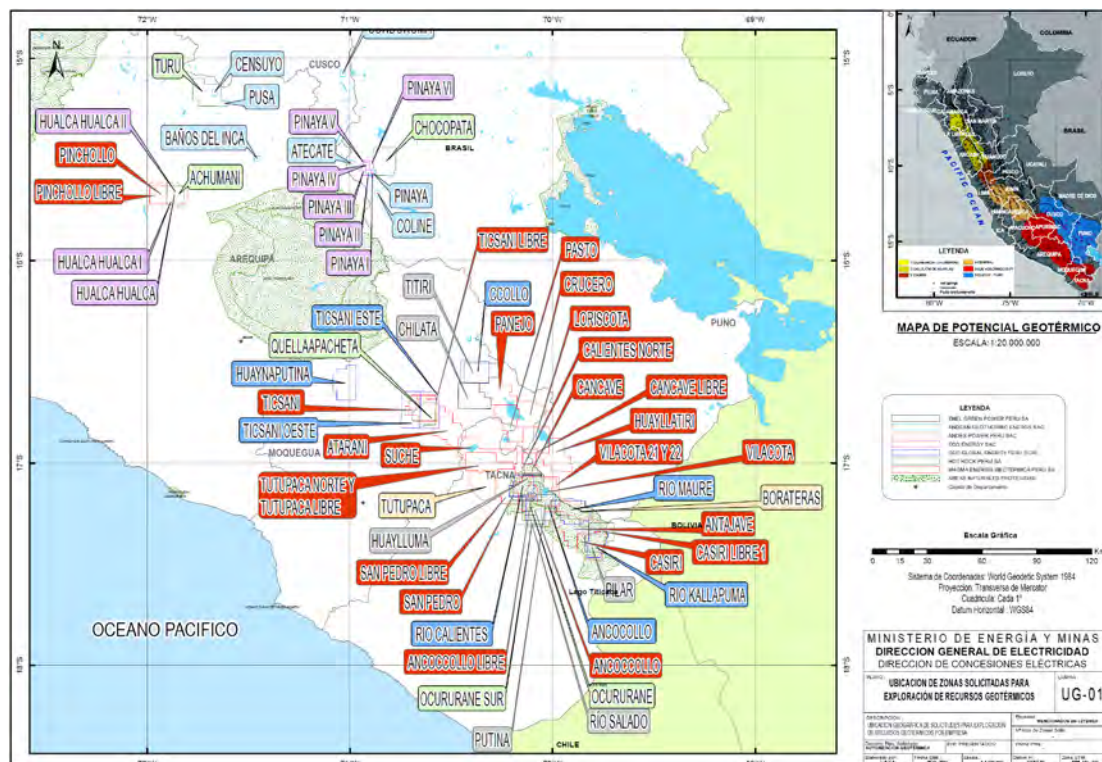
Fuente: DGE, 2011

Figura I-5.2.2 Puntos de solicitud de derechos de exploración (norte)



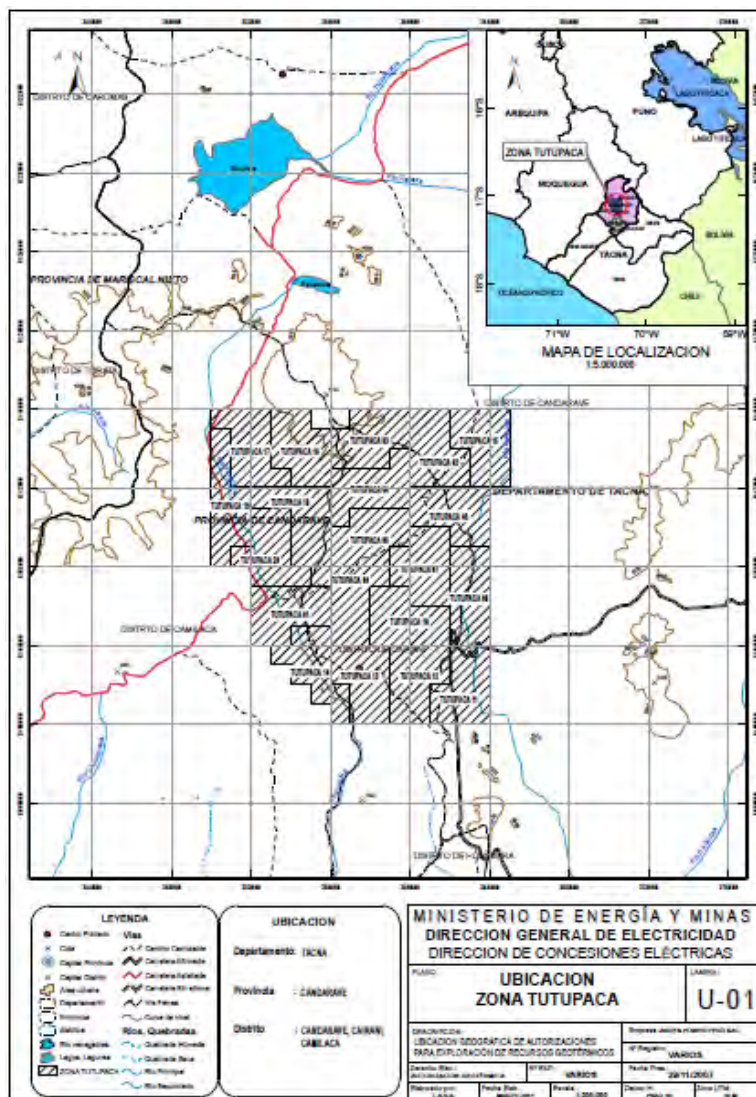
Fuente: DGE, 2011

Figura I-5.2.3 Puntos de solicitud de derechos de exploración (central)



(Fuente: DGE, 2011)

Figura I-5.2.4 Puntos de solicitud de derechos de exploración (sur)



(Fuente: DGE, 2011)

Figura I-5.2.5 Derechos exploración otorgados en el área Tutupaca.

I-5.3 Organización del sistema para la generación de energía geotérmica.

I-5.3.1 Estado actual del Sistema y la Organización para el desarrollo de recursos geotérmicos

El primer estudio serio de geotermia en Perú se inició en 1975 cuando Mimer Perú llevó a cabo un estudio geoquímico en la región de Calacoa del Departamento de Moquegua. En 1978, el INGEMMET hizo un Inventario de las actividades termales conocidas en el país y las agrupó geográficamente en seis regiones. De 1979 a 1980, con el apoyo financiero de la OLADE, INGEMMET ha colaborado con Aquater de Italia para la realización del estudio de los recursos de energía geotérmica en la Región V y se identificaron posibles campos geotérmicos como Tutupaca, Calacoa, Challapalca, Salinas Laguna, Chachani y Chivay. De acuerdo con un convenio de asistencia técnica con British Geological Survey, INGEMMET puso en marcha un estudio preliminar en el Cusco-Puno, zona de la VI Región, y mostró que algunos reservorios en la zona podría tener una temperatura hasta de 160°C.

Por otra parte, Electroperú SA envió a sus ingenieros a cursos de especialización de energía geotérmica en Italia, Japón y otros países en un esfuerzos para establecer una Unidad de Investigación Geotérmica con el fin de adquirir un permiso para explorar las zonas de Calacoa, Tutupaca y Challapalca, posiblemente con cooperación técnica. Internacional. Como resultado, se llegó a un acuerdo de Cooperación Técnica y Económica con el Centro Studi Renzo Tasselli (Cesen) de Italia e implementó un estudio geotérmico superficial incluyendo la perforación de pozos no profundos en las zonas que

abarcan el Callejón de Huaylas, Oturco, La Grama y Cajamarca, en una superficie aproximada de 100.000 km² entre 1982 a 1986. El estudio concluyó que el área de mostraba reservorios de interés de media a baja temperatura. También en 1986, con la ayuda del OIEA, se llevaron a cabo investigaciones geoquímicas en la V Región y encontraron prospectivos recursos en Calacoa y Calientes.

Más tarde, en 1997, CENERGIA, con la ayuda de México, recogió datos recogidos de los estudios anteriores e hizo la evaluación de ellos. INGEMMET llevó a cabo una encuesta nacional sobre el inventario de aguas termales. Además, en 2007, JBIC lanzó un estudio de detalle de energía geotérmica en las áreas de Calientes y Borateras.

Tal como se describe más arriba, se realizaron algunas provisiones en cuanto a la formación de expertos con la implementación de la serie inicial de los estudios geotérmicos durante los años setenta y ochenta. Desde entonces, tras una larga ausencia de proyectos de energía geotérmica a gran escala, junto con el hecho de que las organizaciones que condujeron los estudios anteriores fueron han reestructurado, la pericia en esta tecnología no ha sido bien mantenida. Aunque algunos de los ingenieros que participaron en los proyectos anteriores se mantienen activo como consultores, la mayoría de ellos ya son de edad avanzada. Por lo tanto los datos disponibles para el estudio geotérmico no han sido actualizados por mucho tiempo. En esta situación, en cuanto a expertos en la tecnología geotérmica, no podemos esperar a otros más que aquellos sirviendo en INGEMMET. Hablando sobre sus recursos, sin embargo, estos está lejos de ser suficiente, tanto en términos de personal y equipo. Listas de expertos, equipos, herramientas e instalaciones relacionados con la tecnología geotérmica se muestran en las Tablas I-5.3.1 a través de I-5.3.3. Se debe notar que el INGEMMET posee equipo de laboratorio y campo para análisis de agua, pero ninguno para geoquímica de gases incluyendo mini-separador.

Tabla I-5.3.1 Expertos en tecnologías relativas a la Geotermia disponibles en el Perú (Septiembre 2011)

Área profesional	DGE	INGEMMET	Petroperú	Universidad	Privados	Total
Geólogo	0	1	0	5	100	106
Geoquímico	0	1	0	1	30	32
Geofísico	0	1	0	1	15	17
Ingeniero de Reservorios	0	0	0	0	5	5
Ingeniero de pozos	0	0	0	0	10	10
Ingeniero de Energía	0	0	0	0	60	60
Ambientalista	0	0	0	1	100	101
Analista Financiero	0	0	0	0	100	100
Científico en GIS	1	2	0	10	200	213
Perforadores	0	0	0	0	50	50
Técnicos	0	0	0	0	1000	1000
Total	1	5	0	18	1670	

Tabla I-5.3.2 Equipo para el estudio geotermal disponible en el INGEMMET (Septiembre 2011)

Equipo de Geología	QTY	Equipo de Geoquímica	QTY
GPS sencillo	1	GPS sencillo	1
Termómetro digital	1	Termómetro digital	1
Inclusiones fluidas Calentamiento-Congelación	1	Medidor de pH	1
Microscopio Binocular	1	Medidor de conductividad	1
Microscopio Petrográfico	5	Equipo de Muestro de agua	1
Difractó metro de Rayos X	1	Equipo de Muestreo de Gas	0
Fluorescencia de Rayos X	0	AAS	1
ICP-OES	1	Cronógrafo Iónico (IC)	1
Espectrógrafo de masas	0	Cromatografía de gases	0
Equipo Geofísico	QTY	Espectrómetro de Iones estables	0
GPS diferencial	1	Contador de Tritio por centelleo y Analizador de C14	0
GPS simple	3	Ingeniería de Reservorios	QTY
TEM	0	Juego de Herramientas y manómetros Kuster	0
MT	0	Registrador tipo Winch	0
Gravímetro	0	Equipo de Perforación	QTY
Magnetómetro	0	Plataforma completa	0
Sismógrafo portátil	6		

Tabla I-5.3.3 Equipo Geoquímico disponible en el INGEMMET

Muestras de agua	Disponibilidad o método	Componentes principales	Disponibilidad ó Método.	Método de análisis Descripción
Laboratorio de campo	Si	SiO ₂	AA	TM – Nitración, manual
Separador de vapor/ agua	No	Ni	ICP-OES/AA	CM – Medidor de Conductividad
pH	Si	K	ICP-OES/AA	pH – Medidor de pH
Conductividad	CM	Ca	ICP-OES/AA	CO - Calorímetro
Gases disueltos		Mg	ICP-OES/AA	AA – Absorción Atómica
CO ₂	TM	SO ₄	IC	IC - ICP
H ₂ S	No	Cl	IC	TU - Trituración
		F	IC	ISE- Electrodo selectivo
		Fe	ICP-OES	NaOH- Gas muestra en solución de NaOH
		Al	ICP-OES	GC-Cromatografía de gases
		B	ICP-OES	ICP-OES

I-5.3.2 Organización del sistema para el desarrollo de generación térmica.

Los verdaderos entes cuerpos de la organización del gubernamental en el Perú responsables para el desarrollo geotérmico se describen en la Sección I-4.2. Distintos de los ahí mencionados, un comité de energía geotérmica (la Comisión Multisectorial de Geotermia) está establecida en el MEM, cuyos miembros se componen de académicos (expertos en ciencias de la tierra) e ingenieros INGMMET. Sin embargo, ya que el comité asignado representa a una pequeña parte de los expertos geotérmica, su contribución al desarrollo de energía geotérmica es limitada. Por otra parte, poco expertos técnicos están presentes en la organización no gubernamental en el área de tecnologías de desarrollo de recursos, incluyendo la perforación geotérmica y la tecnología de Planta de energía geotérmica, asimismo el número de programas de capacitación en esta área es casi nulo. Mientras tanto, en relación con la investigación universitaria y la educación sobre los temas, un estudiante graduado del Laboratorio del Petróleo y Petroquímica, de la Universidad Nacional de Ingeniería, presentó una tesis sobre el desarrollo de plantas de energía geotérmica, donde abarcó diversos temas relacionados con energía geotérmica como recurso de energía en el Perú. A juzgar por este documento, se ha logrado poner al alcance al menos un estudio básico de escritorio sobre la tecnología geotérmica, sin embargo, puesto que no hay oportunidades de empleo para esta tecnología, esta experiencia será difícil de mantener. Afortunadamente, algunos profesores de la Universidad Nacional "Jorge Basadre Grohmann" de Tacna y de la Universidad Nacional Mayor de San Marcos han estado trabajando en el tema geotérmico.

I-5.3.3 Organización de recursos humanos relativos al desarrollo de las industrias de Petróleo y Gas

La infraestructura para el desarrollo de la industria del Petróleo y del Gas en Perú parece estar bien establecida, incluyendo los organismos reguladores, empresas de desarrollo, contratistas de servicios, la cantidad de equipos, las instalaciones y la mano de obra. En términos generales, la construcción de una infraestructura de desarrollo geotérmico tiene muchas cosas en común con aquellas para el Petróleo y el Gas. Por lo tanto, no debería haber muchos obstáculos para, de la misma manera, establecer en el Perú una infraestructura firme dedicada a la energía geotérmica. Esto especialmente en relación con los servicios de perforación, que son los que con frecuencia plantean problemas en el desarrollo de campos geotérmicos; Petrex, bajo la italiana ENI, y SAXON, bajo Schlumberger, ambas bajo control de capital extranjero, poseen más de 20 plataformas de perforación operando contratos de servicio de explotación de yacimientos de Petróleo y Gas. Sin embargo que sus campos de trabajo están ubicados en las tierras bajas de la Amazonia y además necesitarían adquirir conocimientos técnicos de perforación y equipos relacionados para su aplicación en las tierras altas, tales como la perforación con aire regulado para hacer frente a la pérdida de circulación o la torre de enfriamiento para el enfriamiento de barro de alta temperatura, se prevé que ninguna de ellas pondría obstáculos para trabajar en el desarrollo de Campos geotérmicos.

I-6 Estado de la utilización de uso múltiple de los recursos geotérmicos.

I-6.1 Uso directo de la energía Geotermal

El uso directo de calor geotérmico en el mundo, como se informó en el 2010 el Congreso Internacional de Geotérmica, fue 438.071 TJ/ año (50.583 MWt), cantidad de la cual el acondicionamiento de espacios (bombas de calor, calefacción e invernaderos) representa la mayor proporción, seguida de la acuicultura (calefacción de estanques), el secado de productos agrícolas, usos industriales, el calentamiento de agua (baños, piscinas) y la refrigeración/ fusión de la nieve. La Tabla I-6.1.1 muestra los componentes en la distribución.

Tabla I-6.1.1 Utilización directa del calor geotermal en el mundo (por actividad)

Usos	2010	
	Bombas de calor Geotérmicas	214.782
Calefacción de espacios	62.984	14,38%
Calefacción de Invernaderos	23.264	5,31%
Piscicultura	11.521	2,63%
Secado de productos agrícolas	1.662	0,38%
Usos Industriales	11.746	2,68%
Agua caliente sanitaria/ piscinas	109.032	24,89%
Refrigeración /derretimiento de nieve	2.126	0,49%
Otros	956	0,22%
Total	438.071	100,00%

Fuente: Direct Utilization of Geothermal Energy 2010 Worldwide Review, John W. Lund et. al., 2010, Proceedings World Geothermal Congress, Bali, Indonesia.

Con referencia a América Latina, se ha reportado el uso de 15.301,40 TJ/Yr (862,50 MWt). La Tabla I-6.1.2 muestra el desglose de esa cantidad por países:

Tabla I-6.1.2 Utilización directa del calor geotérmico en Latín-American

País	Capacidad MWt	Uso anual Use TJ/yr	Anual GWh/yr	Factor de capacidad
Argentina	307,47	3.906,74	1.085,30	40,00%
Brasil	360,10	6.622,40	1/839,70	58,00%
Islas de Caribe	0,10	2,78	0,80	85,00%
Chile	9,11	131,82	36,60	46,00%
Columbia	14,40	287,00	79,70	63,00%
Costa Rica	1,00	21,00	5,80	67,00%
Ecuador	5,16	102,40	28,40	63,00%
El Salvador	2,00	40,00	11,10	63,00%
Guatemala	2,31	56,46	15,70	78,00%
Honduras	1,93	45,00	12,50	74,00%
Mexico	155,82	4.022,80	1.117,50	82,00%
Perú	2,40	49,00	13,60	65,00%
Venezuela	0,70	14,00	3,90	63,00%
Total de América Latina	862,50	15.301,40	4.250,60	60,50%
Porcentaje del total mundial	1,71%	3,49%	3,49%	---
Total mundial	50.583,00	438.071,00	121.696,00	27,00%

I-6.2 Utilización múltiple de recursos geotérmicos en América Latina

El siguiente paso es proporcionar una referencia de lo que se está haciendo en otros países del continente de América del Sur con respecto al uso directo y la utilización para múltiples propósitos.

En Argentina, el desarrollo de recursos geotérmicos ha aumentado en los últimos años con el descubrimiento de nuevas áreas termales vinculadas a las cuencas sedimentarias que forman parte del sistema hidrotermal conductivo, junto con avanzada investigación de campos de alta entalpía térmica. Esto permitió el desarrollo de nuevos complejos terapéutico-recreativos que generan ingresos para las diferentes regiones del país. Durante los últimos cinco años se iniciaron once nuevos proyectos que ahora están en la etapa de exploración para uso directo. Estos proyectos están siendo considerados para instalaciones recreativas y terapéuticas y para suministrar agua potable a las poblaciones cercanas. En la actualidad hay 64 baños termales y para natación, dos sitios de carpas de invernadero, dos granjas de piscicultura, un sitio de fusión de nieve, y tres sitios donde se implementó calefacción. Las diversas aplicaciones de uso directo geotérmica son las siguientes: 22,25 MWt y 295,82 TJ / año para la calefacción individual; 20,44 MWt y 269,95 TJ / año para calefacción de invernaderos, 19,9 MWt y 252,92 TJ / año para el cultivo de peces; 2,00 MWt y 15,14 TJ / año para la fusión de la nieve (en Copahue en los Andes); 91,36 MWt y 2.169,74 TJ / año en baños termales y piscinas; 1,62 MWt y 44,62 TJ / año para otros usos (consumo de agua) y 149,90 y 858,55 MWt TJ / año para bombas de calor geotérmicas. El total para el país es 307,47 y 3.906,74 MWt TJ / año.

En Brasil, un importante número de recursos termales de baja temperatura (< 90°C) han sido identificados en la zona continental, pero el potencial de los sistemas geotérmicos de alta temperatura parece estar restringida a las islas atlánticas de Fernando de Noronha y Trindade. La mayoría de los manantiales que dan cuenta del potencial se encuentra en el centro oeste de Brasil (en los estados de Goiás y Mato Grosso) y en el sur (en el estado de Santa Catarina). Las posibilidades de explotación a gran escala de agua a baja temperatura geotérmica para uso industrial y para la calefacción se consideran importantes en la parte central de la cuenca del Paraná (situada en el sur y sudeste de Brasil), donde las estaciones frías de invierno predominan sobre las condiciones del clima subtropical. Las diversas aplicaciones de uso directo son las siguientes: 0,9 MWt y TJ 15,4 / año para la psi cultura, 4,20 MWt y 77,0 TJ / año para una planta de procesamiento industrial de lana, 355 MWt y 6.530 TJ / año para baños termales y natación, lo que resulta en un total de 360,1 MWt y 6.622,4 TJ / año.

En Chile, la energía geotérmica del país ha sido utilizada sólo con fines recreativos. El uso actual en spa y piscinas abarca toda la capacidad. Sin embargo, hay muchos spas y resorts termales privados en áreas geotérmicas, de lo cual información cuantitativa respecto al uso de recursos geotérmicos no está disponible. En algunos balnearios, pozos poco profundos han sido perforados para obtener el agua caliente, mientras que en otros el agua caliente se obtiene rudimentariamente y es mandada a las piscinas de las instalaciones mediante mangueras plásticas o canales poco profundos. Un total de 20 balnearios han sido identificados utilizando 9,11 MWt y 131,82 TJ / año

Para Colombia no se han reportado datos actualizados. Por lo tanto se asumen las cifras del WGC del año 2005: 14,4 MWt y 287 TJ / año usados en 41 sitios por balnearios.

En Ecuador la utilización de los recursos geotérmicos en el país se limita a un uso único, es decir, complejos turísticos de baños termales y piscinas. Recientemente, el primer uso privado de calefacción se puso en marcha en el Papallacta Spa Resort, sin embargo, aún no hay datos disponibles. Además, varios proyectos de criaderos de peces están a la espera de financiación para su desarrollo.

Para Venezuela ningún informe sobre la utilización de los recursos geotérmicos se puso a disposición de WGC2010. Po lo tanto se utiliza la cifra de 0,7 MWt y 14 TJ / año estimada para varios balnearios pequeños.

I-6.3 Utilización de Uso Múltiple de Recursos Geotérmicos en el Perú.

Las cifras dadas para el Perú en la Tabla I-6.1.2 son las reportadas por Luna et al. (2005) y comprenden siete balnearios de la región centro-norte.

Desde la perspectiva y los conocimientos adquiridos a través de este estudio del Plan Maestro se cree que en el Perú la aplicación de los recursos geotérmicos para usos aparte de la generación de energía es posible y que puede contribuir al desarrollo social y económico de las comunidades locales, así como para la mitigación del cambio climático mundial. Sólo como referencia, el uso directo de la energía geotérmica en el mundo contribuye al ahorro de energía equivalente a 307,8 millones de barriles (46,2 millones de toneladas) de petróleo equivalente por año, la evitando que 46,6 millones de toneladas de carbono y 148,2 millones de toneladas CO₂ sean liberados a la atmósfera, donde se incluyen el ahorro logrado por en el enfriamiento por medio de bombas de calor geotérmicas (en comparación con el uso de aceite combustible para generar electricidad) tal como se informó en el Congreso Mundial de Geotermia 2010.

I-7 Tareas para el aceleramiento del Desarrollo Geotermico.

Como se ha mencionado en los apartados anteriores, el marco jurídico para el desarrollo de recursos geotérmicos en el Perú ha establecido un sistema que postula que el desarrollo se lleva a cabo básicamente por el sector privado. La aplicación del marco legal, sin embargo, ha comenzado recién a partir de 2010. Sin embargo, para que el desarrollo sea realmente mayor y eficaz, es necesario que el gobierno Peruano proclame la política y la estrategia para promocionar las actividades de desarrollos geotérmicos. Son necesarias políticas agresivas del Gobierno para la promoción del desarrollo geotérmico, incluyendo aplicaciones flexibles o revisiones del marco de su propuesta de acuerdo a situaciones reales y actuales que hay que resolver. Estas se podrían enumerar de la siguiente manera:

Aunque el objetivo para la generación de electricidad mediante energías renovables en particular la geotérmica está dispuesto a ser el 5% de la demanda total de electricidad, las proporciones que debe presentar cada uno de las fuentes de energía renovables, o los planes de desarrollo concretos, no se han formulado todavía

El riesgo de los recursos y el riesgo derivado en un alto costo inicial, que son propios de energía geotérmica, posiblemente prevengan el progreso del desarrollo por el sector privado. Por lo tanto, es necesario considerar opciones como la mejora del sistema jurídico vigente, o la participación gubernamental en los proyectos de generación de energía geotérmica.

El único incentivo existente para la promoción de Proyectos de generación eléctrica geotérmica es actualmente el sistema de compra a precio fijo de la energía eléctrica generada y a través de la licitación para proyectos de energía renovable. El sistema no ha sido calificado como una medida eficaz en la promoción del desarrollo por el sector privado ya que el precio de compra (el precio base en la oferta) no se ha revisado todavía.

No hay muchos expertos en la generación de energía geotérmica empleados en las instituciones gubernamentales. Además, la asociación de colaboración e intercambio de información para la promoción del desarrollo entre las instituciones relacionadas no es suficiente.

El Plan Maestro es necesario para hacer frente a los problemas enumerados anteriormente. En este proyecto, el Plan Maestro se formuló, y consiste en las recomendaciones y planes de acción, el desarrollo de una base de datos de desarrollo geotérmico, y los planes de desarrollo geotérmico, como se muestra en el siguiente Capítulo

II PLAN MAESTRO

II-1 Recomendaciones y Plan de Acción

II-1.1 Objeto del desarrollo de la Generación Energía Eléctrica Geotermal

II-1.1.1 Potencial del desarrollo basado en Recursos Geotérmicos

(1) Descripción de los Recursos Geotérmicos en Perú

La mayoría del Perú se encuentra en el cinturón de fuego, cerca de la zona de subducción de la placa de Nazca, debajo de la placa de América del Sur, las que han generado movimientos tectónicos e intensa actividad volcánica durante millones de años hasta la fecha (Figura II-1.1.1). La cordillera de los Andes, donde se localizan la mayoría de los campos geotérmicos y fuentes de agua caliente en Perú, es una zona montañosa, resultado de la subducción de la capa adyacente al margen continental. Los Andes, en Perú, tiene 2 franjas montañosas (ver Figura II-1.1.2). Cordillera Occidental y Cordillera Oriental. En el sur del país las cordilleras divergen y se forma el Altiplano. Las cordilleras tienen al este la zona sub Andina, que son sedimentos continentales depositados en la capa Brasileira y al oeste es la zona aislada de la corteza que forma la corteza continental en Perú (Kearey y Vine, 1996). La Figura II-1.1-3 muestra la estructura de los Andes en Perú (Kearey y Vine, 1996). La interpretación de datos de sísmicos, de refracción y de gravimetría indica que la base de la capa está a 12 km de profundidad bajo el nivel del mar, a 76 km bajo el Altiplano y posiblemente a 40 km bajo la capa Brasileña.

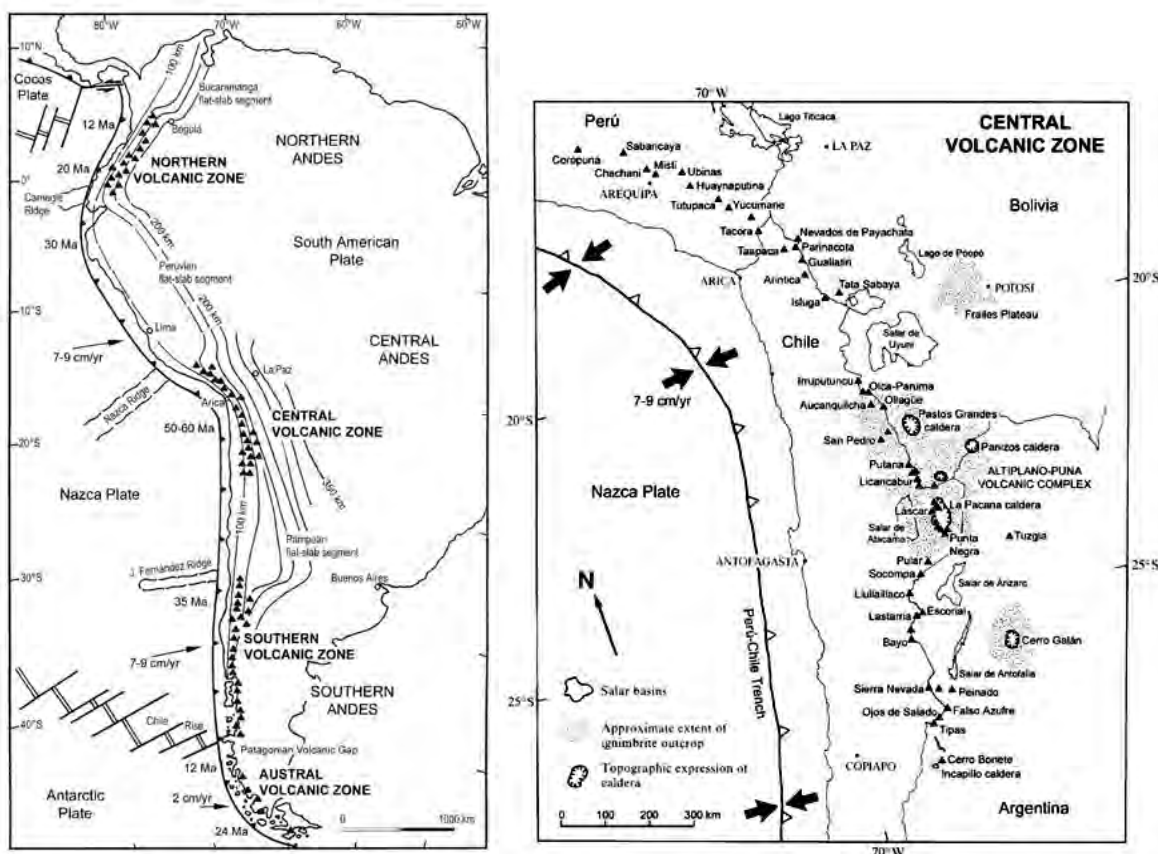


Figura II-1.1.1 Mapa de las placas de América del Sur y placas oceánicas (Stern, 2004)

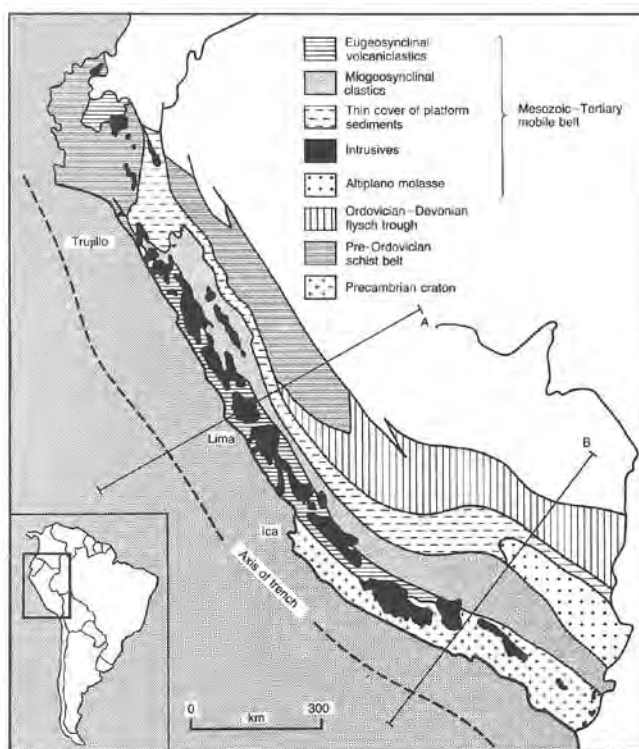


Figura II-1.1.2 Geología de los Andes en Perú (Kearey y Vine, 1996)

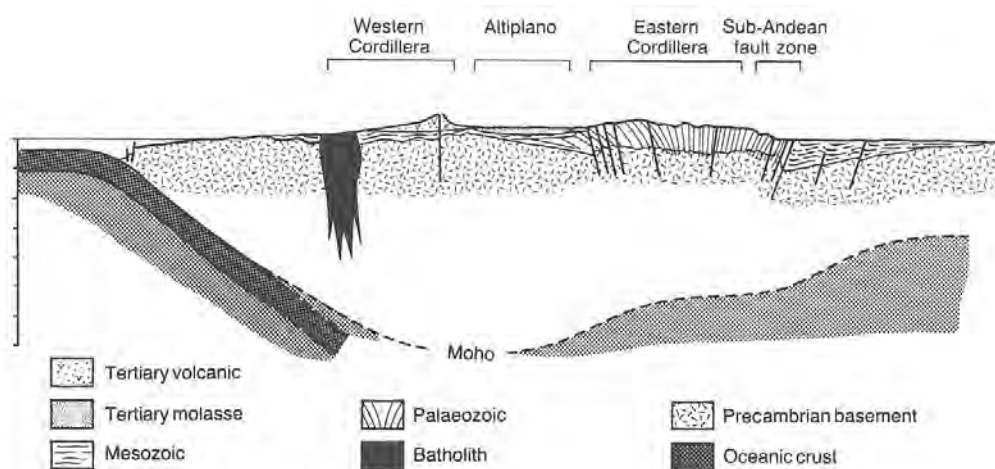


Figura II-1.1.3 Sección transversal de Los Andes en Perú (Kearey y Vine, 1996)

El arco volcánico en los Andes es discreto, discontinuo, con espacios en el volcanismo activo en la parte norte de Perú y Chile. Estos espacios de volcanismo inactivo corresponden a la subducción que ocurre debajo de la placa, en contraste a otras partes donde la subducción sucede en ángulos de 30 grados (Barazangi e Isacks, 1976). En la parte norte y central del Perú no existe volcanismo activo. En la parte norte y central la zona sísmica se profundiza en una angosta franja cerca de 10 grados. En el sur la zona sísmica es de 30 grados donde está la zona volcánica del periodo geológico desde hace 23 millones de años hasta el presente (Fig. II-1.1.4).

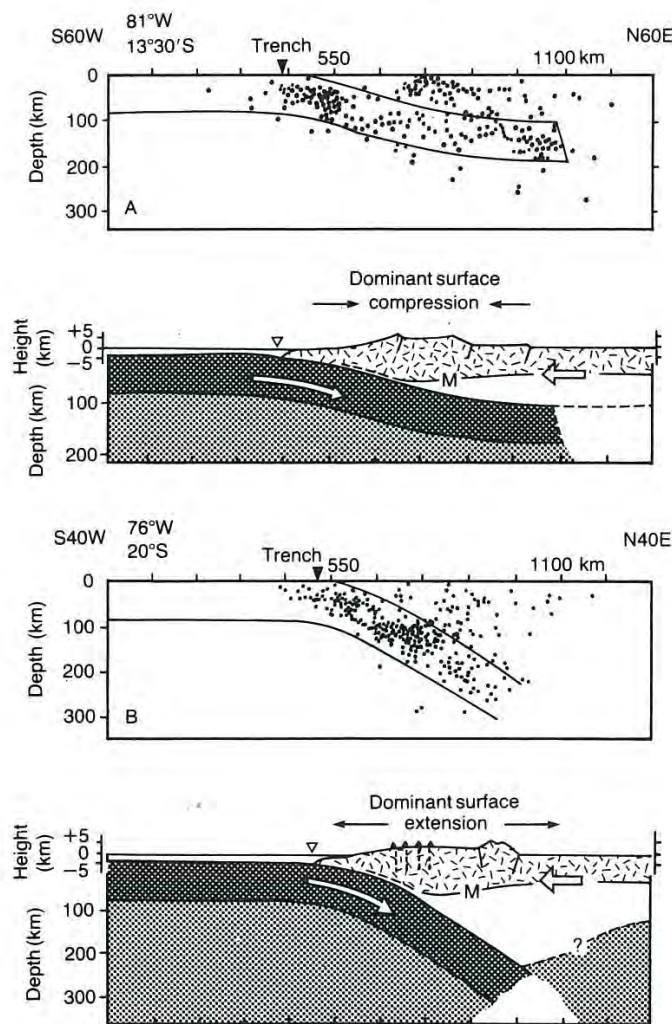


Figura II-1.1.4 Sección transversal entre perfiles A B de figura 3.1.2 (Kearey y Vine, 1996)

Una gran cantidad de rocas volcánicas cenozoicas estas distribuidas por la cordillera de Los Andes en Perú (Figura II-1.1.5). En la zona norte y central las rocas están distribuidas en una franja angosta. Capas de rocas de volcanes jóvenes hasta la superficie aumentan en la parte sur del país, coincidiendo con el inicio del Altiplano. La Figura II-1.1.6) muestra la distribución de los volcanes activos y focos volcánicos jóvenes (Kono et al., 1989). Los volcanes activos forman una columna en la parte sur de Perú y el norte de Chile. Observando que la totalidad de los focos volcánicos se encuentra distribuida en toda el área del Altiplano. Se observa altos valores de transferencia de energía, por calor, cerca de la cordillera occidental y en la mayor parte del Altiplano lo cual es consistente con el área volcánica. Lo cual también indica que una zona más amplia ha estado bajo la influencia de actividad volcánica, y una gran cantidad de masa magmática ha sido introducida a la capa bajo la cordillera occidental y el Altiplano (Kono et al., 1989). El documento de Kono et al, de hace 21 años, sugiere que la actividad volcánica en el sur del Perú también cubre la mayoría del Altiplano, y que el área del Altiplano corresponde al área magmática asociada con la subducción de la placa de Nazca, debajo de la placa Sud Americana (Figura II-1.1.7). Geotérmicamente se deduce y concluye que esta actividad volcánica puede resultar en campos geotérmicos de alto potencial.

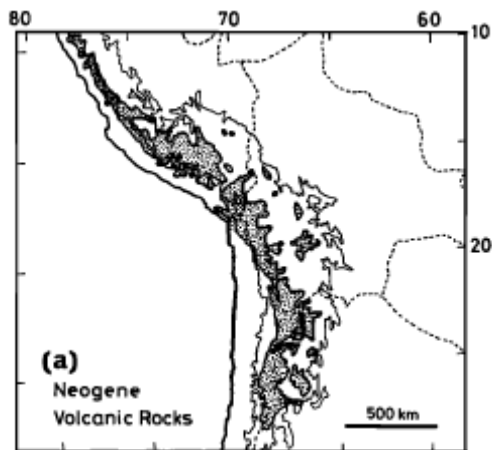


Figure II-1.1.5 Distribución de roca volcánica del Neógeno en los Andes Centrales (Kono et al., 1989)

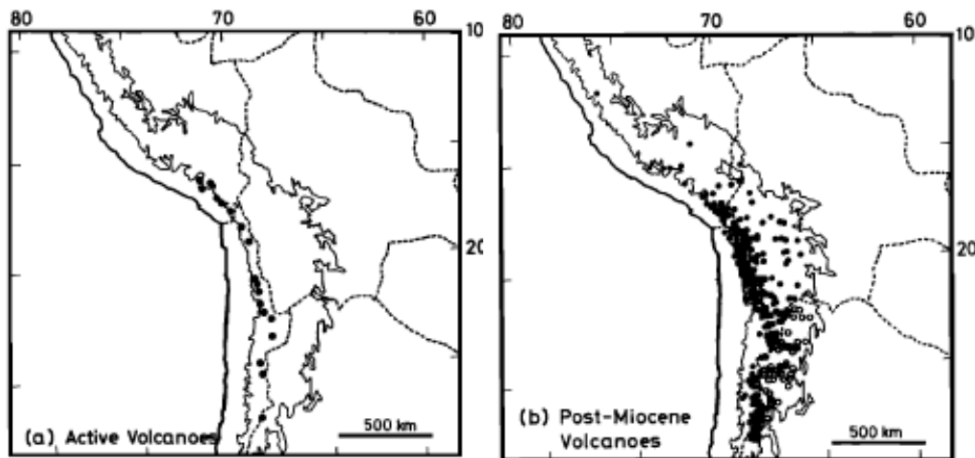


Figura II-1.1.6 Distribución de rocas volcánicas en la parte central de los Andes (Kono et al., 1989)

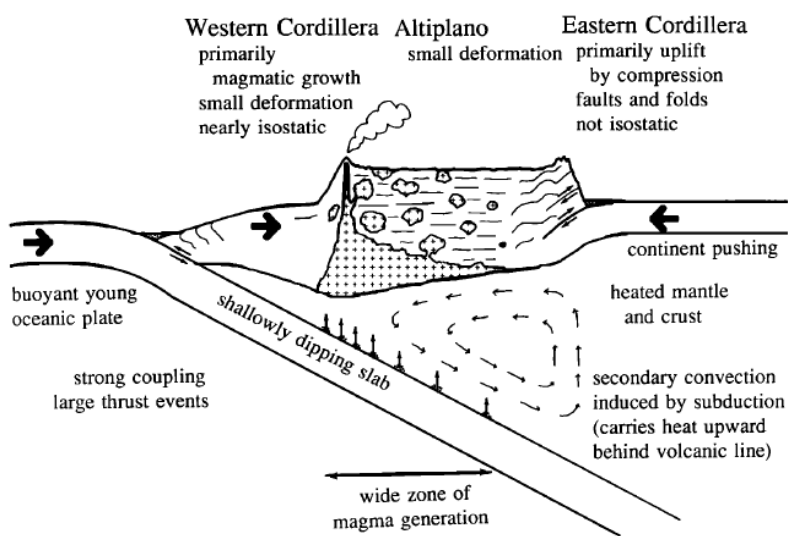


Figura II-1.1.7 Modelo del proceso de formación de la parte Central de los Andes (Kono et al., 1989)

Se evaluaron datos históricos de gravimetría y flujo de calor para estudiar las condiciones termodinámicas en Perú. Figura II-1.1.8 muestra la anomalía regional de Bouguer, en base a datos de gravimetría, topografía, y distribución de densidades en el sur del Perú. En el mapa de anomalías de Bouguer se identifica claramente una baja zona elongada al costado de los Andes.

Características geológicas alrededor de los Andes identificadas en trabajos geocientíficos anteriores.

- Engrosamiento la corteza en Los Andes se debe a la compresión tectónica de la corteza por la subducción de la placa de Nazca debajo de la placa de América del Sur.
- Las rocas en la capa superior de los Andes se deben entender como el resultado la fusión de la placa de Nazca debajo que la capa superior, y el engrosamiento se origina en la intrusión / invasión de fluidos magmáticos en la zona.

Ambos factores se consideran causa para la observación de una baja zona de anomalías de Bouguer cerca de los altos topográficos de los Andes, pues las rocas superficiales son materiales de baja densidad. Además, las rocas volcánicas del sur del Perú indican una más amplia distribución entre la zona de oriente - occidente que en las de la zona norte del país, con divergente ampliación de rocas en medio de la 2 áreas (Figura I-1.1.5).

La actualización de mapeo geológico en la zona sur y centro del Perú, Sempere y Jacay (2008), indica que la parte occidental de los Andes se formó por acumulación magmática y la parte este es de origen tectónico (Figura II-1.1.7).

Los datos de gravimetría se obtuvieron estimando una estructura de gran densidad y por lo tanto no se puede utilizar para deducir estructuras localizadas en cada campo geotérmico. Estudios de gravimetría más detallados vecinos a cada campo geotérmico son recomendados.

Según Hamza et al. (2005), el flujo de alto calor residual fue observado en la parte sur (Figura II-1.1.9), estos datos se basan en medición de temperatura en pozos locales. El área de flujo de alto calor coincide con la región de volcanes activos. Lo cual significa que la presencia de volcanes jóvenes provee alto flujo de calor.

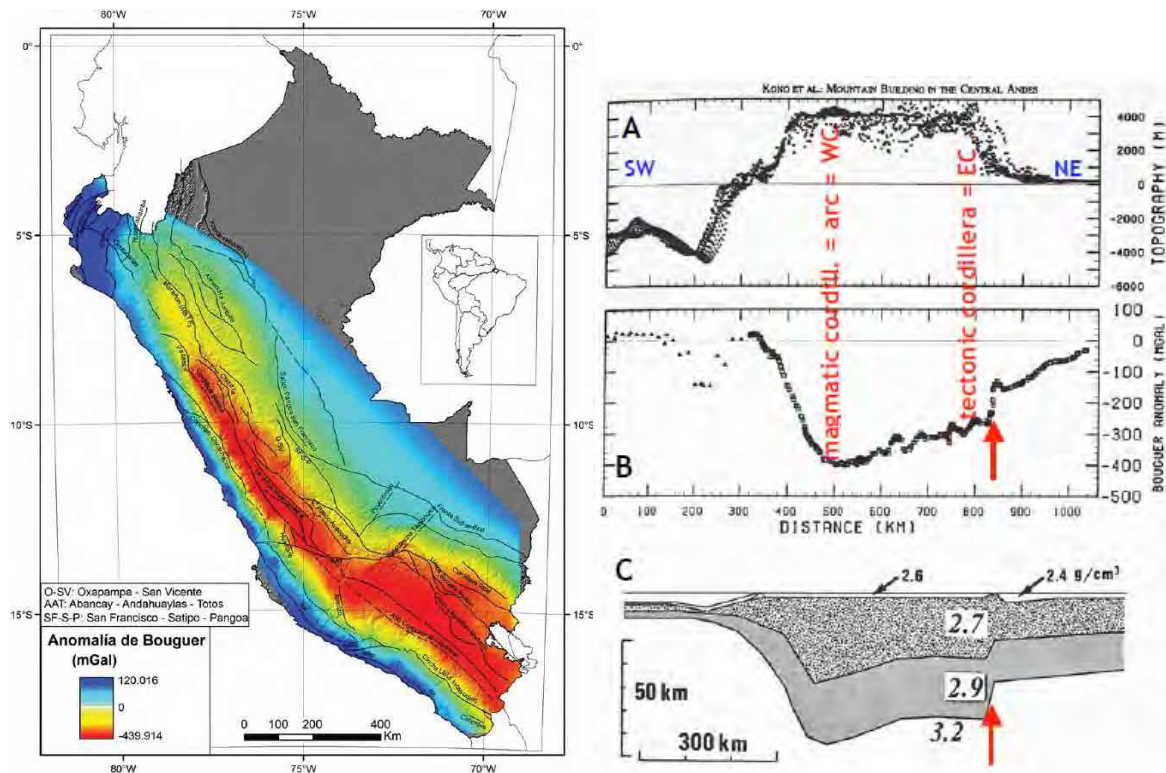


Figura II-1.1.8 Anomalías de Bouguer y grosor de placa en Perú (INGEMMET; Sempere y Jacay, 2008)

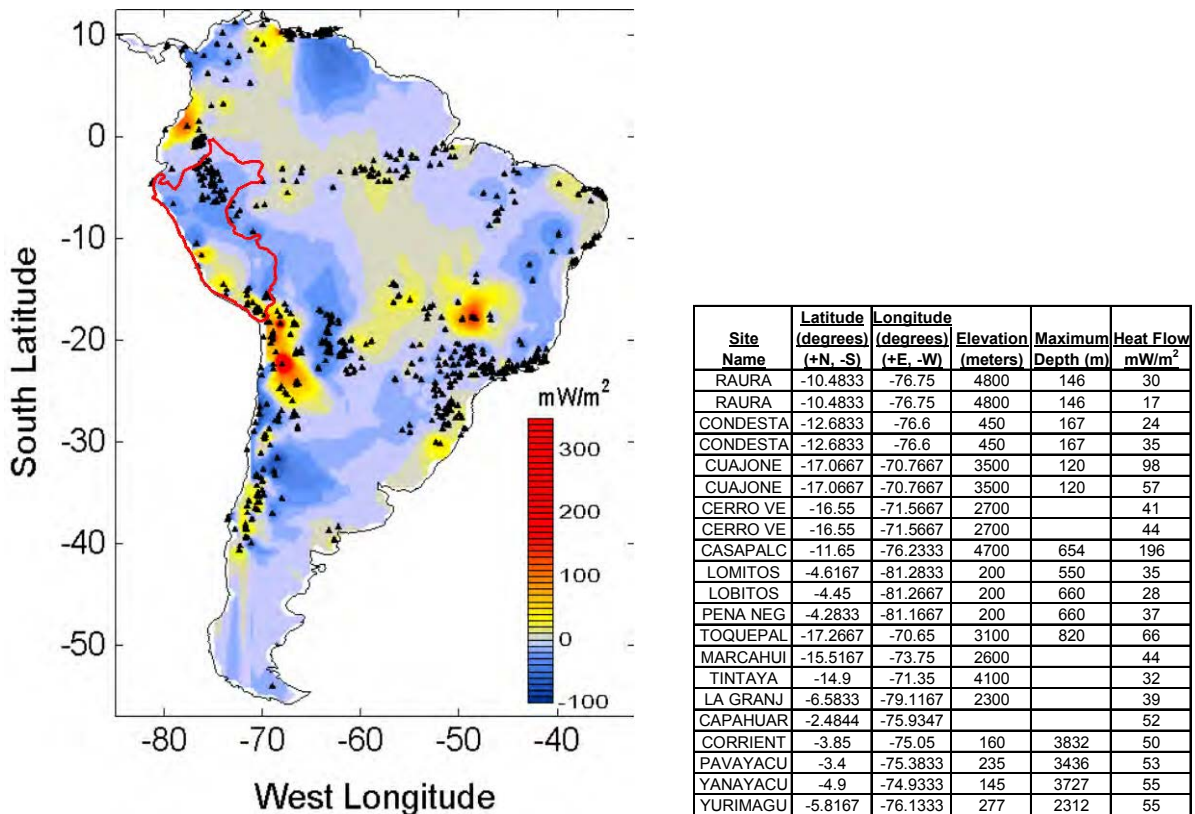


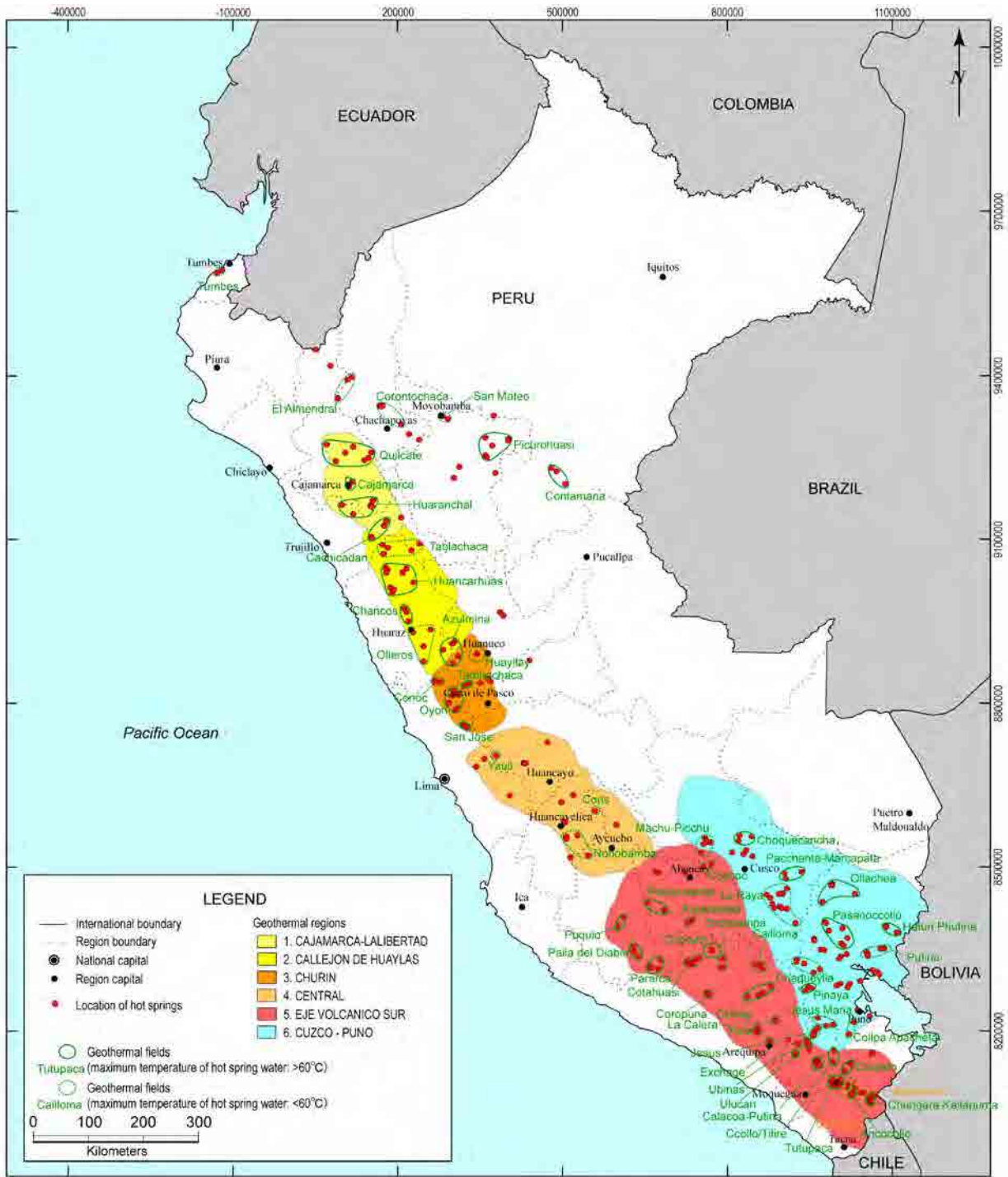
Figura II-1.1.9 Mapa de contornos de flujo residual de calor en Sudamérica (Hamza et al., 2005)

(2) Potencial de Recursos Geotérmicos en el Perú

a) Delineación de campos geotérmicos

En el mapa geotérmico del Perú actualizado por INGEMMET, se definen varias áreas geotérmicas como se muestra en la Figura I-5.1.1. Sin embargo, los sistemas geotérmicos (o hidrotermales) parecen estar formados por sistemas hidrológicos individuales no han sido delineados. Para evaluar cada campo geotérmico, los sistemas geotérmicos fueron delineados sobre la base de la distribución espacial de las aguas termales o minerales y la topografía (Figura II-1.1.10 y Tabla II-1.1.1).

En este trabajo de tabulación, fueron ignorados los manantiales minerales aislados y fríos. En total se tabularon a nivel nacional 61 campos geotérmicos. La mayoría de estos se encuentran concentrados en las regiones geotérmicas 5 y 6, que cuenta con 38 campos geotérmicos. Adicionalmente se registra que de los 61 campos geotérmicos, 34 de estos tienen por lo menos un manantial mineral caliente asociado, y con temperatura de descarga en la superficie de más de 60°C.



Source: Vargas and Cruz (2010).
Simplified MAPA DE REGIONES GEOTERMICAS DEL PERU (INGEMMET)

Figura II-1.1.10 Mapa de los campos geotérmicos identificados

Tabla II-1.1.1 Lista de campos geotérmicos identificados

Geothermal Region	No.	Region	Field Name	Existence of Hot Spring >60°C
(Northern Peru)	1	Tumbes	Tumbes	
	2	Amazonas	El Almendral	
	3	Amazonas	Corontochaca	
	4	San Martin	San Mateo	
	5	San Martin	Picurohuasi	○
	6	Loreto	Contamana	○
1. Cajamarca-La Libertad	7	Cajamarca	Quilcate	○
	8	Cajamarca	Cajamarca	○
	9	Cajamarca-La Libertad	Huaranchal	○
	10	La Libertad	Cachicadan	○
2. Callejon de Huaylas	11	Ancash-La Libertad	Tablachaca	
	12	Ancash	Huancarhuas	○
	13	Ancash	Chancos	○
	14	Ancash	Olleros	
	15	Huanuco-Ancash	Azulmina	○
3. Churin	16	Lima	Conoc	
	17	Pasco	Huayllay	
	18	Pasco	Tambochaca	○
	19	Lima	Oyon	○
20	Lima	San Jose	○	
	21	Junin	Yauli	
	22	Huancavelica	Coris	
4. Central	23	Huancavelica	Nonobamba	
	24	Cusco-Apurimac	Cconoc	
5. Eje Volcanico Sur	25	Apurimac	Pincahuacho	○
	26	Apurimac	Antabamba	
	27	Ayacucho	Puquio	○
	28	Ayacucho	Paila del Diablo	○
	29	Ayacucho	Pararca	○
	30	Arequipa	Ocoruro	○
	31	Arequipa	Cotahuasi	
	32	Arequipa	Orcopampa	
	33	Arequipa	Cailloma	
	34	Arequipa	Coropuna	
	35	Arequipa	Chivay	○
	36	Arequipa	La Calera	
	37	Arequipa	Yura	
	38	Arequipa	Jesus	
	39	Moquegua	Ubinas	○
	40	Moquegua	Ulucan	○
	41	Moquegua	Calacoa-Putina	○
	42	Moquegua	Ccollo/Titire	○
	43	Moquegua-Tacna	Crucero	○
	44	Tacna	Tutupaca	○
	45	Tacna	Calientes	○
	46	Tacna	Ancocollo	○
	47	Tacna	Borateras	○
	48	Tacna	Chungara-Kallapuma	○
	6. Cuzco-Puno	49	Cusco	Machu-Picchu
50		Cusco	Choquecancha	○
51		Cusco	Pacchanta-Marcapata	○
52		Cusco	La Raya	
53		Puno	Ollachea	○
54		Puno	Pasanocollo	○
55		Puno	Hatun Phutina	○
56		Puno	Putina	
57		Puno	Chaqueylla	
58		Puno	Pinaya	○
59		Moquegua	Jesus Maria	
60		Moquegua	Exchage	
61		Puno	Collpa Apacheta	

b) Estimación del Potencial de recursos geotérmicos en Perú

El potencial de recursos de los 61 campos geotérmicos fue calculado por el método de almacenar el calor para después calcular aproximadamente todo el potencial de recursos geotérmicos en el Perú. El cálculo de los recursos potenciales se lleva a cabo con la clasificación de los 61 campos en las cuatro categorías más abajo. El procedimiento detallado de estimación de recursos potenciales se realizó con el método de acumulación de calor que se describe en la sección de AnexoAnexo.

- Calientes y Borateras: De acuerdo a los reportes del estudio de JBIC (2008) y JETRO (2008), en los cuales el modelo de los sistemas geotérmicos está basado en detallado trabajo de investigación de superficie incluyendo MT.
- Ancocollo y Tutupaca: Estos campos fueron seleccionados en este estudio como los más prometedores. El modelo conceptual de los campos está basado en detallados trabajos de investigación de superficie incluyendo MT.
- Campos promisorios: Once campos fueron seleccionados como los campos más promisorios. El modelo conceptual de estos campos está basado en detallados trabajos de geología y geoquímica que se llevaron a cabo.
- Otros campos (46 campos): Los campos fueron delineados solamente por su distribución de manantiales de agua caliente y su topografía. El potencial de recursos se calculó con el método de acumulación de calor a partir de la suposición de la temperatura aproximada y el volumen posible del reservorio geotérmico.

El resultado de la estimación de recursos está resumido en la Tabla II-1.1.2. El total del potencial geotérmico del Perú está estimado ser 2.860 MWe.

Vale la pena señalar que cada uno de los campos delineados tiene varios "sectores" en su interior. Por ejemplo, Chungará-Kallapuma campo cuenta con cinco sectores (es decir, Juntupujo, Chungara, Quiane, Conchachiri y pozos Conchachiri). Dos de estos sectores (Juntupujo y Chungará) son considerados como "Chungará-Kallapuma", como uno de los 13 campos prometedores y con un potencial de recursos de 84 MWe. Los restantes tres sectores almacenan un total de 17 MWe en total. El esquema es mostrado en la Figura II-1.1.11.

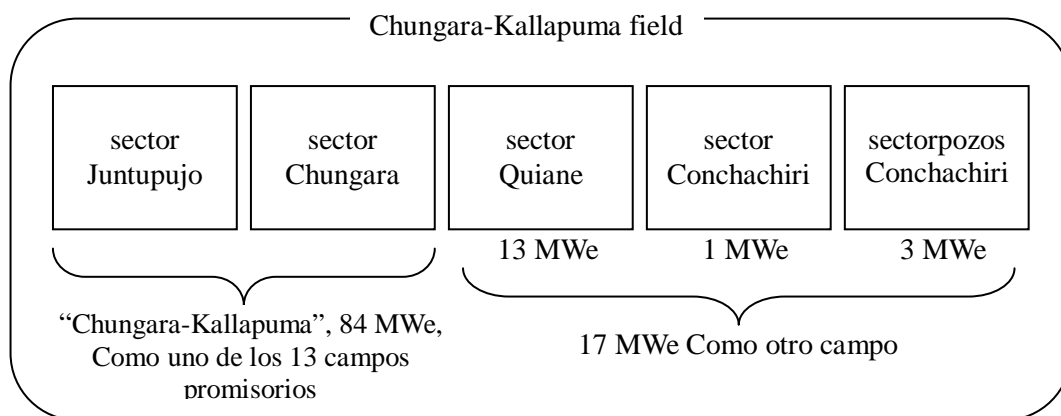


Figura II-1.1.11 Ejemplo de un esquema de la relación campo-sector y su potencial.

Tabla II-1.1.2 Resumen del potencial geotérmico del Perú para la generación eléctrica.

Region Geotermica	No.	Region	Nombre del campo	Potencial del Recurso (MWe)		No. of Sector **
				Campo Promisorios*	Otros campos	
(Perú Norte)	1	Tumbes	Tumbes		15	2
	2	Amazonas	El Almendral		10	2
	3	Amazonas	Corontochaca		7	5
	4	San Martin	San Mateo		14	3
	5	San Martin	Picurohuasi		58	6
	6	Loreto	Contamana		48	3
1. Cajamarca-La Libertad	7	Cajamarca	Quilcate		70	7
	8	Cajamarca	Cajamarca		29	2
	9	Cajamarca-La Libertad	Huaranchal		54	5
	10	La Libertad	Cachicadan		40	3
2. Callejon de Huaylas	11	Ancash-La Libertad	Tablachaca		29	5
	12	Ancash	Huancarhuas		89	10
	13	Ancash	Chancos	15.3	21	3
	14	Ancash	Olleros		29	4
	15	Huanuco-Ancash	Azulmina		53	5
3. Churin	16	Lima	Conoc		21	3
	17	Pasco	Huayllay		10	1
	18	Pasco	Tambochaca		24	2
	19	Lima	Oyon		45	5
	20	Lima	San Jose		25	2
4. Central	21	Junin	Yauli		7	1
	22	Huancavelica	Coris		10	1
	23	Huancavelica	Nonobamba		15	3
5. Eje Volcánico Sur	24	Cusco-Apurimac	Cconoc		9	2
	25	Apurimac	Pincahuacho		25	2
	26	Apurimac	Antabamba		15	2
	27	Ayacucho	Puquio	34.3	10	1
	28	Ayacucho	Paila del Diablo		54	4
	29	Ayacucho	Pararca		31	3
	30	Arequipa	Ocoruro		23	1
	31	Arequipa	Cotahuasi		65	7
	32	Arequipa	Orcopampa		29	4
	33	Arequipa	Cailoma	9.1	26	2
	34	Arequipa	Coropuna		15	3
	35	Arequipa	Chivay	162.9	136	9
	36	Arequipa	La Calera		9	2
	37	Arequipa	Yura		15	4
	38	Arequipa	Jesus		7	2
	39	Moquegua	Ubinas		24	3
	40	Moquegua	Ulucan	27.4	0	0
	41	Moquegua	Calacoa-Putina	108.2	45	4
	42	Moquegua	Ccollo/Titire	39.7	27	3
	43	Moquegua-Tacna	Crucero	79.4	3	1
	44	Tacna	Tutupaca	113.8	29	5
	45	Tacna	Calientes	100.0	0	0
	46	Tacna	Ancocollo	98.2	55	4
	47	Tacna	Borateras	40.0	31	3
48	Tacna	Chungara-Kallapuma	84.0	17	3	
6. Cuzco-Puno	49	Cusco	Machu-Picchu		49	6
	50	Cusco	Choquecancha		43	3
	51	Cusco	Pacchanta-Marcapata		40	3
	52	Cusco	La Raya		26	5
	53	Puno	Ollachea		45	3
	54	Puno	Pasanocollo		65	6
	55	Puno	Hatun Phutina		39	4
	56	Puno	Putina		53	6
	57	Puno	Chaqueylla		26	3
	58	Puno	Pinaya	36.8	27	2
	59	Moquegua	Jesus Maria	17.3	17	2
	60	Moquegua	Exchage		27	5
	61	Puno	Collpa Apacheta		13	2
Total				966.4	1.894	207
Grand Total				2.860		

* a 80% de nivel de confianza

** Excluyendo Borateras, Calientes y los 13 campos promisorios

En los estudios previos, el potencial de energía geotérmica en el Perú fue estimado en 2.990 MW por Battocletti et al. (1999) y 3.002,7 MW por JICA (2008 informe interino). El potencial de los recursos estimados en este estudio es 2.860 MWe, y este resultado está muy cerca de las estimaciones anteriores, aunque el método de estimación es diferente. Este hecho confirma la validez y la complementariedad mutua de todas las estimaciones.

La distribución del potencial Peruano de energía geotérmica calculado se muestra en la Figura II-1.1.12. Otros gráficos estadísticos se muestran en las Figuras. II-1.1.13 y Figura II-1.1.14. Más de la mitad del potencial total de recursos que existe en la Región 5.

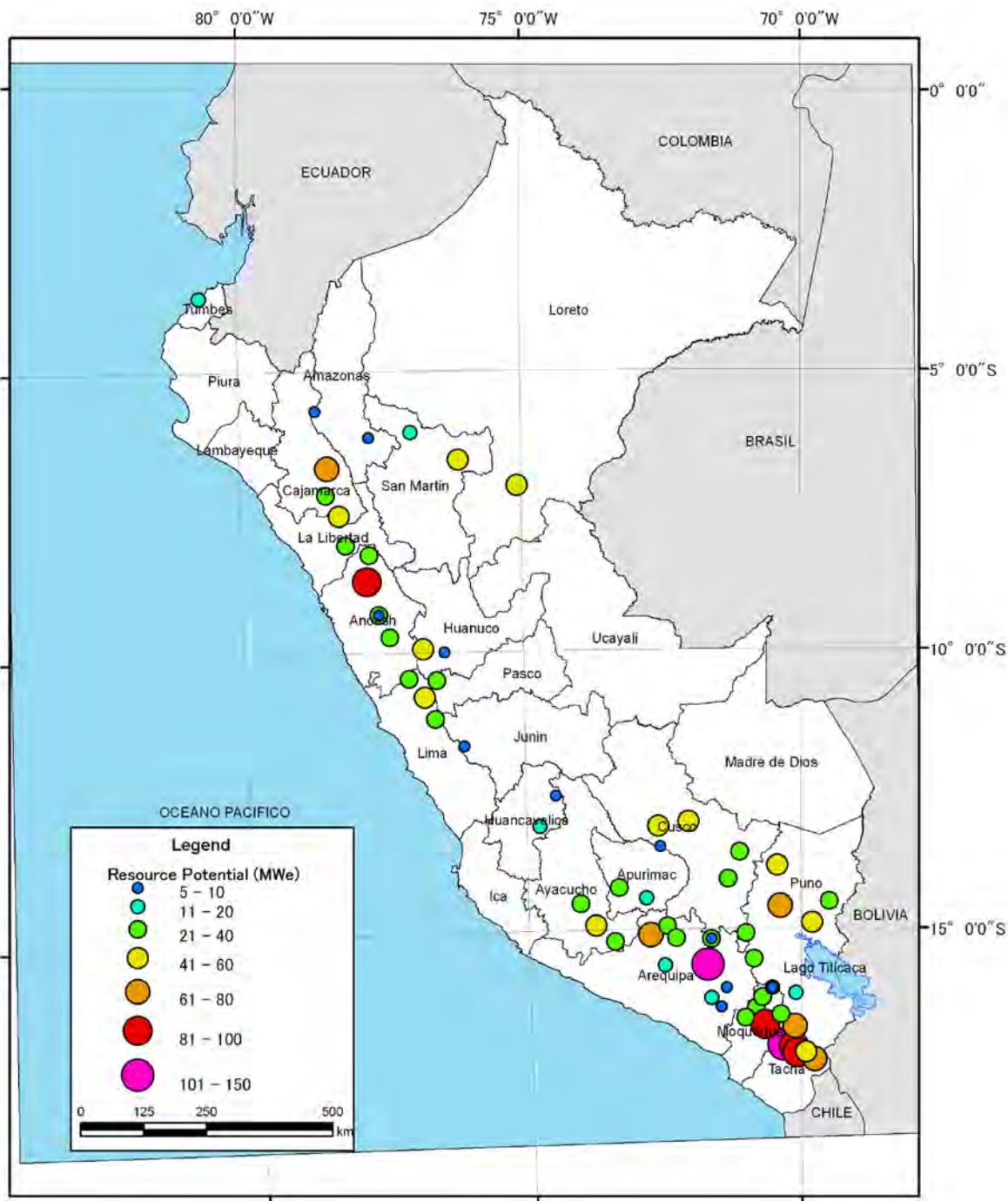


Figura II-1.1.12 Mapa del potencial geotérmico en Perú

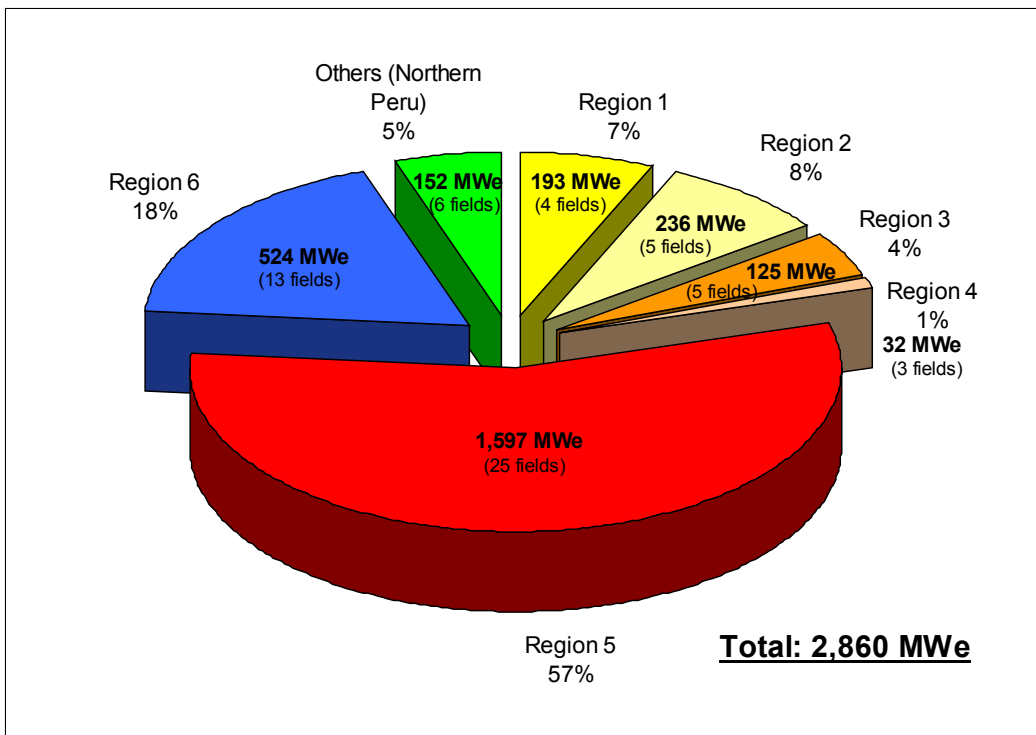


Figura II-1.1.13 Potencial de generación eléctrica geotérmica en cada región.

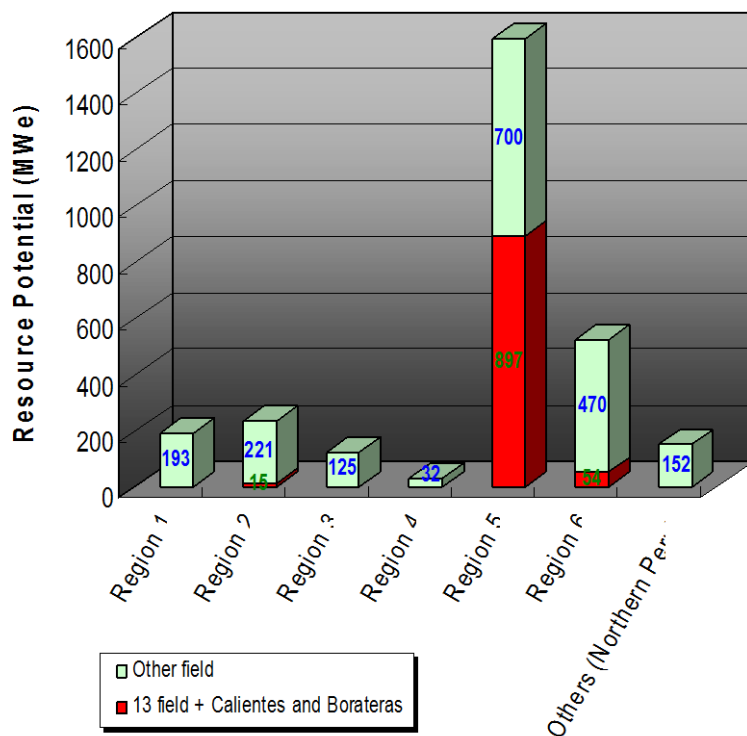


Figura II-1.1.14 Potencial de generación eléctrica geotérmica en los campos promisorios y en los otros.

A pesar que en este estudio se presentan importantes estimaciones de potencial de recursos geotérmicos acumulados en los otros campos, el potencial de cada sector probablemente no sea suficiente para un único desarrollo a gran escala. Figura II-1.1.15 muestra el número de sectores en contra del potencial de los recursos estimados en forma de histograma. El potencial es inferior a 10 MW en la mayoría de los sectores como se muestra en la figura. Si el sistema de sistema geotérmico de cada sector se separa, sólo es posible el desarrollo de generación en pequeña escala en el respectivo sector. En general, el desarrollo en pequeña es costoso en comparación con desarrollos de escala grande. Dado que la conexión y la extensión del sistema de energía geotérmica en los otros campos aún no se conocen, es necesario llevar a cabo evaluaciones adicionales para actualizar la estimación del potencial de recursos.

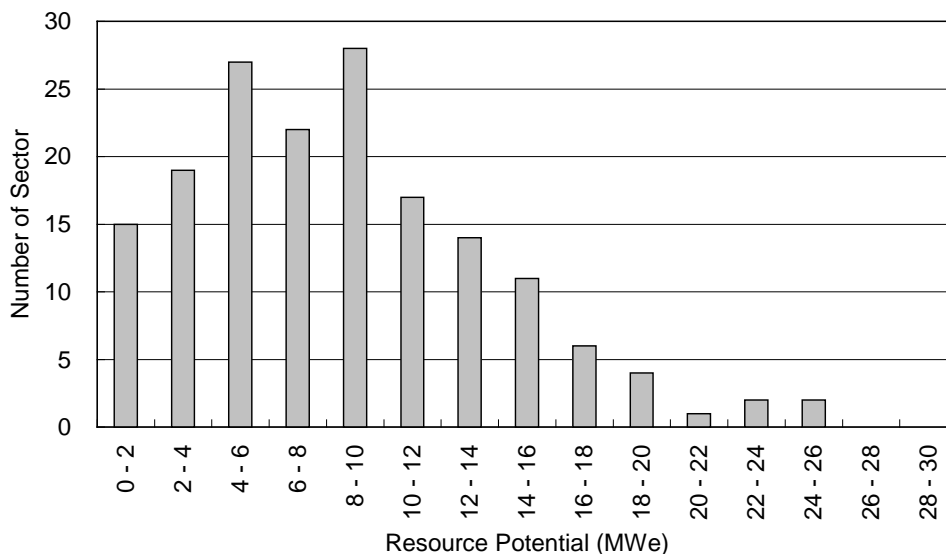


Figura II-1.1.15 Número de sectores por su potencial estimado (excluyendo los campos promisorios).

Por otro lado, algunos sectores de otros campos tienen potencial estimado en más de 20MWe (Figura II-1.1.15). Por ejemplo, el potencial de recursos del campo Ocoruro, en Arequipa, donde se pueden observar manantiales en ebullición, tiene un potencial estimado de más de 23MWe (Figura II-1.1.15).

A pesar del elevado potencial de recursos que posiblemente existe en Ocoruro, el campo no fue seleccionado como campo prometedor debido a su escasa accesibilidad. Es deseable que estudios geocientíficos detallados se lleven a cabo en campos de tan alta entalpía geotérmica en el futuro.

Una de las principales características de los recursos geotérmicos en el Perú es que los campos con alto potencial tienden a estar ubicados en zonas de alta elevación. La Figura 3.6.22 muestra los histogramas de la elevación del sitio comparada con el número de campos y el potencial de los recursos estimados. Como se muestra en las Figuras, el 82% de los campos geotérmicos y el 85% del potencial de recursos estimados existen en áreas de altitud a 2.500-5.000m msnm. Por otra parte, más de la mitad (58%) del potencial de recursos estimados está ubicada en áreas de elevación muy alta de 3.500-5.000 m.

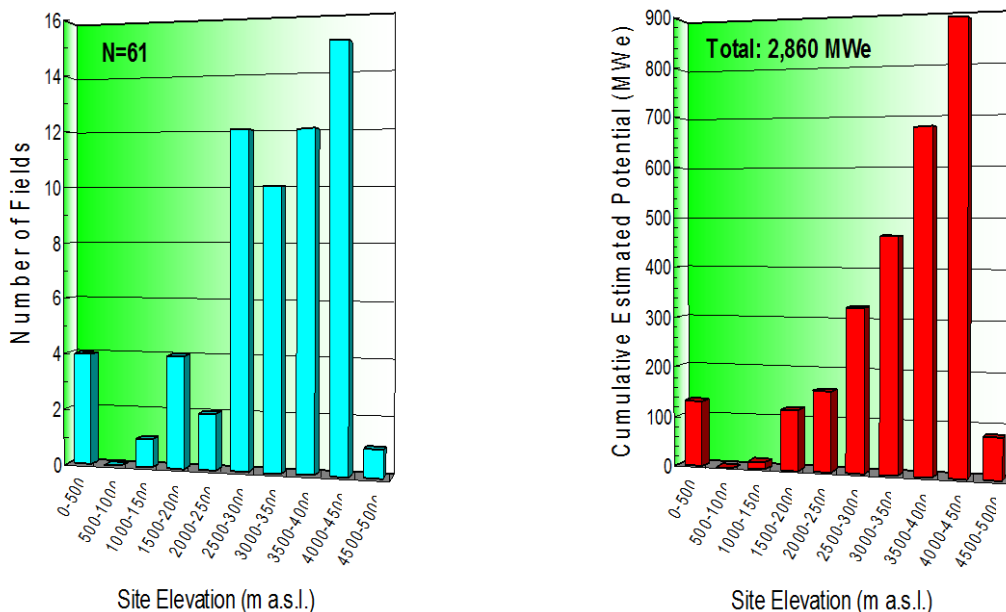


Figura II-1.1.16 Histogramas de la elevación de los sitios comparada con el número de campos y el potencial de sus recursos

II-1.1.2 Beneficios de la Energía Geotérmica como fuente de Potencia Eléctrica

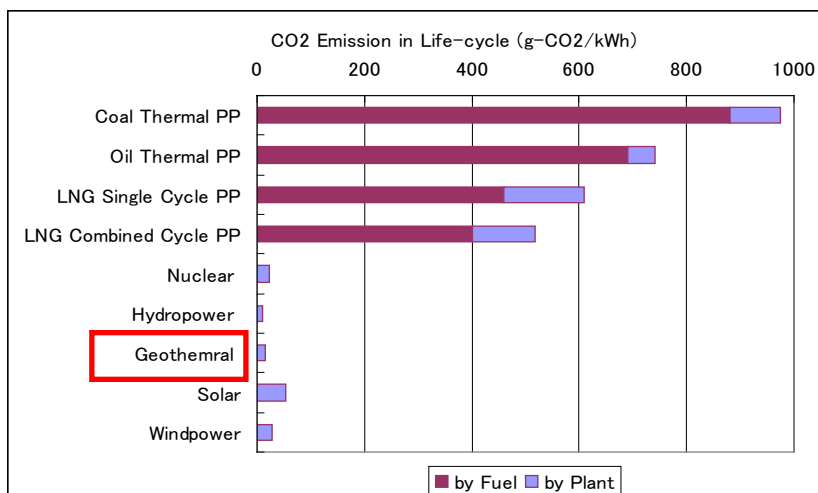
(1) Características de la Energía Geotérmica

En general, la energía geotérmica es una fuente de energía renovable limpia y fiable, que ofrece beneficios significativos en comparación con otras fuentes de energía:

- Amigable al medio ambiente
- Energía confiable
- Energía autóctona
- En cierta medida, económicamente viable.
- Uso múltiple del calor

Amigable al ambiente.

La generación de energía Geotermal no emite contaminantes del aire como el óxido de azufre, óxido de nitrógeno y polvo, ya que ningún proceso de combustión se incluye. Además, la cantidad de emisiones de dióxido de carbono es mucho menor en comparación con otro tipo de generación de energía. Por lo tanto, la generación de energía geotérmica es una fuente de energía respetuosa del medio ambiente, y contribuye a un desarrollo del País sin aumentar el calentamiento global (Figura II-1.1.17).



Fuente: Instituto Central de Investigación de la Industria de Generación Eléctrica en Japón; CRIEPI Revista No.45, Nov. 2001.

Figura II-1.1.17 Emisiones de CO₂ en el ciclo de vida de las diferentes fuentes de energía

Energía confiable.

Comparada con otros recursos renovables, los puntos que mejor caracterizan a los recursos geotérmicos son un gran factor y de estabilidad, es decir, que puede ser utilizado durante todo el año sin importar las condiciones climáticas. Así, la energía geotérmica es una fuente de energía de alta fiabilidad de suministro (Figura II-1.1.18).

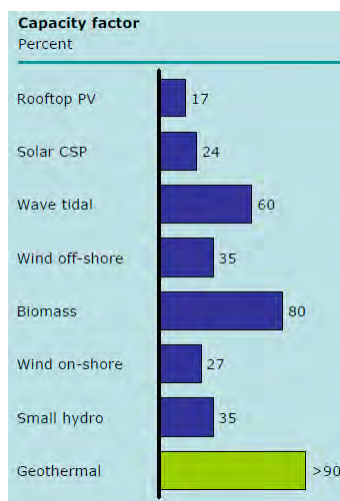


Figura II-1.1.18 Factores de capacidad de Planta para varios tipos de Energía renovable

Energía autóctona.

La energía geotérmica es una fuente puramente doméstica de la energía. Los países sin reservas de combustibles fósiles pueden reducir la cantidad de importación de los mismos. Incluso para los países con reservas de combustibles fósiles y que tengan capacidad de exportación, la energía geotérmica puede sustituir el consumo interno de esos combustibles. La cantidad ahorrada puede ser desplazada a la exportación, o puede ser reservada para uso futuro.

En cierta medida, económicamente viable.

El desarrollo de la energía geotérmica requiere una alta inversión inicial en su etapa de explotación pero, por el contrario, la generación de energía geotérmica ahorra en costos operativos, ya que

esencialmente no consume combustibles. En consecuencia, el coste de energía a largo plazo por la generación de la energía geotérmica no es caro como el de generación de energía solar (Figura II-1.1.19), y tampoco se ve afectado por la fluctuación del precio internacional del petróleo o el tipo de cambio. Así, la energía geotérmica se puede suministrar a un costo de suministro estable y la utilización de los recursos geotérmicos contribuiría a estabilizar el equilibrio económico nacional.

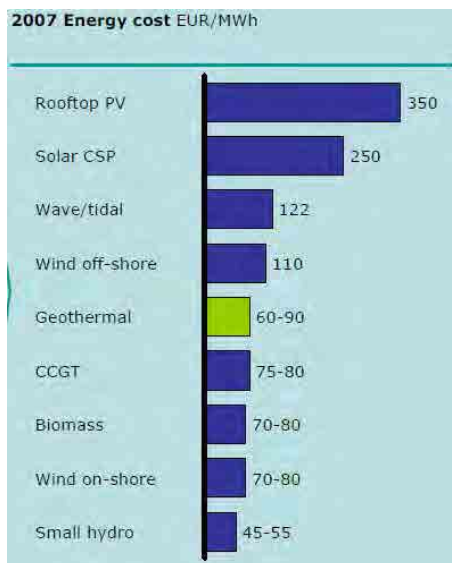


Figura II-1.1.19 Costo de Generación Eléctrica por Fuentes renovables de energía (Bertani, 2009)

Uso múltiple del calor.

Aguas calientes que se originan en la fuente de calor o son producidas como subproducto de la generación de energía pueden ser utilizadas para la agricultura, la cría de peces, y como fuente de calor para la industria regional. Tales usos múltiples son eficaces especialmente en regiones de clima frío, pero también el calor puede ser utilizado para el secado de madera o cereales. El vapor de agua que se origina en la generación de energía geotérmica puede ser utilizado para la agricultura, la ganadería y para consumo humano después de su condensación por enfriamiento. La energía geotérmica es una fuente de energía que puede unir el desarrollo de la energía y el desarrollo regional.

Comparaciones de las características de la Generación por Energía Geotérmica y por otras fuentes renovables de Energía Renovable se muestran en la Tabla II-1.1.3. El beneficio del desarrollo de Recursos geotérmicos no está únicamente limitado a los méritos mencionados, sino que también contribuye al crecimiento de las economías regionales.

Tabla II-1.1.3 Comparación entre la geotermia y otras Fuentes de Energía renovable

Fuente de Energía	Ambiente	Disponibilidad	Independencia Energética	Balance Comercial	Uso Múltiple
Geotermia	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Hidro	-	-	Sí	Sí	Sí
Viento	Sí	-	Sí	Sí	-
Solar	Sí	-	Sí	Sí	-
Biomasa	-	-	Sí	Sí	-

(2) Ventajas y necesidad del desarrollo de la Energía Geotérmica en Perú

Es deseable el desarrollo de la Energía Geotérmica en el Perú debido a las siguientes razones:

- El desarrollo de la generación de electricidad a partir de distintos tipos de fuentes de energía es necesaria para hacer frente a su creciente demanda. Entre las distintas energías renovables, la energía geotérmica es una fuente muy prometedora, ya que con esta se puede lograr suministro estable. La Figura II-1.1.20 muestra los factores de capacidad de centrales eléctricas que han sido ofrecidos en las licitaciones de proyectos de energía renovable. Sólo unos pocos, pequeñas centrales hidráulicas y plantas de biomasa, podría lograr un factor de capacidad de más del 80%. En general, las plantas de energía geotérmica pueden lograr un factor de capacidad de 80 a 95%.

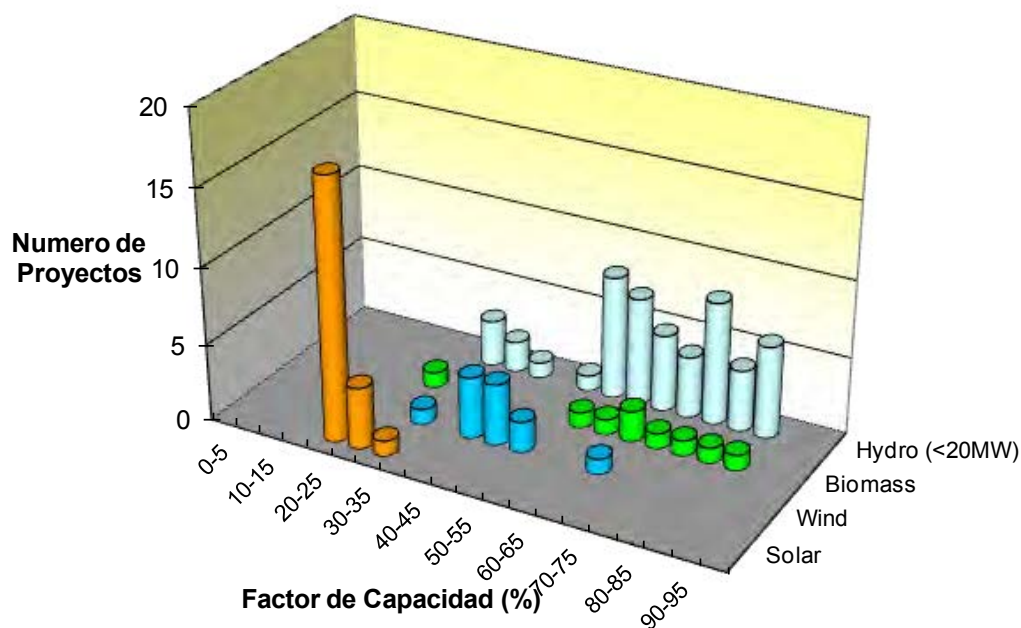


Figura II-1.1.20 Factores de capacidad para proyectos de recursos energéticos renovables ofrecidos en las licitaciones en Perú

- En la actualidad, la generación de Energía en el Perú se está incrementando por la quema a bajo costo de Gas natural. El gas naturales tiene demanda no sólo para el uso de generación de energía, sino también para otros fines, por tanto su consumo interno está aumentando (Figura II-1.1.21). Cuando se haga realidad la generación de energía geotérmica, el consumo de gas natural para el uso de generación de energía se reducirá, y la cantidad ahorrada se podrá destinar a otros fines, como la demanda de gas doméstico en las ciudades. También, como el Gas naturales es una mercancía internacional, la cantidad ahorrada puede ser vendida en el mercado internacional de GNL con la consiguiente obtención de divisas para el Perú. (Consulte la sección II-1.1.3)

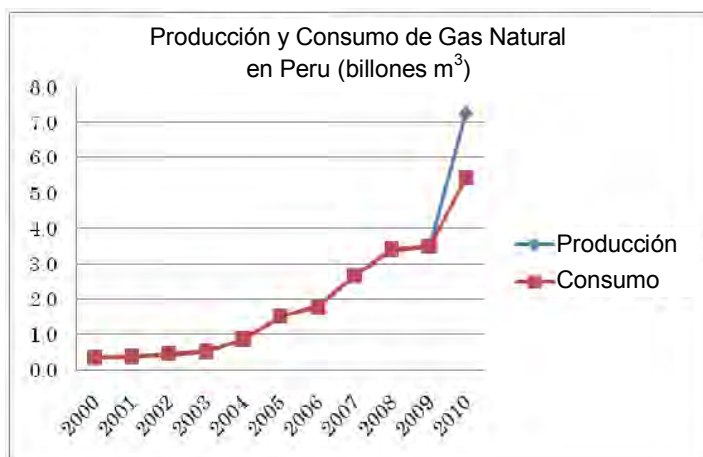


Figura II-1.1.21 Producción y consume de Gas Natural en Perú (JOGMEC, 2011)

- La Generación de energía a partir de una fuente geotérmica emitirá cantidades mucho menores de CO₂ en comparación con el aquella a partir de Gas natural, fuente energía cada vez más utilizada en Perú (ver Figura II-1.1.17). La sustitución de Plantas de energía alimentadas con Gas natural las plantas de energía geotérmica contribuirá en gran medida a la reducción de las emisiones de CO₂.
- Existen abundantes recursos geotérmicos en la parte sur del Perú, donde, al contrario, la existencia de recursos hídricos es muy pobre y estos están muy diseminados. En la parte sur del Perú existe gran disponibilidad de recursos solares, sin embargo la energía eólica no está disponible, excepto en zonas limitadas de la región montañosa (Figura II-1.1.22).

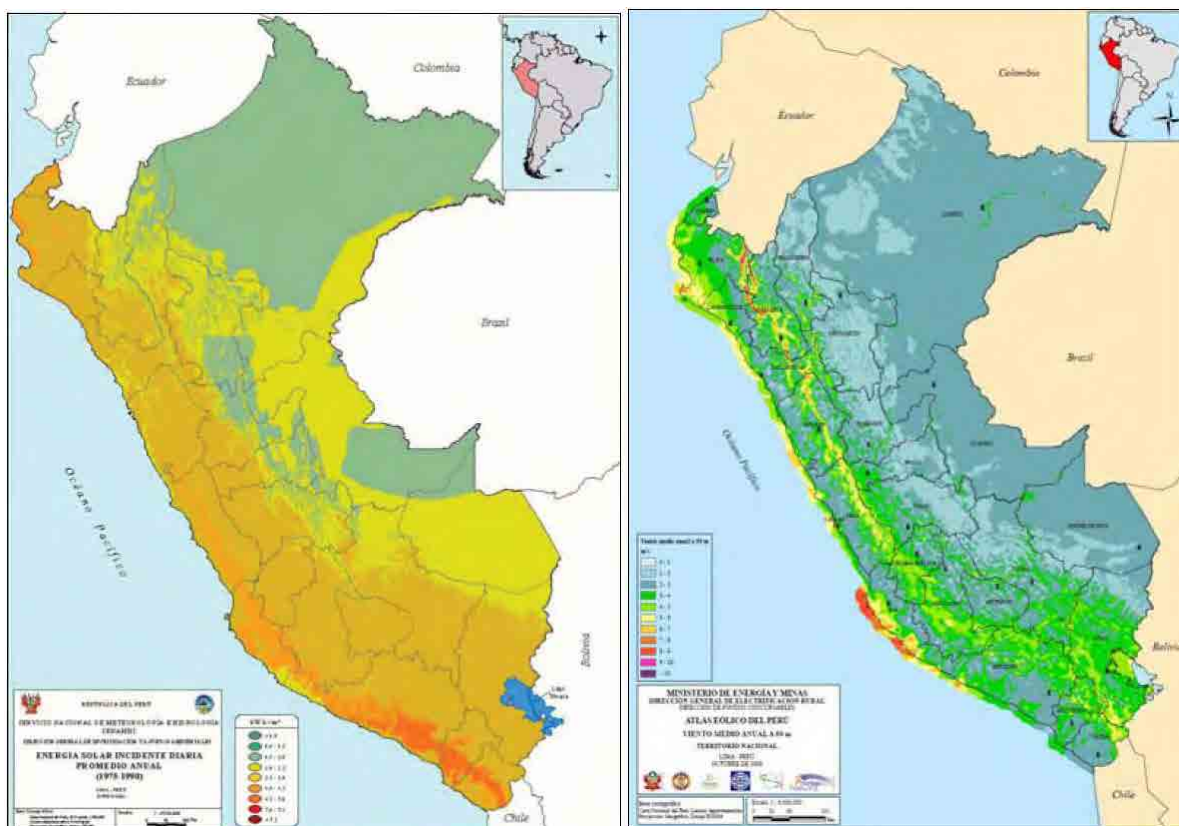
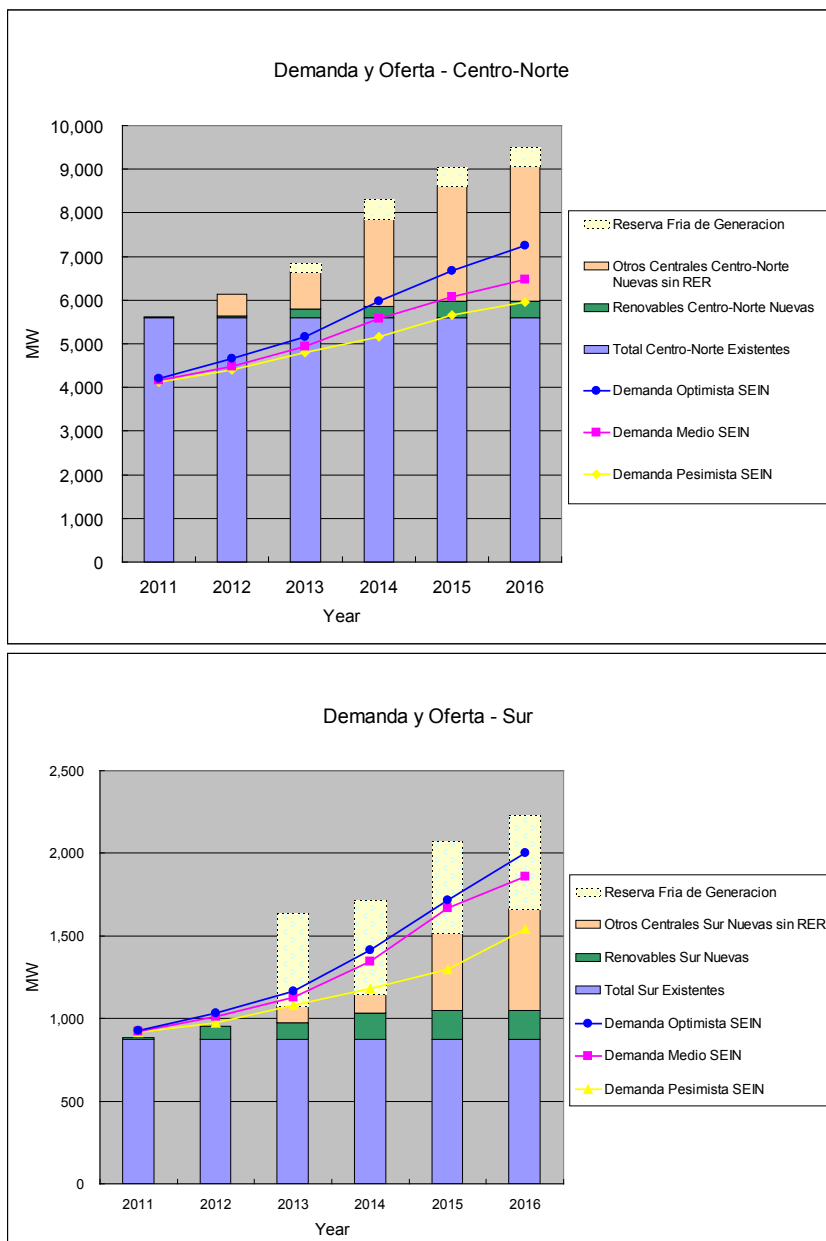


Figura II-1.1.22 Mapa de distribución de recursos solares (izquierda) y eólicos (derecha) en Perú.

- Las proyecciones de oferta y demanda de energía eléctrica (hasta 2016) para la zona sur y otras áreas (norte y centro) se muestran en la Figura II-1.1.23. En las zonas norte y central, no habrá suficiente oferta a la demanda, incluso en el escenario optimista. Por otro lado, el margen de la oferta en la zona sur será sólo por la planta reservada “reserva fría”, que es la prioridad más baja de la operación entre las plantas de energía en el caso de la proyección de demanda optimista y mediana. En este caso, la energía con el costo más bajo puede ser enviado desde la zona central al sur. En consecuencia, la energía geotérmica en el campo prometer en la zona sur hará la red del sur (Zona Sur: Figura II-1.1.24, Apurímac, Cusco, Arequipa, Puno, Moquegua y Tacna) estable y contribuirá a la mejora de las pérdidas de transmisión y también la estabilidad del sistema en general.



Fuente: MEM y COES Website

Figura II-1.1.23 Proyección de Demanda y Oferta (hasta 2016)

- La mayoría de los distritos con abundancia de recursos de energía geotérmica en el Perú están localizados en regiones frías y a gran altura. Se pueden esperar otros beneficios de la energía geotérmica, como ser la calefacción de espacios.

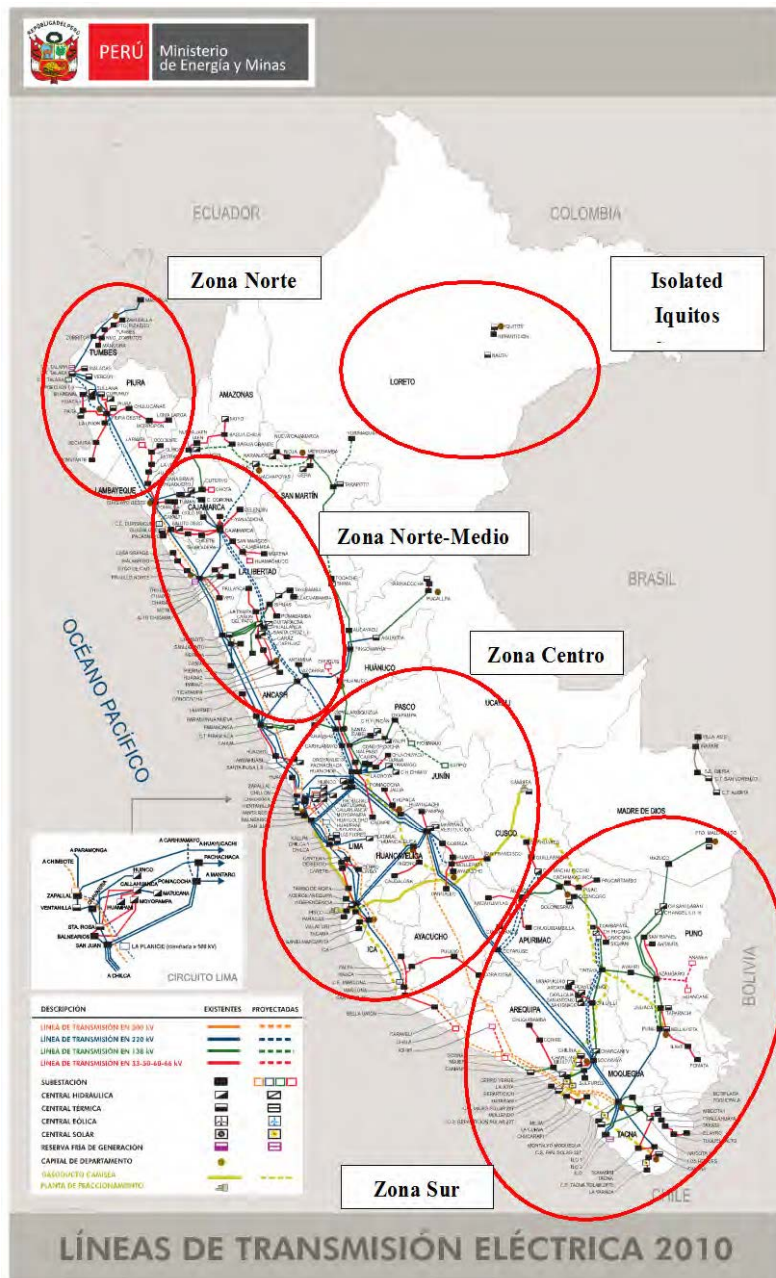


Figura II-1.1.24 Zonas regionales del Sistema de Transmisión de Potencia.

II-1.1.3 Evaluación cuantitativa de los beneficios del desarrollo geotérmico en Perú.

(1) Evaluación Económica de un Proyecto de Generación Geotérmico.

En este estudio, la viabilidad económica de los proyectos de energía geotérmica sea evaluada para los 13 campos prometedores seleccionados y los campos Calientes y Borateras, para los cuales los estudios detallados ya se han realizado anteriormente. Los detalles de los planes de desarrollo y la evaluación económica de los campos se describen en la sección II-3.2.1 y el Anexo. En la

evaluación económica, se calcula el precio de venta de energía eléctrica que pueda alcanzar la Tasa Interna de Retorno Financiero (TIRF) del 12% para las inversiones de una planta geotérmica con vida útil de 30 años. En consecuencia, el proyecto económicamente más viable fue el proyecto para el “campo-A” con el menor precio de venta de \$US 10,5 cent/kWh.

(2) Comparación con Fuentes alternativas de Energía (Beneficio del ahorro de Gas natural)

En esta sección, la competitividad de la energía geotérmica fue comparada a la competitividad de las otras fuentes de energía. Se seleccionaron los ciclos combinado de gas, carbón y diesel como fuentes alternas de energía y se estudiaron los costos de un proyecto geotérmico en relación a lo de las fuentes alternas.

En primer lugar, se asumen las especificaciones de una planta de generación a partir de fuentes alternativas, como se muestra en la Tabla II-1.1.4. El precio del petróleo se asume a 120 USD / barril, mientras que el precio del carbón a 110 USD / tonelada y el precio del gas natural a 12 USD / MMBTU (Tabla II-1.1.5). Estos precios se refieren a los previstos en AIE "World Energy Outlook 2010" y, por simplicidad, se consideran constantes durante el período de evaluación. El precio actual del gas natural para uso de generación de energía en el Perú es de alrededor de 1,58 USD / MMBTU. Sin embargo, este es un precio interno, y es necesario para evaluar el valor del gas natural en términos del precio internacional, ya que este combustible es una mercancía objeto de comercio internacional. Según un informe de la AIE, el precio del gas natural licuado para 2015-2035 se prevé que sea 12 a 17 USD / MMBTU en Asia, 7 a 11 USD / MMBTU en los Estados Unidos y de 11 a 14 USD / MMBTU en Europa. Por lo tanto, se tome el nivel de 12 USD / MMBTU como el precio promedio de los tres mercados y, para el análisis de sensibilidad, se utiliza el precio de 3 a 15 USD / MMBTU.

Tabla II-1.1.4 Especificaciones de Planta de generación para las Fuentes alternativas

Tipo de Planta	Gas natural (Ciclo combinado)	Planta a carbón	Planta Diesel
Combustible	Gas natural	Carbón	diesel
Capacidad	300 MW	300 MW	50 MW
Costo de construcción (w/o IDC)	1.200 USD/kW	1.600 USD/kW	1.000 USD/kW
Periodo de construcción	3 años	4 años	3 años
Eficiencia de Planta	45%	38%	38%
% para uso de la Planta	3,5%	7%	4%
Factor de capacidad	82,8%	85,9%	83,2%
Costo de operación y mantenimiento	0,5 US cent/kWh	0,65 US cent/kWh	0,5 US cent/kWh
Precio del combustible	12 USD/MMBTU	110 USD/ton	120 USD/bbl
Poder calorífico	9.140 kcal/m ³	6.000 kcal/kg	9.800 kcal/L
Periodo de Operación	30 años	30 años	30 años

Tabla II-1.1.5 Pronóstico del precio de combustibles fósiles por la IEA (Precios del 2009)

- La competitividad de los costes de un Proyecto geotérmico en relación contra a uno operado a Gas natural depende del precio del gas natural. Si el precio del gas está en un rango de 10-15 USD / MMBTU, la planta de energía geotérmica es competitiva en el caso de algunos campos.
- Un Proyecto geotérmico a implementarse en cualquiera de los Campos estudiados tiene menor competitividad en cuanto a costos si es comparado en relación a un Proyecto operado por carbón. Esto se debe a que el precio del carbón es relativamente barato. Sin embargo, cabe señalar que una Planta operada a carbón produce el escape de grandes cantidades de CO₂ que, en cierta medida, impactan el Medio ambiente mundial.
- Un Proyecto geotérmico a implementarse en cualquiera de los Campos tiene mayor competitividad en cuanto a costos si es comparado en relación a un Proyecto operado por diesel. Esto demuestra la posibilidad de que Plantas geotérmicas puedan remplazar a dichas Plantas como la fuente de energía en sistemas independientes remotos.

Este cálculo muestra los beneficios de la energía geotérmica. La Tabla-II-1.1.6 muestra la diferencia del costo entre el caso de que se construya una Planta de generación por energía geotérmica de 150 MW en el Campo-A y el caso en que una Planta de generación eléctrica a Gas natural de la misma capacidad se vaya a construir en el área de la Planta geotérmica. De acuerdo con esta comparación, se entiende que la sociedad puede obtener un ahorro de costos cercano a US \$ 2.281 millones a través de la construcción y operación por un período de 30 años. Este ahorro se convierte en USD 151 millones en términos de valor actual neto cuando se convierte a la tasa social de descuento del 12%. Esta cantidad se puede expresar como USD 3,53 cent/ kWh cuando se divide por la cantidad total de la electricidad producida geotérmicamente¹.

(3) Incremento de Impuestos

Los Proyectos de Energía geotérmica necesitan una gran inversión inicial y largo periodo de tiempo para su desarrollo. Esta característica influye en gran medida en la cantidad del pago del impuesto derivado de la actividad de generación geotérmica. La Tabla II-1.1.7 y la Figura II-1.1.25 muestran la composición del precio de venta de la electricidad suministrada por una Planta de generación eléctrica por geotérmica y una Planta de generación a Gas natural (NGCC). La energía geotérmica es el caso del proyecto en el campo-A y el gas natural en el caso del Gas a un precio de USD 12/ MMBTU. De acuerdo con estos cálculos, el pago de impuestos y regalías del proyecto geotérmico sería USD 1,6 cent / kWh representando el 15,2% del precio de venta de USD cent/ kWh. Por otro lado, el pago de impuestos de Proyecto de energía a Gas natural es USD 0,5 cent /kWh y representa sólo el 3,9% del precio de venta de USD 12,9 / kWh. Existe una diferencia en el pago de impuestos de USD 1,1 cent/ kWh entre los dos Proyectos, la cual es considerable.

¹ La producción de electricidad se convierte también al valor presente neto usando la tasa de descuento de 12 %.

Tabla II-1.1.7 Composición del precio de venta de electricidad generada por Proyectos geotérmicos y a Gas natural.

Cost Item	Geothermal PP		NGCC PP	
	(Cents/kWh)	(%)	(Cents/kWh)	(%)
Initial Capital Cost	4.1	(39.1%)	1.4	(10.9%)
Additional Capital Cost	0.3	(3.3%)	-	-
Fuel Cost	-	-	9.4	(73.0%)
O&M Cost	1.1	(10.5%)	0.5	(4.1%)
Interest	0.9	(8.6%)	0.3	(2.3%)
Tax	1.5	(14.2%)	0.5	(3.9%)
Royalty	0.1	(1.0%)	-	-
Return for Investment	2.5	(23.3%)	0.7	(5.7%)
TOTAL (Selling Price)	10.5	(100.0%)	12.9	(100.0%)

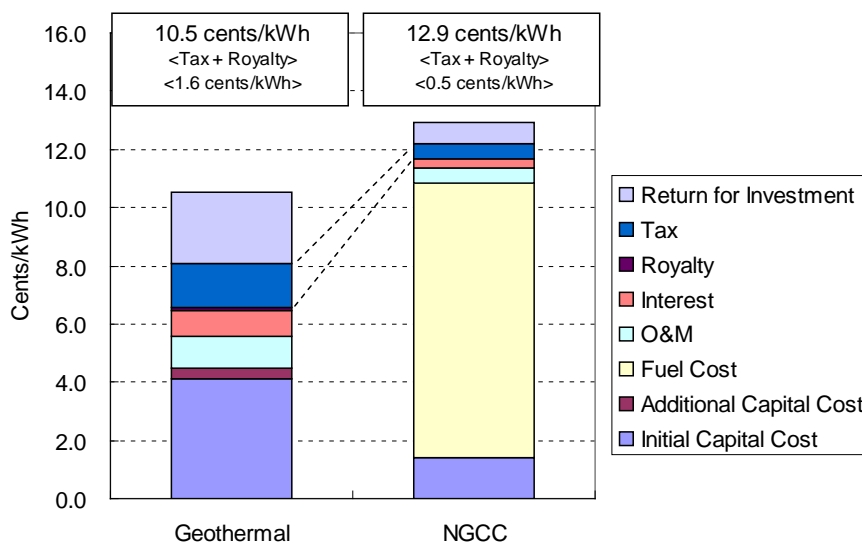


Figura II-1.1.25 Composición del precio de venta de electricidad generada por Proyectos geotérmicos y a Gas natural.

La menor carga de impuestos en Proyecto de generación eléctrica a Gas natural se debe al hecho de que el gasto en combustible, el principal factor de precio, puede ser tratado como costo y, como tal, ser sustraído de las utilidades de venta. Al contrario, los Proyectos de Energía geotérmica necesitan una gran inversión inicial, que se podría corresponder con el coste del combustible de la generación a gas natural ya que es el principal factor de coste, y cuyo retorno económico es tratado como una ganancia en la operación del negocio. Por lo tanto, esta está gravada y el monto de los impuestos se hace grande para un Proyecto geotérmico en comparación con los mismos de un Proyecto a Gas natural. En este sentido, la Comisión de Energía de California (1996) también informó que la carga tributaria de los proyectos de energía geotérmica es 2,8 veces más pesada que la de Proyectos de energía térmica alternativa.

El fenómeno de que la carga tributaria a un Proyecto geotérmico sea mayor que la de Proyecto alternativo a gas natural significa que los proyectos geotérmicos pueden redundar en beneficio del aumento de impuestos para el Gobierno. Si se construye una Planta de generación eléctrica aprovechando geotermia en lugar de una Planta a gas natural, el gobierno sería capaz de obtener más ingresos fiscales. Aunque el Gobierno puede usar este impuesto a la renta para sus gastos fiscales, sería muy deseable que el Gobierno más bien reduzca la presión fiscal a los emprendimientos

geotérmicos o use esos beneficios fiscales para incentivar el desarrollo de la energía geotérmica en el Perú.

Los incentivos para promover el desarrollo de energía geotérmica evidentemente tienen un costo. Sin embargo, si esos costos para los incentivos son menos que el aumento de impuestos, el beneficio neto para el Gobierno seguirá siendo positivo. Incluso si el beneficio neto del gobierno se volviese negativo, si los costos de incentivos se hacen grandes, los incentivos pueden ser justificadas cuando los beneficios sociales derivados de la generación de energía geotérmica, aparte de los beneficios de ahorro de combustible y mejora de la calidad del medio ambiente, se toman en consideración.

II-1.1.4 Objetivos del desarrollo geotérmico

Como se ha descrito en apartados anteriores, de acuerdo con los resultados del estudio del Plan Maestro el potencial total de recursos en el Perú puede ser estimado en aproximadamente 2.860 MW de reservada distribuida en 61 Campos geotérmicos. Además, del total, el desarrollo de 735 MW de potencia eléctrica podría ser posible en los 13 Campos geotérmicos que fueron seleccionados como los Campos prometedores en este estudio. Los resultados de la evaluación del potencial de recursos y las estrategias nacionales de desarrollo demostraron que en el Perú se cuenta con abundantes recursos geotérmicos. Además, dado que los desarrollos de energía geotérmica en Perú traerán abundantes beneficios montón nacionales, incluyendo el ahorro de Gas natural y otros como se describió anteriormente, es muy deseable en la utilización exitosa de la energía geotérmica como una fuente de energía renovable.

De acuerdo a las perspectivas de suministro eléctrico por fuentes de energía geotérmica previstas por la Agencia Internacional de Energía (AIE) en 2011, se espera que en las próximas décadas se dará un crecimiento mundial del desarrollo de la energía geotérmica (referirse a la Figura II-1.1.26).

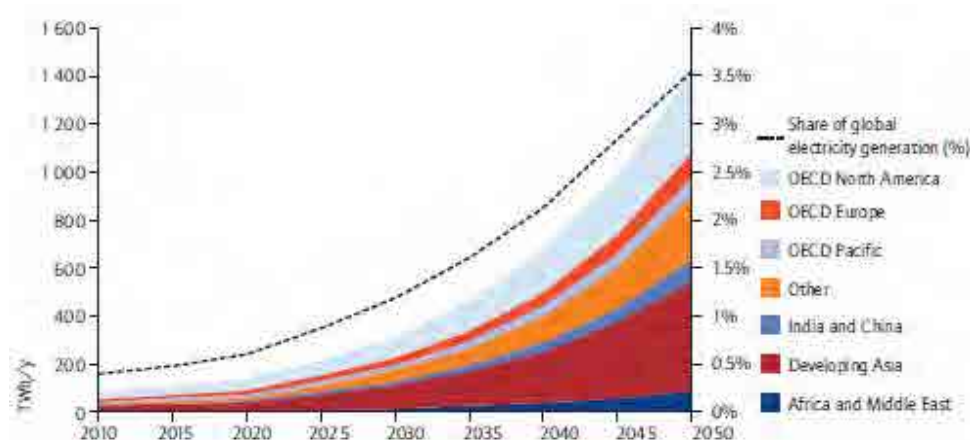


Figura II-1.1.26 Perspectiva del suministro mundial de electricidad basado en recursos geotérmicos

El objetivo numérico concreto para la evolución de la generación por energías renovables, incluidos los recursos geotérmicos, no se ha decidido todavía en razón que el "Plan Nacional de Energías Renovables" no se ha formulado y no está abierto al público. Sin embargo, la ley para promover la generación de energía mediante energías renovables menciona que la compra de energía a precio fijo está garantizada hasta un volumen del 5% de la demanda de energía total (sin contar la generación de energía hidráulica/ micro-hidro) y este hecho podría ser considerado como el objetivo práctico para la generación eléctrica con energías renovables. Si la meta de generación de energía renovable se mantiene sin cambios en un 5% de la demanda total de energía, se puede esperar de los resultados de licitación para Proyectos de energía renovable que la generación de energía por a partir de varias fuentes energéticas renovables distintas a la geotérmica, cubran la cantidad específica de la demanda de potencia. (Figura II-1.1.27). Por lo tanto, es deseable aumentar la meta numérica para la generación de electricidad mediante energías renovables en las décadas futuras.

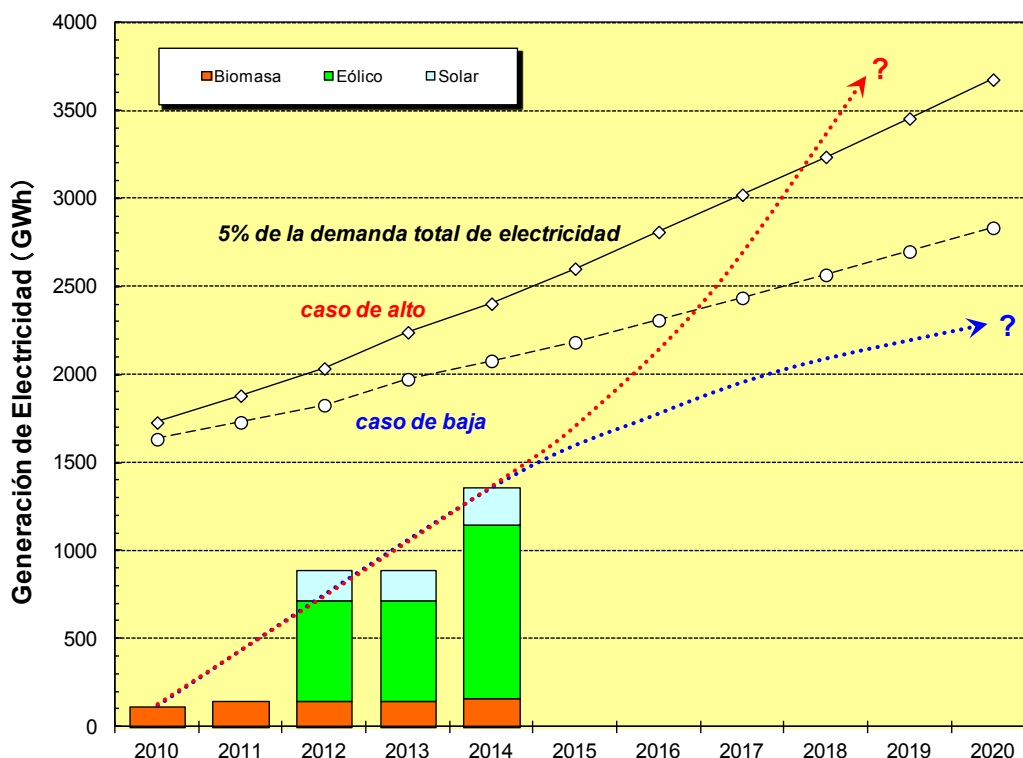


Figura II-1.1.27 Predicción del crecimiento de la generación eléctrica por medio de energías renovables distintas a la geotérmica

Es deseable aumentar el objetivo de la generación de potencia por energías renovables hasta un 10% de la demanda total de electricidad. La cantidad meta de generación de energía debe ser revisada cada cinco años, haciéndose la próxima revisión en el año 2014. Por lo tanto, se espera que, con un eventual aumento de la cantidad meta para la generación de energía eléctrica por medios renovables, esta llegue al 10% de la demanda total de electricidad en 2014. En la República de Chile, el país vecino, la meta se determinó de manera que la cantidad de generación de energía por medios no convencionales alcance el 10% de la demanda nacional de energía en el año de 2024.

Es deseable establecer la meta objetivo para la potencia de salida por medio de energía geotérmica en un 50% de la generación de electricidad mediante energías renovables, es decir, el objetivo debe ser fijado tal de cubrir el 5% de la demanda total de energía nacional. En este caso, en la previsión de crecimiento de la demanda de acuerdo a un escenario optimista, y suponiendo que el factor de carga de una planta de energía geotérmica alcance 85%, el objetivo de capacidad de generación de energía geotérmica en el año 2030 será de 1.000 MW. Este objetivo numérico de desarrollo, es decir, desarrollar nuevos 1.000 MW en los próximos 18 años, no es impráctico, teniendo en cuenta que el potencial total de recursos en 13 campos prometedores es 735 MW, como se describió anteriormente, y teniendo en cuenta que hay otros campos que se pueden explotar en el futuro cercano.

Es deseable que los recursos geotérmicos se desarrollen tanto como sea posible para la generación de energía y otros fines de utilización del calor, como recursos energéticos autóctonos de Perú. El desarrollo debe iniciarse con la exploración de recursos evidentemente tomará tiempo. Sin embargo, el desarrollo de 1.000 MW de energía geotérmica para el año 2030 es deseable desde el punto de vista de una estrategia energética que mezcle el medio y largo plazo.

II-1.2 Marco de Organización Legal para el Desarrollo Geotérmico

II-1.2.1 Recomendaciones acerca del Marco Legal

(1) Ley Orgánica de Recursos Geotérmicos

En el Perú, existe una la Ley Orgánica de Recursos Geotérmicos y su Reglamento, que establecen el marco para la promoción del desarrollo geotérmico en el sector privado. En este marco, una serie de solicitudes de derecho de exploración (autorización) han sido hechas. Sin embargo, la concesión de la autorización por parte del MEM recién acaba de empezar y la mayoría de ellas todavía están en el proceso de evaluación. Por lo tanto, todavía es muy pronto para juzgar la eficacia de este marco legal para promover el desarrollo geotérmico, principalmente por el sector privado.

Actualmente los titulares de la autorización pagan cada año una pequeña cuota obligatoria (derecho de vigencia) de acuerdo al artículo 62 del Reglamento de la Ley Orgánica de Recursos Geotérmicos. Y en caso de que los titulares de la autorización no realizan sus actividades como esta previsto, se ejecutará la garantía (5% del presupuesto) presentado por ellos para la fase II del periodo de la exploración según lo prescrito en el artículo 17 del Reglamento de la Ley Orgánica ley de Recursos Geotérmicos. Sin embargo, para la fase I del período de exploración, no existe algún tipo de penalidad a pesar de que los titulares de la autorización no procedan sus actividades como está previsto. Por lo tanto, si los titulares de autorizaciones, como empresas privadas, consideran difícil el desarrollo del proyecto desde punto de vista económica, pueden ocurrir los casos de que ellos no desarrollan los campos pero mantienen los derechos geotérmicos. Si esta situación ocurre en la práctica, el MEM debe fortalecer más su función de supervisión sobre si las actividades de exploración están avanzando o no según lo planeado.

Por otro lado, si los titulares de la autorización no pueden continuar sus actividades de exploración, debido a los altos riesgos de recursos, se recomienda que la institución gubernamental o algunas empresas estatales participen en las actividades de exploración. En tal caso, se debe considerar las opciones tales como la perforación por la entidad pública o la ejecución del proyecto a través de Asociación Pública-Privada.

(2) Ley para la Generación de Electricidad mediante Energías renovables

Este estudio de Plan Maestro recomienda la realización de subastas de recursos energéticos renovables para Proyectos de generación geotérmica, de acuerdo con la ley para la generación de electricidad con energías renovables. Sin embargo, en Perú, el desarrollo geotérmico se encuentra todavía en la fase de exploración y, por lo tanto, las subastas para la generación de energía geotérmica no se han materializado todavía. En el caso de otros proyectos de recursos energéticos renovables, no es necesario obtener los derechos de concesión para participar en las subastas, ya que el período de desarrollo es corto en comparación con los proyectos de energía geotérmica. Sin embargo, en el caso de proyectos de energía geotérmica, se necesita un largo período de desarrollo, y algunas medidas deben ser consideradas para asegurar la generación de energía en el plazo de algunos años después de la adjudicación. Por ejemplo, obtener el derecho de concesión debería ser una condición previa para participar en las subastas.

Por otro lado, en las subastas de recursos energéticos renovables, el precio de la oferta debe incluir el costo de inversión para las líneas de transmisión necesarias para la conexión con el SEIN. Sin embargo, en el caso de la generación de energía geotérmica, la capacidad instalada es generalmente mucho mayor que la de generación por otros recursos energéticos renovables y la mayoría del potencial geotérmico se concentra en la misma zona del sur del país. Por lo tanto, no es ni económica ni técnicamente realista para cada desarrollador de energía geotérmica el tener que construir una línea de transmisión para conectarse a los sistemas. Por lo tanto, en el caso de los Proyectos de generación geotérmica, la inversión en líneas de transmisión se debe considerar por separado en precio de oferta en subastas de recursos energéticos renovables, y la ley para la generación de electricidad con energías renovables debe ser modificada en consecuencia.

Finalmente, de acuerdo con el artículo 11 de la ley, el MEM se encargaría de la elaboración del Plan

Nacional de Energías Renovables. Sin embargo, no se ha anunciado hasta ahora. La elaboración de este Plan es fundamental para que el país pueda lograr la mejor combinación de fuentes de generación de electricidad. Además, la composición de las fuentes de recursos energéticos renovables en las subastas en el futuro deberá tener en cuenta este plan. En este sentido, es muy importante incorporar el resultado de este Plan Maestro en el Plan Nacional de Energías renovables.

⇒ No han sido identificados problemas de fondo en el actual marco jurídico y normativo para el desarrollo geotérmico. Sin embargo, si se revela que el desarrollo de recursos geotérmicos por el sector privado sólo es difícil, se recomienda revisar y modificar en consecuencia las leyes relacionadas. La posibilidad de la participación del gobierno o de la empresa pública para la etapa de exploración y la fase de construcción deben ser evaluados con el fin de reducir el riesgo de los recursos de inversión y la carga de las inversión para el sector privado.

II-1.2.2 Organización y desarrollo de sistema

Se espera que la empresa de servicios públicos de energía en el Perú se desarrolle principalmente bajo la iniciativa privada. En principio, por lo mismo sucederá con el desarrollo geotérmico, una vez que este adquiera cierto impulso. A pesar de que puede seguir ese camino de desarrollo, los órganos de gobierno bajo la DGE, que son responsables de la política del sector de energía y la supervisión de la IPP, deben conservar y desarrollar gran variedad de expertos técnicos relacionados con la tecnología geotérmica, incluyendo las cuestiones jurídicas y económicas, de modo de ser capaces de poner en marcha políticas adecuadas en las concesiones geotérmicas; por ejemplo, para determinar el nivel de precios adecuado en el sistema de ajuste o para proporcionar supervisión adecuada y orientación sobre los promotores privados en cada etapa de sus actividades, como ser en el estudio de exploración, construcción de la Planta y su funcionamiento. La creación de la capacidad adecuada no se hará realidad simplemente el envío de brillantes ingenieros jóvenes a campos de entrenamiento en el extranjero, tiene que realizarse a través de Proyectos reales con el fin de acumular experiencias. Ellos, como expertos de la organización de supervisión, adquirirán más experiencia y conocimiento en la tecnología geotérmica, traerán más beneficios para el país ya que son capaces de aplicar con mejor juicio la política y el control sobre el desarrollo y uso del recurso geotérmico, que es uno de los activos valiosos de este País.

En el pasado, ha habido algunos intentos iniciados por varias agencias gubernamentales mientras trataban de intercambio de información con otras, incluso intentos de formar alianzas entre ellas mediante la creación de comités de energía geotérmica o de alguna otra manera. Sin embargo, con el fin de abordar los problemas reales que se enfrentan durante el desarrollo geotérmico, será necesario reforzar la coordinación mutua y la de la red entre las organizaciones. Además, la aplicación de las políticas propuestas en este Plan Maestro geotérmica requieren un amplio uso de la base de datos desarrollada en este estudio, que por lo tanto se pide el establecimiento de una estructura adecuada en términos de operación de las bases de datos, para su utilización efectiva, así como para la rigurosa implementación de la actualización de datos con el fin de mantener su utilidad.

Como que cuestiones más fundamentales deben abordarse antes de hablar de las perspectivas a futuro, se hace notar que los promotores privados deben hacer frente a decisiones empresariales difíciles cuando se emprende un Proyecto geotérmico, ya que este requiere altos costos de inversión inicial, como para la perforación de pozos geotérmicos y la construcción de sistemas de fluidos, superiores a los de la construcción de la Planta de en sí, sin eliminar el riesgo de recursos. En consecuencia, el desarrollo tiende a ser más largo ya que se tiene que acumular conocimientos de detalle del campo con el fin de mitigar el riesgo del proyecto. No será fácil atraer a inversionistas privados para Proyecto geotérmico, aunque se ofrezcan rendimientos lucrativos a sus inversiones con el propósito de promover su apetito.

Dado que el desarrollo depende de la exploración geotérmica de los recursos subterráneos, el desarrollo

implica diversos riesgos. Por ejemplo, dificultades de desarrollo debido a las características geográficas del terreno explorado y que fácilmente pueden dar lugar a excesivos costos de desarrollo. Otros excesos de costos puede ocurrir, dependiendo de la tasa de éxito de pozos de exploración, la profundidad del embalse, la productividad de vapor del depósito, las características químicas de los fluidos geotérmicos, la cantidad de gas no condensable en el vapor, y así sucesivamente . Además, incluso en la etapa de operación, el rendimiento puede reducirse debido a una disminución en la producción de vapor y el aumento de la cantidad de necesaria de maquillaje pozos y así sucesivamente. Los factores determinantes de estos sobrecostos no se pueden predecir durante la fase de planificación de escritorio, y sólo se puede encontrar como resultado de un desarrollo real.

Por ejemplo, en la Figura II-1.2.1 se muestra la distribución de profundidades de los pozos de producción para las Plantas de energía geotérmica en Japón. La Figura II-1.2.2 muestra la distribución de la productividad promedio por un solo pozo de producción. La profundidad de los pozos de producción y la capacidad de producción promedio son valores fundamentales en el diseño de una Planta de energía geotérmica, y la rentabilidad del negocio depende en gran medida de estos valores. Tanto la Figuras II-1.2.1 como la Figura II-1.2.2 muestran que estos números no son los mismos para los diferentes sitios de Plantas geotérmicas. El diseño de una planta de energía geotérmica consiste en muchos factores desconocidos, que pueden conocerse únicamente después de completar las actividades exploratorias del campo, además de que la rentabilidad de un proyecto geotérmico inevitablemente depende en gran medida de estos valores desconocidos.

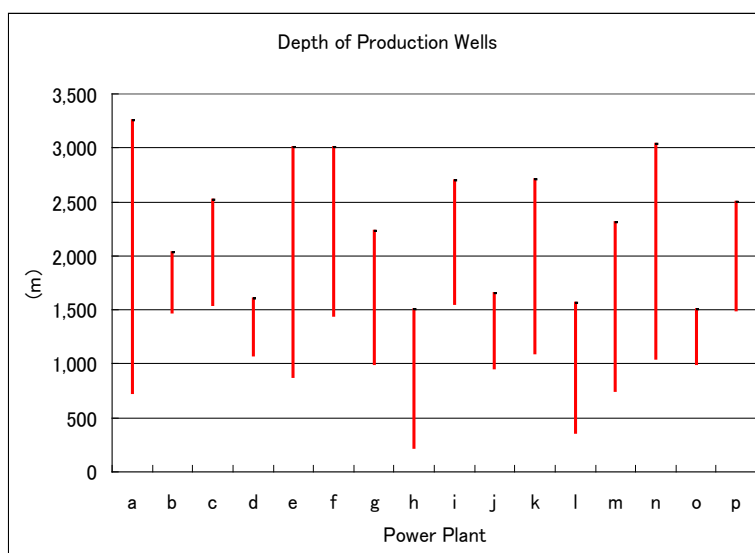


Figura II-1.2.1 Distribución de la producción y las profundidades de los pozos en las Plantas geotérmicas en Japón

Fuente: "Estudio de Plan Maestro de Desarrollo Geotérmico en Indonesia", JICA, 2009

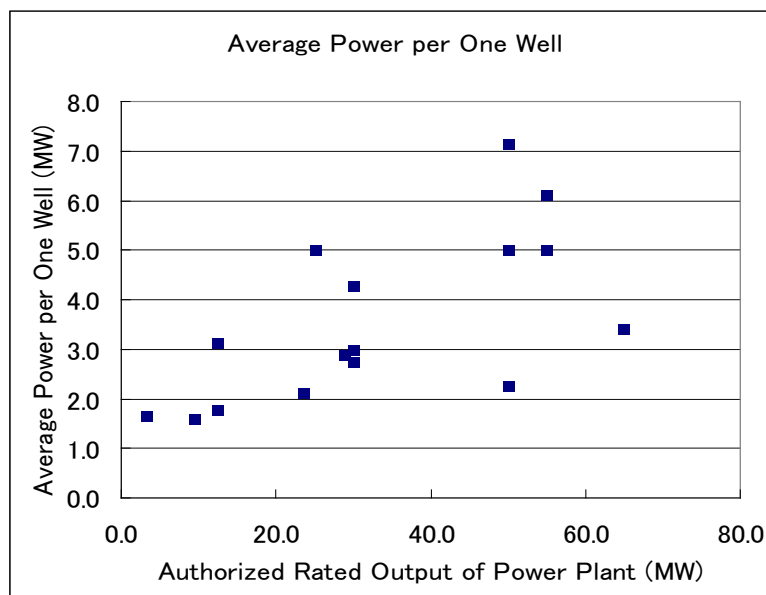


Figura II-1.2.2 Distribución de la productividad de los pozos de producción en las Plantas de energía geotérmica en Japón

Fuente: "Estudio de Plan Maestro de Desarrollo Geotérmico en Indonesia", JICA, 2009

Bajo tales circunstancias, en los países en desarrollo que han introducido exitosamente la generación por energía geotérmica y por lo menos durante las etapas iniciales, se optó el desarrollo de los recursos geotérmicos por la iniciativa pública, ya que de esta manera se pueden absorber mayores riesgos de recursos y se podría utilizar la ayuda financiera de fuentes bilaterales y multilaterales. Por lo tanto se puede reducir el costo de desarrollo (Ver Tabla II-1.2.1). Durante la etapa inicial del desarrollo de la energía geotérmica, aunque haya sido un desarrollo dirigido por el sector público, aún estos países se enfrentaron problemas para evaluar los recursos geotérmicos y para crear personal capacitado. Incluso después de la construcción de la primera Planta piloto, se enfrentaron problemas de operación y mantenimiento. Estas experiencias mostraron la dificultad de desarrollo geotérmico aún con la iniciativa pública. Por lo tanto, podría ser aún más difícil un desarrollo geotérmico desde la etapa inicial solo con la iniciativa privada. En cambio, demuestra la necesidad de la participación de los instrumentos públicos. En el caso del Perú, dado el hecho que las entidades públicas que podrían emprender el desarrollo de energía geotérmica son las empresas de propiedad estatal, tales como, 1) INGMMET, que se ha acumulado una larga experiencia en el estudio geotérmico, 2) Petroperú SA, que tiene conocimientos sobre el sector de la perforación jugando también un papel importante en el desarrollo geotérmico y, 3) Electroperú SA, que participaba en los estudios geotérmicos en el pasado y que puede asumir un rol para las actividades de generación. Ellos podrían ser reforzados con la ayuda de la Universidad Nacional de Ingeniería en lo que respecta a la tecnología perteneciente a las Plantas de energía geotérmica.

Tabla II-1.2.1 Ejemplos de desarrollo geotérmico promovido por las entidades públicas

País	Exploración de recursos / Suministro de vapor	Generación	Ejemplos de proyectos/ Referencia
Indonesia	PGE (PERTAMINA Geothermal Energy)	PLN	Kamojang: 200MW, Lahendong: 60MW En cuanto a la Unidad 4 de Kamojang, PGE se compromete tanto al desarrollo de recursos y como a la operación de la Planta de energía.
Philippines	PNOC-EDC (Philippines National Oil Company-Energy Development Company)	NAPCOR	Bac-Man : 150MW, Mindanao : 106MW Northern Negros : 49MW Southern Negros : 192,5MW Leyte : 700,9MW PNOC-EDC fue privatizada y vendida en 2007. NPC ha estado vendiendo sus activos después de la promulgación de la Ley de Reforma de la Industria Energía Eléctrica en 2001.
Turkey	MTA (General Directorate of Mineral Research & Exploration)	TEAS (Turkey's Electricity Generating & Transmission Corporation)	Kizildere : 20MW Kizildere GPP fue vendida más tarde a una empresa privada. Las actividades de generación están ahora en el mercado IPP. Los desarrolladores de energía geotérmica privada han sido muy activos en los últimos años. Sin embargo, MTA conserva una fuerte influencia a medida que se le concedió un estatus especial en el derecho de concesión, así como emprender la exploración geotérmica para promotores privados.
Mexico	CFE (La Comisión Federal de Electricidad)	CFE	Cerro Prieto: 720MW Los Azufres: 188MW Los Humeros: 35MW Las Tres Virgenes: 10MW
Costa Rica	ICE (Instituto Costarricense de Electricidad)	ICE	Miravalles : 133MW Las Pailas : 35MW ICE-la empresa de propiedad estatal cubre el 80% de la generación y el monopolio en transmisión / distribución del país.
El Salvador	LaGeo	LaGeo	Berlín : 100MW, Ahuachapan : 95MW Cuando se desarrolló Berlín III, la empresa italiana ENEL adquirió el 20% de los activos de La Geo.
Kenia	KENGEN	KENGEN	Olkaria I, II y IV, 127MW totales En Kenia, se considera que la geotermia tiene menor costo de desarrollo, la prioridad dada al desarrollo de energía geotérmica está alimentando su rápido crecimiento. Fue creada GDC, de propiedad del Estado, que es responsable del desarrollo de los recursos y el suministro de vapor con la intención de que el Estado se haga cargo de la exploración de recursos y del suministro de vapor, mientras que los promotores privados se responsabiliza en la parte de la generación. Mientras tanto, la privatización de KenGen está en curso, ya que tenía OPI (Oferta Pública Inicial) en 2006.

En el Perú se espera que el desarrollo geotérmico alcance el éxito a través de la inicia pública, acumulando los conocimientos y las experiencias relacionadas a las condiciones naturales particulares del país (baja presión atmosférica y baja temperatura por la altitud de los campos geotérmicos). De esta manera, se espera que se fortalezca la capacidad de las organizaciones gubernamentales con un grupo de expertos en esta tecnología, que se encargue de supervisar, controlar y asesorar a los promotores privados, así como de establecer las políticas de desarrollo.

⇒ Es deseable que, mientras organizaciones no gubernamentales como la DGE y el INGEMMET agilizan su organización promoviendo la creación de capacidades con el fin de promover la energía geotérmica, otras organizaciones envueltas y de participación directa, como Electroperú SA, establezcan Equipos de trabajo en relación a la energía geotérmica dentro su organización.

II-1.3 Recomendaciones para la asistencia e incentivos en la promoción de recursos geotérmicos

II-1.3.1 Esquema de Primas en la Tarifa

Como se mencionó en la Sección I-3.2, la legislación vigente en el Perú ofrece el incentivo llamado Primas en la Tarifa (Feed-In-Tariff, o FIT por sus siglas en ingles) a las empresas privadas adjudicadas a través de las subastas para generación con energías renovables, incluyendo la energía geotérmica. Bajo este sistema, es importante para el Gobierno determinar el Precio Base en nivel lo suficientemente alto para motivar a las empresas privadas a invertir en los proyectos de generación con energías renovables.

La Figura II-1.3.1 muestra el nivel de precios del FIT para la generación de energía geotérmica en otros países. En muchos casos es alrededor de USD 10 cent/kWh. Sin embargo, hay algunos países en donde se establece el precio de la generación de energía geotérmica por encima de USD 15 cent/kWh.

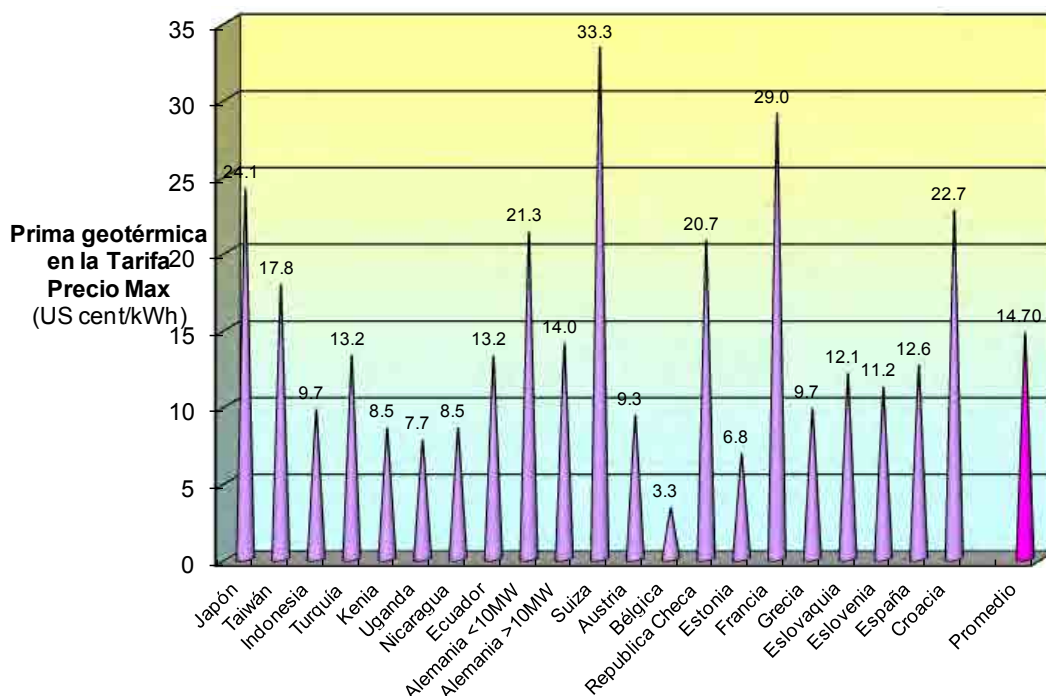


Figura II-1.3.1 Nivel del FIT para la generación de energía geotérmica en el mundo (precio máximo)

Sin embargo, el costo para sostener el sistema FIT (prima para cubrir la diferencia entre el precio fijo y el precio de mercado) es soportado por los usuarios como las tarifas de consumo de electricidad. Por lo tanto, cuanto mayor sea el nivel de precios de la FIT se convierte más grande la carga a los consumidores.

Por lo tanto, es deseable que el gobierno proporcione un apoyo adicional para la promoción del desarrollo geotérmico que no sea el sistema actual, de modo que el impacto directo en la tarifa eléctrica para los consumidores puede ser relativamente pequeño.

⇒ Para promover el desarrollo geotérmico a través del sistema FIT actual inducida por la inversión privada, es conveniente establecer el precio base suficientemente alto. Sin embargo, esto significa que el impacto en la tarifa eléctrica para los consumidores puede ser significativo. Para evitar esto, es conveniente aplicar otros medios de ayuda e incentivos.

II-1.3.2 Apoyo Financiero, Incentivo Tributario y asistencia Fiscal

(1) Apoyo financiero (Préstamos concesionales para construcción)

Las principales características de la generación de energía eléctrica por geotermia son su costo de inversión inicial relativamente grande en comparación con el costo de generación de energía térmica y su largo tiempo de desarrollo. Por lo tanto, los intereses del préstamo para la inversión inicial tienen un impacto significativo en el precio de venta de electricidad. La Figura II-1.3.2 muestra el impacto de los intereses del préstamo en el precio de venta de electricidad generada por a gas natural y los de la generación por energía geotérmica, con el supuesto de que el 70% del costo de inversión sería financiada por el préstamo. Se supone que el proyecto para la generación de energía por geotermia es un proyecto en el campo-A y en cuanto a la generación de energía a gas natural, se supone que el precio del gas natural es de USD 10 / MMBTU. Como muestra la figura, en el caso de la generación de energía a gas natural, el impacto de la tasa de interés de préstamo para el costo de construcción en el precio de la electricidad no es significativo. Esto se debe a que el monto de inversión inicial es relativamente pequeño para el proyecto de generación de energía con gas natural y la mayor parte de su costo de generación proviene de los costos de combustible. Al contrario, el proyecto de generación geotérmica requiere una gran inversión inicial, en el que el impacto de los intereses de un préstamo para la construcción en la tarifa eléctrica es significativo. Esto significa que el financiamiento a bajo interés para el proyecto de generación de energía geotérmica puede reducir de manera significativa el precio de la electricidad, en comparación con el caso del financiamiento con la tasa de interés normal. En este sentido, el apoyo financiero para el desarrollo geotérmico puede traer un efecto significativo.

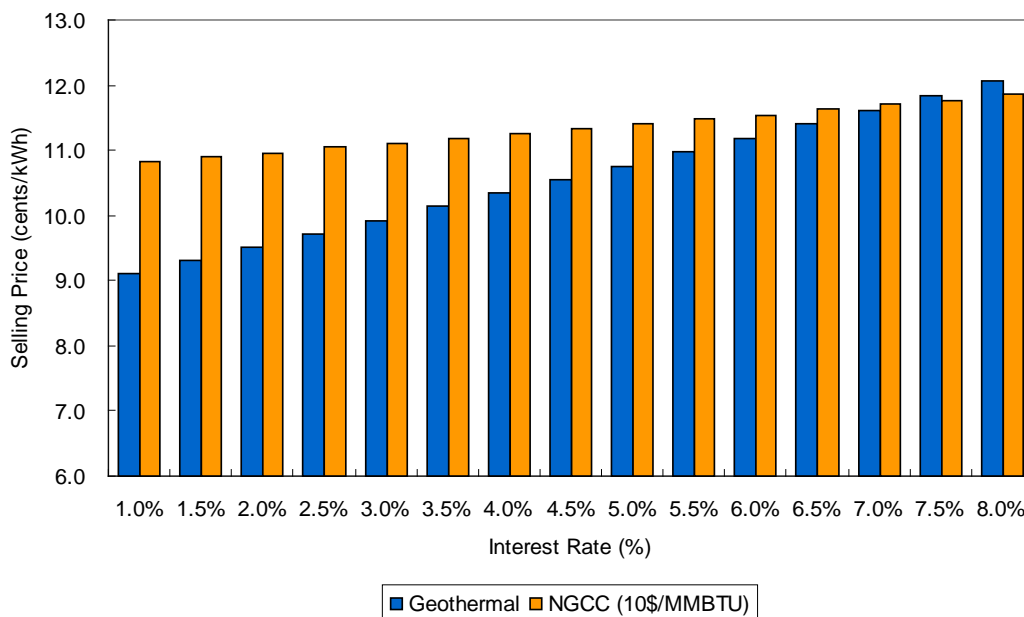


Figura II-1.3.2 Impacto de préstamo a bajo interés para la construcción en el precio de electricidad (Comparación entre el proyecto de generación térmico con gas natural y el proyecto de generación geotérmica)

En la evaluación económica realizada por los proyectos geotérmicos promisorios, las condiciones estimadas son las siguientes: el 70% del costo de construcción es financiado con un préstamo en condiciones de 4,5% de tasa de interés, con 3 años de período de gracia, y 12 años de plazo de amortización (un total de 15 años de período para el préstamo). Se calculó en estas condiciones el precio de la electricidad de USD 10,5 cent/kWh. Se realizó los cálculos del precio de la electricidad en las diferentes condiciones financieras para el mismo campo y la tasa de interés se reduce hasta el 1,0% con 3 años de gracia y 17 años de amortización (un total de 20 años de duración del préstamo). La Tabla II-1.3.1 y la Figura II-1.3.3 muestran los resultados de estos cálculos.

Tabla II-1.3.1 Efecto de financiamiento a bajo interés para costos de construcción en la reducción del precio de electricidad

Case	Steam Dev. Section		Power Plant Section		Const. Cost (\$/kW)	Selling Price (cents/kWh)	Effect (cents/kWh)	Incentive Cost (cents/kWh)
	Interest Rate (%)	Loan Period (yrs)	Interest Rate (%)	Loan Period (yrs)				
Base Case	4.5%	12	4.5%	12	3,940	10.5	-	-
IPP-1	4.0%	12	4.0%	12	3,920	10.3	▲ 0.2	0.14
IPP-2	3.5%	12	3.5%	12	3,900	10.1	▲ 0.4	0.28
IPP-3	3.0%	12	3.0%	12	3,880	9.9	▲ 0.6	0.41
IPP-4	2.5%	12	2.5%	12	3,860	9.7	▲ 0.8	0.54
IPP-5	2.0%	12	2.0%	12	3,840	9.5	▲ 1.0	0.68
IPP-6	1.5%	12	1.5%	12	3,820	9.3	▲ 1.2	0.80
IPP-7	1.0%	12	1.0%	12	3,800	9.1	▲ 1.4	0.93
IPP-8	4.5%	17	4.5%	17	3,940	10.5	▲ 0.0	▲ 0.17
IPP-9	4.0%	17	4.0%	17	3,920	10.3	▲ 0.3	▲ 0.01
IPP-10	3.5%	17	3.5%	17	3,900	10.1	▲ 0.5	0.15
IPP-11	3.0%	17	3.0%	17	3,880	9.9	▲ 0.7	0.30
IPP-12	2.5%	17	2.5%	17	3,860	9.7	▲ 0.9	0.45
IPP-13	2.0%	17	2.0%	17	3,840	9.5	▲ 1.1	0.60
IPP-14	1.5%	17	1.5%	17	3,820	9.3	▲ 1.2	0.75
IPP-15	1.0%	17	1.0%	17	3,800	9.1	▲ 1.4	0.90

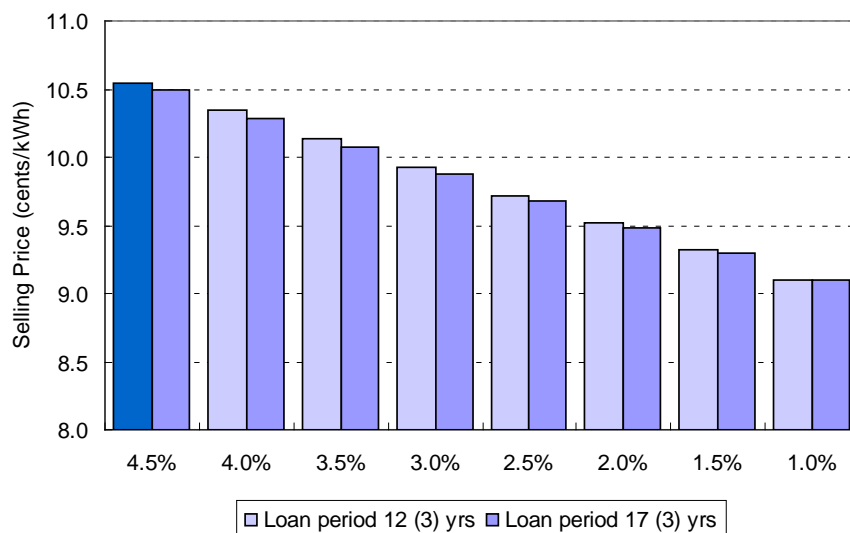


Figura II-1.3.3 Efecto de financiamiento a bajo interés para la construcción en la reducción del precio de electricidad

De acuerdo a los resultados de estos cálculos, el efecto de financiamiento a bajo interés para la construcción en el precio de la electricidad es muy grande. Por ejemplo, cuando se proporciona un préstamo con la tasa de interés del 2,0%, el precio de la electricidad se reduce en 1,0 US cent/kWh (9,7% de reducción). Además, la extensión del período de préstamo puede, aunque sea ligeramente, contribuir más aún a la reducción del precio de la electricidad.

Cuando el préstamo con interés preferencial se proporciona a las empresas privadas, su costo será sufragado por las instituciones financieras (el Gobierno). Aquí asumimos dos² valores, (A) el valor actual de los intereses a ser pagado por la entidad financiada con un préstamo sin tasa de interés preferencial, y (B) el valor actual de intereses a ser pagado por la entidad financiada por un préstamo con una tasa de interés preferencial. Cuando la diferencia (A menos B) se divide por la cantidad de energía generada durante 30 años, este valor se puede considerar como el costo por kWh de este apoyo financiero³. La Tabla II-1.3.1 muestra el costo del apoyo en cada caso. En el caso de la tasa de interés del 2,0% con el plazo de amortización de 17 años (caso del IPP-13), el precio de la electricidad puede reducir en USD 1,1 cent/ kWh (10,1% de reducción), mientras que el costo financiero para este permanecerá en USD 0,6 cent/kWh

En consecuencia, cuando se implementa un apoyo financiero para la generación de energía geotérmica en el Perú, se recomienda establecer un esquema en el que la institución financiera Gubernamental, como COFIDE (Corporación Financiera de Desarrollo, SA) ofrece el Préstamo de Segundo Piso (TSL: Two Step Loan en inglés), etc. al sector privado, utilizando el financiamiento de bajo interés, tales como son los préstamos AOD.

(2) Incentivos Tributarios

Debido al hecho de que la generación de energía geotérmica no requiere gastos de combustible, pero requiere una inversión inicial grande, la carga tributaria aplicada a la generación de energía geotérmica es mayor en comparación con aquella para la generación de energía térmica. Por lo tanto, la reducción de esta carga para la generación eléctrica geotérmica a través de incentivos tributarios podría traer un efecto grande en promoción de desarrollo geotérmico.

Por ejemplo, el impacto sobre el precio venta de la electricidad requerida para un Proyecto en el

² Convertido al valor presente neto, usando la tasa de descuento de 12%

³ La generación de electricidad también se convierte al valor presente neto, usando la tasa de descuento de 12%.

campo A se calcula mediante la aplicación de diversos incentivos fiscales en lugar de la tasa vigente de impuestos del 30%. Los resultados se muestran en la Tabla II-1.3.2 y la Fig. II-1.3.4. En el caso de la exención de impuestos, un periodo de exoneración de impuestos durante 5 años hace poco efecto en la reducción del precio venta. Esto se debe a que en la mayor parte de este período (5 años), el proyecto se encuentra en déficit, por lo que el monto del impuesto es pequeño. En el caso que la exoneración alcance 10 años, el precio de venta se reduce a USD al 9,9 cent/ kWh (reducción de USD 0,7 cent/kWh o 6,3%).

Tabla II-1.3.2 Impacto de los incentivos tributarios en la reducción del precio de electricidad

Case	Tax Rate (%)	Tax Holidays (yrs)	Const. Cost (\$/kW)	Selling Price (cents/kWh)	Effect (cents/kWh)	Tax (cents/kWh)	Incentive Cost (cents/kWh)
Base Case	30%	0	3,940	10.5	-	1.9	-
T-1	30%	5	3,940	10.5	0.0	1.6	0.00
T-2	30%	7	3,940	10.2	▲ 0.3	1.3	0.23
T-3	30%	10	3,940	9.9	▲ 0.7	1.0	0.51
T-4	30%	12	3,940	9.7	▲ 0.8	0.8	0.65
T-5	30%	15	3,940	9.5	▲ 1.0	0.6	0.80
T-6	25%	0	3,940	10.3	▲ 0.3	1.3	0.21
T-7	20%	0	3,940	10.0	▲ 0.5	1.1	0.41
T-8	15%	0	3,940	9.8	▲ 0.7	0.9	0.60
T-9	10%	0	3,940	9.6	▲ 1.0	0.6	0.77
T-10	5%	0	3,940	9.4	▲ 1.2	0.4	0.94
T-11	0%	0	3,940	9.2	▲ 1.4	0.2	1.10

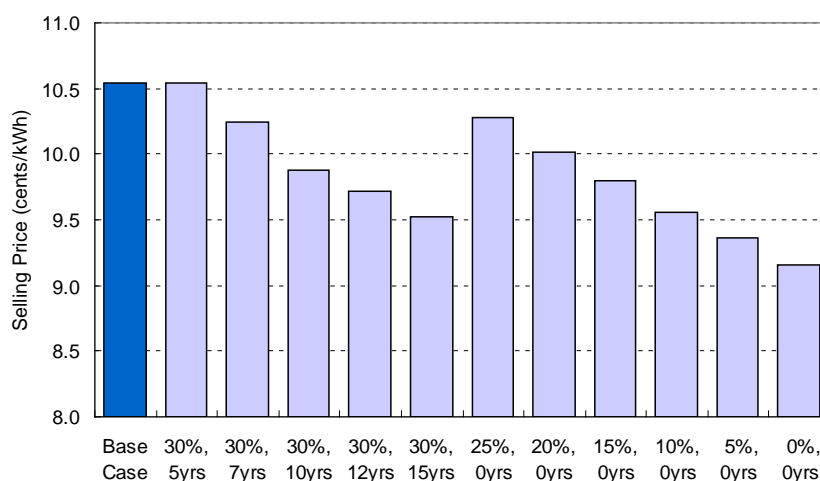


Figura II-1.3.4 Impacto de los incentivos tributarios en la reducción del precio de electricidad

Para la generación de energía con gas natural, la cantidad de impuestos es de aproximadamente USD 0,6 cent/kWh. Con el fin de que la carga fiscal de la generación de energía geotérmica pueda ser igual a la de la generación de energía con Gas natural, es necesario aplicar exoneración de impuestos durante 15 años, manteniendo la tasa actual de impuestos (caso T-5) o reducir la tasa impositiva al 10% sin exoneración de impuestos (caso T-9). En este caso, los precios de venta de electricidad resultan USD 9,5 cent/kWh (el caso T-5) o USD 9,6 cent/kWh (el caso T-9) respectivamente, lo que significa la reducción del precio alrededor de USD 1,0 cent/kWh. .

Además, es posible combinar el apoyo financiero descrito anteriormente con incentivos tributarios. La Tabla II-1.3.3 y la Figura II-1.3.5 muestran el resultado del cálculo del impacto en el precio de la electricidad de un proyecto geotérmico en el campo-A por la aplicación simultánea de la asistencia financiera a través del préstamo a 2,0% de interés para la construcción, 3 años de período de gracia y 17 años del período de amortización (préstamo de 20 años de duración) y exoneración temporal de impuestos durante 10 años. Según este cálculo, el precio de electricidad se reduce a USD 8,9 cent/kWh (reducción de USD 1,7 cent/kWh o 15,7%).

Tabla II-1.3.3 Impacto de la aplicación simultánea de la asistencia financiera e el incentivo tributario en el precio de electricidad

Case	Financial Incentive		Tax Holiday (years)	Const. Cost (\$/kW)	Selling Price (cents/kWh)	Effect (cents/kWh)	Incentive Cost (cents/kWh)
	Interest Rate (%)	Loan Period (yrs)					
Base Case	4.5%	12	0	3,940	10.5	-	-
Financial Incentive (r=2%)	2.0%	17	0	3,840	9.5	▲ 1.1	0.60
Tax Incentive (T.H=10yrs)	2.0%	17	10	3,840	8.9	▲ 1.7	1.08

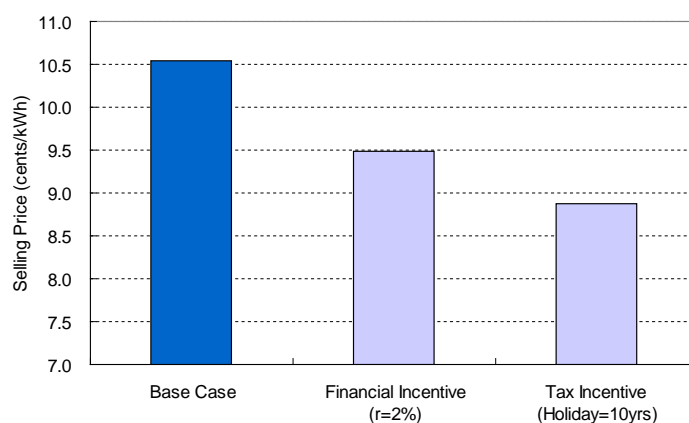


Figura II-1.3.5 Impacto de la aplicación simultánea de la asistencia financiera y el incentivo tributario en el precio de electricidad

De lo de arriba, para promover el desarrollo geotérmico, se recomienda la aplicación de medidas combinadas de apoyo financiero, tal como un préstamo concesional al mismo tiempo que un incentivo tributario, tal como exoneración de impuestos durante 10 años.

Muchos países han adoptado incentivos tributarios para el desarrollo de energías renovables. Por ejemplo, el Gobierno de EE.UU. ha impuesto los Créditos de Impuestos de Producción (PTC: Production Tax Credit). En 1992, el Gobierno de los EE.UU. promulgó la "Ley de Política Energética". Con este acto, a los generadores eólicos o de la biomasa, se les da créditos de USD 1,5 cent/ kWh a los impuestos durante 10 años. Este crédito se ajusta por inflación. Este tratamiento expiró en 1999 por primera vez, sin embargo, se ha reavivado en varias ocasiones desde entonces⁴, siendo este crédito en la actualidad USD 2,2 cent / kWh durante 10 años.

Algunos otros países también tienen los incentivos tributarios para las energías renovables. Por ejemplo, en Guatemala la tasa de impuesto corporativo es del 31%. Sin embargo, ha sido que desde 2003 que el desarrollo de energía renovable puede disfrutar de una exoneración de impuestos durante 10 años. En Nicaragua, una exoneración del impuesto corporativo de 30% ha sido otorgada por 7 años para el desarrollo de energías renovables. Así mismo en Panamá, a partir de 2004, el impuesto de sociedades pueda ser exonerado hasta en el 25% de la inversión total para las Plantas de energía renovable con capacidad menos de 20 MW. En Asia, Filipinas aprobó su Ley de Energías Renovables en diciembre de 2008 e introdujo este tipo de sistema de crédito fiscal para promover las energías renovables.

⁴ EIA Reporte *Non-hydraulic renewable energies promotion policy in USA and major countries* (Feb., 2005)

(3) Asistencia Fiscal

El término "asistencia fiscal" se utiliza en un sentido estricto y se refiere a los gastos directos del gobierno. En otras palabras, el gobierno, con el fin de promover el desarrollo de energías renovables, puede proveer subsidios para las entidades que desarrollan recursos renovables puedan reducir su carga en las inversiones. También el propio gobierno puede llevar a cabo algunas actividades de desarrollo de las energías renovables, tales como un estudio a nivel nacional de recursos geotérmicos. Muchos países ofrecen este tipo de ayuda fiscal.

En el caso de Perú, una manera de ofrecer ayuda fiscal puede ser la construcción de la línea de transmisión por parte del Gobierno. Si cada desarrollador geotérmico privado tiene que construir la línea de transmisión de forma independiente para conectar su Planta de energía geotérmica a la red nacional, puede incurrir en duplicar su inversión o causar congestión en la transmisión, lo cual, desde el punto de vista de la economía nacional en su conjunto, no es eficiente. Para evitar este tipo de ineficiencia económica, se recomienda que el gobierno se encargara de la construcción de la línea de transmisión en el área de potencial geotérmico, que en caso de Perú, están concentradas en la parte sur del país, en base a los planes de desarrollo geotérmico de iniciativa privada. De esta manera, el gobierno puede facilitar y promover la generación de energía geotérmica en el sector privado.

La Tabla II-1.3.4 muestra el efecto de la ayuda fiscal para el proyecto en el campo-A, por el cual la línea de transmisión es construida por el gobierno. Ya que la inversión en líneas de transmisión no es grande en comparación con la inversión en el desarrollo de los recursos, el efecto de incentivo, es limitado. Sin embargo, la construcción de líneas de transmisión por parte del gobierno es importante en términos de poder evitar la superposición de la inversión. Sin embargo, en la ley actual de la generación de electricidad con energías renovables se establece que la construcción de la línea de transmisión para la conexión con la red existente es una responsabilidad de cada generador. Por lo tanto, la ley debe ser modificada en consecuencia para que la construcción de la línea de transmisión para los proyectos de generación geotérmica sea realizada por el Gobierno.

Tabla II-1.3.4 Impacto de la construcción de líneas de transmisión por el gobierno en el precio de electricidad

Case	Land costs (M\$)	T/L costs (M\$)	Const. Cost (\$/kW)	Selling Price (cents/kWh)	Effect (cents/kWh)	Incentive Cost (cents/kWh)
Base Case	0.28	9.31	3,940	10.5	-	-
Without T/L	0.0	0.0	3,870	10.4	▲ 0.2	0.10

La otra forma de incentivo fiscal, que requiere el mayor compromiso del gobierno, es la participación directa de las empresas públicas (empresas estatales) en los proyectos de desarrollo geotérmico. Existen principalmente dos ventajas derivadas de la participación de la empresa pública: una es el acceso a los préstamos en condiciones blandas proporcionados por el Banco Mundial, el Banco Interamericano de Desarrollo, JICA, etc.; como se ha mencionado anteriormente, la ayuda financiera a bajo interés trae un efecto relativamente grande. La otra ventaja es la acumulación y la integración de los conocimientos y experiencias en el desarrollo de energía geotérmica en el sector público. En lugar de depender de empresas extranjeras para el desarrollo geotérmico, la creación de una entidad pública, que tengan acumulados los conocimientos y las experiencias del desarrollo geotérmico, puede ayudar a desarrollar los recursos geotérmicos cada vez de manera más económica y eficiente.

En la actualidad, en el Perú no existe una entidad pública que es capaz de poner en práctica el desarrollo de recursos geotérmicos en sí. Sin embargo, asumimos que la empresa de generación de propiedad estatal Electroperú puede convertirse en la entidad encargada del desarrollo geotérmico a través de dos posibles formas de participación;

(a) Desarrollo conjunto entre el sector privado y Electroperú en (Asociación Pública Privada)

Desarrollo a través de asociaciones público-privada (APP), Electroperú sería responsable para el desarrollo subterráneo (desarrollo de recursos) y el sector privado sería responsable de las instalaciones de superficie (construcción de Planta).

(b) Desarrollo consistente por Electroperú

Electroperú se encargará de todas las etapas del Proyecto, desde exploración de recursos hasta la generación eléctrica.

La participación de la entidad pública en el desarrollo de la energía geotérmica puede reducir el riesgo de los recursos geotérmicos. Sin embargo, es difícil cuantificar dicha reducción. En cambio, el efecto de la participación de la entidad pública en el desarrollo de energía geotérmica se puede evaluar, en el supuesto de que dicha entidad pueda acceder a los préstamos de condiciones blandas. La Tabla II-1.3.5 se muestra el impacto en el precio de electricidad de dos casos, (a) Electroperú desarrolla los recursos geotérmicos, con el préstamo en condiciones blandas, esto es, 0,6% de interés, 10 años de período de gracia, 30 años de plazo de amortización (40 años de período total de préstamo) y la empresa privada genera la electricidad (Caso APP), y (b) Electroperú está a cargo de todas las etapas del proyecto, desde el desarrollo de los recursos hasta la generación, utilizando el préstamo en condiciones blandas (Caso Todo público) . El proyecto que se supone es el proyecto en el campo-A. Figura II-1.3.6 muestra el efecto de la participación directa del sector público en el desarrollo geotérmico.

De acuerdo con los resultados, en el caso de “APP” (a), el precio de electricidad sería de USD 9,9 cent / kWh, lo que significa reducción de USD 0,7 cent. / kWh (6,5% de reducción), en comparación al caso de que una empresa privada está a cargo de todas las etapas. En el caso de “Todo público” (b), el precio de la electricidad es de USD 8,9 cent. / kWh, lo que significa una reducción de USD 1,6 US cent/ kWh (el 15,5% de reducción), en comparación con el caso que una empresa privada se encargue de todas las etapas. Este es el efecto del uso de financiamiento a bajo interés.

Tabla II-1.3.5 Efecto de la participación de la empresa pública en el desarrollo de energía geotérmica

Case	Steam Dev. Section		Power Plant Section		Const. Cost (\$/kW)	Selling Price (cents/kWh)	Effect (cents/kWh)	Incentive Cost (cents/kWh)
	Interest Rate (%)	Loan Period (yrs)	Interest Rate (%)	Loan Period (yrs)				
Base Case	4.5%	12	4.5%	12	3,940	10.5	-	-
PPP	0.6%	30	4.5%	12	3,870	9.9	▲ 0.7	0.42
All Public	0.6%	30	0.6%	30	3,790	8.9	▲ 1.6	0.95

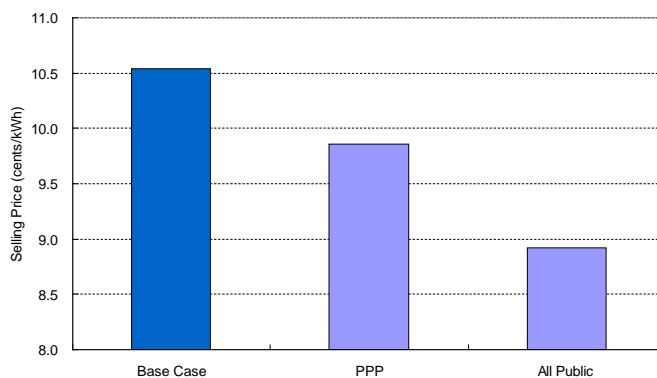


Figura II-1.3.6 Efecto de la participación de la empresa pública en el desarrollo de energía geotérmica en el precio de electricidad

Un modelo ejemplar de APP es el caso de Filipinas. En Filipinas, a finales de 1990s la empresa pública PNOC-EDC desarrolló los recursos geotérmicos y luego los entregó a las empresas privadas para la generación de electricidad. En este caso, ya que no había riesgo asumido por el sector privado en el desarrollo de recursos, muchas empresas participaron en la generación, por lo que el país ha hecho un progreso significativo en el uso de la energía geotérmica. Finalmente, se evaluó el efecto de la participación pública en la exploración de recursos geotérmicos (incluida la perforación de pozos exploratorios profundos). Esta medida no sólo proporciona el incentivo fiscal, sino que también contribuye mucho a reducir el riesgo de los recursos para las empresas privadas. Como se muestra en la Figura II-1.3.7, esta medida no solamente reduce el riesgo para el sector privado, sino también contribuye a (i) la reducción del costo para la exploración (perforación de pozos) y (ii) la reducción del tiempo de desarrollo. Por lo tanto, también es eficaz en la reducción del precio de electricidad.

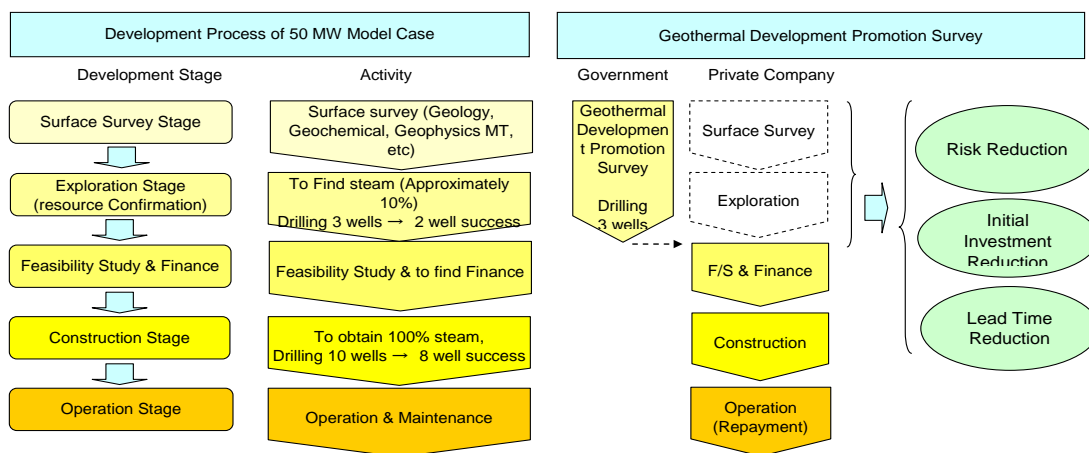


Figura II-1.3.7 Efecto de la ejecución de la exploración de recursos por parte del gobierno en el precio de electricidad

El resultado del cálculo de este efecto en el campo-A se muestra en la Tabla II-1.3.6 y la Figura II-1.3.8. Si el gobierno lleva a cabo el estudio de exploración y perforación de tres pozos exploratorios, el precio de electricidad se convierte en 9,7 US cent /kWh, lo que significa reducción de 0,8 US cent / kWh (7,8% de reducción), en comparación con el caso del desarrollo sólo por el sector privado. El costo de esta medida es suficientemente pequeño como de 0,25 US cent / kWh, que se calcula dividiendo el costo inicial de inversión por la cantidad de energía generada durante 30 años

Tabla II-1.3.6 Efecto de la ejecución de la exploración de recursos por parte del gobierno

Case	Initial Survey Support (%)	Const. Cost (\$/kW)	Selling Price (cents/kWh)	Effect (cents/kWh)	Incentive Cost (cents/kWh)
Base Case	0%	3,940	10.5	-	-
Gov't Survey	100%	3,770	9.7	▲ 0.8	0.25

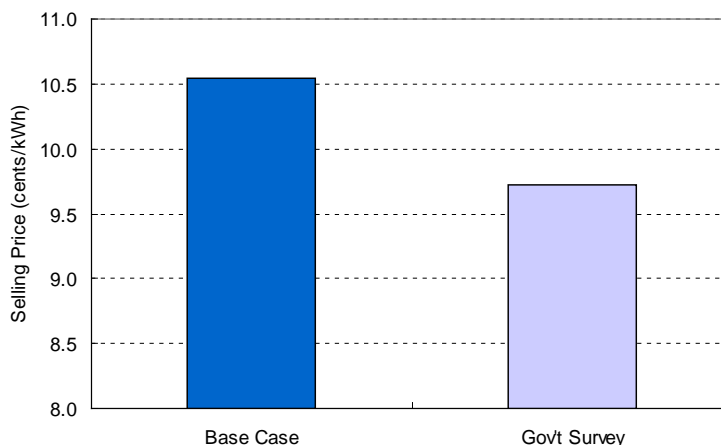


Figura II-1.3.8 Efecto de la ejecución de la exploración de recursos por parte del gobierno en el precio de electricidad

- ✧ En el caso del desarrollo geotérmico solamente por la iniciativa privada, se recomienda proporcionar la asistencia financiera como un préstamo “de segundo piso” a través de COFIDE, por ejemplo, en condiciones concesionales. Además, los incentivos tributarios, tales como exoneración de impuestos pueden traer efectos positivos para promover el desarrollo geotérmico, principalmente por el sector privado.
- ✧ Sin embargo, en muchos casos, el desarrollo geotérmico solamente por la iniciativa privada es difícil. En tales casos, se recomienda evaluar desde la etapa inicial la posibilidad de Asociación Público-Privado que utiliza los préstamos en condiciones blandas para la porción de la inversión pública.
- ✧ Es deseable que el gobierno lleve a cabo la exploración de recursos como parte de la asistencia fiscal. Esto contribuye a la reducción de los riesgos de los recursos, del costo de desarrollo y tiempo de desarrollo para las empresas privadas.

II-1.4 Consideraciones para la Conservación del Ambiente y la Sociedad en Proyectos de desarrollo de Generación eléctrica Geotérmica

II-1.4.1 Problemas de capacidad organizativa y las Leyes para el cumplimiento de las consideraciones Ambientales y Sociales con respecto a los Proyectos de desarrollo de Energía Geotérmica

(1) Estructura de implementación de la Evaluación de Impacto Ambiental (EIA)

Sin antecedentes de desarrollo de la energía geotérmica en el Perú, la Dirección General de Energía de Asuntos Ambientales relacionados (Dirección General de Asuntos Ambientales y Energía: DGAAE), que se encarga de revisar y aprobar los EIA para el desarrollo geotérmico, no tiene experiencia en EIA de proyectos geotérmicos. De hecho, nadie en la DGAAE tiene experiencia de primera mano con EIAs en proyectos de generación de energía geotérmica. Por tanto, es esencial para educar y desarrollar un conjunto de recursos humanos en la DGAAE que estén capacitados para evaluar y revisar los EIA de Proyectos de generación de energía Geotérmica.

(2) Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental

Bajo la ley peruana de Concesiones Eléctricas y su Reglamento (Ley N ° 25844), se requiere un EIA para Proyectos de desarrollo de la energía, con 20 MW o mayor capacidad de energía de salida. Además, aunque se requiere una EIA conforme a la Ley de Recursos Geotérmicos (Ley N ° 26848)

para el desarrollo de recursos geotérmicos, la ley no establece normas ni detalles. Dado que el desarrollo de recursos geotérmicos precede a la planificación de Plantas de energía, la situación requiere con urgencia la preparación de directrices para el desarrollo de recursos geotérmicos, la definición de las escalas de los Proyectos que requieren un EIA, los detalles del alcance que se tratarán en el EIA y el proceso detallado, contenidos y métodos de ejecución de los proyectos de generación EIA.

II-1.4.2 Asuntos para el EIA de un Proyecto de Generación Eléctrica Geotermal

Según la experiencia pasada y los problemas en el proceso de EIA para el desarrollo hidroeléctrico, se debe prestar especial atención a los siguientes puntos en la aplicación de un EIA para el desarrollo de energía Geotérmica en el Perú.

(1) Asuntos:

- La mayoría de las posibles áreas de desarrollo de energía Geotérmica en el Perú se encuentran en regiones de alta montaña con industria limitada. La charla sobre y la ejecución de este proyecto van a generar grandes expectativas con los residentes locales para oportunidades de trabajo y mejoras en su forma de vida.
- El sitio del Proyecto posiblemente estará cerca de una reserva o área natural sin intervención humana. En tal caso, puede haber preocupación por el impacto al medio ambiente natural en los residentes locales y los grupos ONG pueden tener preocupación por ello.
- Dado que los lugares de manifestación geotérmica son a menudo lugares de interés turístico, los residentes locales y los interesados pueden tener preocupación por el impacto en el turismo.

(2) Medidas para la mejora

- Proporcionar información a los residentes locales en cada etapa antes, durante y después de la encuesta de evaluación del impacto ambiental, incorporar sus peticiones y presentar la información precisa y veraz.
- Preparar la documentación detallada y para dar explicaciones a los residentes locales, en términos que puedan entender.
- Preparar documentos y hacer contactos con los residentes locales antes de iniciar el estudio de campo de la EIA para notificarles de antemano.
- Para comprobar el contenido de toda la documentación para garantizar su precisión y sin errores.
- Para construir una relación buena y sólida con los residentes locales y ganarse su confianza
- Dar empleo a los residentes locales.
- Llevar a cabo el Proyecto a la realización final, y no para poner en práctica fines especulativos.

II-1.4.3 Experiencia en el proceso de aprobación de EIA para proyectos de energía renovable

Un Proyecto de energía renovable que actualmente tiene su EIA en evaluación y que no participó en la subasta de los proyectos de recursos energéticos renovables, es el proyecto "Parque Eólico Cerro Choca de 260 MW y Línea de Transmisión 60 kV" de la empresa NORWIND SAC La evaluación del EIA fue declarada inadmisibles, en un principio, por la DGAAE, porque no se llevaron a cabo talleres de participación pública antes y durante la elaboración del EIA. Más tarde, una moción de reconsideración fue presentada por el proponente y se continúa con la evaluación del impacto ambiental, que ahora está en el proceso de la solución de observaciones.

También es importante tener en cuenta que, de conformidad con lo establecido en la resolución Ministerial No 223-2010-MEM/DM (Directrices para la participación ciudadana en las actividades de

electricidad) y de acuerdo con el Decreto Supremo N ° 002-2009-MINAM (Reglamento de Transparencia, acceso público a la información ambiental y participación ciudadana y consulta en materia de medio ambiente), como parte de la preparación y aprobación de estudios ambientales, es necesario presentar un plan de Participación Ciudadana (CPP) en el que debe especificar los mecanismos de participación ciudadana a aplicarse antes y durante la elaboración del EIA, así como durante su proceso de evaluación.

II-1.4.4 Proyectos no-térmicos (por ejemplo, hidroeléctrica o eólica) en cuestionamiento por parte de grupos ambientalistas, pueblos indígenas u otros grupos en las áreas de los Proyectos en cuestión

De acuerdo con la DGAAE, hay cuatro Proyectos de desarrollo de energía que actualmente enfrentan la oposición de los residentes locales, pueblos indígenas, organizaciones no gubernamentales u otros grupos en las áreas del Proyecto. Como se indica en la Tabla II-1.4.1, estos cuatro proyectos son proyectos de desarrollo hidroeléctrico.

Tabla II-1.4.1 Proyectos de desarrollo Hidroeléctrico cuestionados por grupos ambientalistas, pueblos indígenas u otros grupos afines

Nombre del proyecto	Localización	capacidad (MW)	Progreso del EIA	Oponentes	Razón de objeción
Inambari	MADRE DE DIOS	1.500	Con objeciones durante los talleres previos a EIA, el EIA no ha sido implementado (2009).	Residentes Locales y grupos de NGO	Reasentamiento de cerca de 5.000 residentes
Paucara	CUSCU	130	EIA fue completado (2001).	Residentes Locales	Adquisición de tierras y agua
Pakizapango	JUNIN	1.200	Evaluación para el EIA no ha comenzado	Residentes Locales y grupos de NGO	Protección de la gente indígena residente en el área
Veracruz	AMAZONAS	730	El EIA ha sido entregado.	Gente no relacionada con el área	Sin razón específica

Fuente: Equipo JICA de estudio

II-1.4.5 Desarrollo de Energía Geotérmica en Área de Conservación Regional Vilacota Maure en Tacna

En 2009 se estableció Área de Conservación Regional Vilacota-Maure (ACRVM) alrededor de la parte norte de la provincia de Tacna, en el sur de Perú, donde se concentran los campos geotérmicos prometedores. Hasta ahora, aunque algunas solicitudes para los derechos de exploración de recursos geotérmicos han sido presentados para los campos geotérmicos dentro del ACRVM, la SERNANP se concluye que las actividades de exploración no son compatibles en relación con los objetivos de la creación de ACRVM. Sin embargo, se puede asumir que si las medidas adecuadas de las consideraciones ambientales y sociales se toman, en algunos campos geotérmicos las actividades de desarrollo se podrán implementar sin ignorar los objetivos de ACRVM. En esta sección, los impactos ambientales que podrán ser causados por las actividades de desarrollo geotérmico en ACRVM son evaluados en base a la matriz de las amenazas críticas en ACRVM determinado en el Plan Maestro de ACRVM (2009-2014) elaborado por el Gobierno Regional de Tacna. (Tabla II-1.4.2 y Tabla II-1.4.3)

Tabla II-1.4.2 Matriz de Amenazas Críticas en el Área de Conservación Regional Vilacota-Maure (ACRVM)

Clasificación	Amenazas	Fuente	Elemento Bajo Impacto	Ubicación ACRVM
Hidrografía: Cuenca Maure-Uchusuma y cuencas altas de Caplina, del río Sama y río Locumba	Derivación de aguas	<ul style="list-style-type: none"> - Actividad agrícola para los valles intermedio y bajo - Actividad Minera 	Lagunas y bofedales	Zona Altoandina de Palaca, Tarata, Ticaco y Susapaya
	Represamiento de lagunas	<ul style="list-style-type: none"> - Alteración del paisaje natural - Contaminación ambiental (ruido y polvo) - Demanda agropecuaria - Demanda energética - Demanda social 	Lagunas	Palca Ticaco Tarata
	Deshielo	<ul style="list-style-type: none"> - Calentamiento Global - Impacto del a flor ay fauna asociadas a las redes hídricas 	Nevados y altas cumbres	Cordillera del Barroso y otros nevados del ACRVM
Flora y Fauna	Desplazamiento de especies de fauna silvestre	<ul style="list-style-type: none"> - Introducción de especies exóticas 	Especies de fauna silvestre (suri, vicuña, taruca, etc)	En todo el ACRVM
	Disminución de población de fauna silvestre	<ul style="list-style-type: none"> - Caza furtive y captura ilegal de animals silvestres 	Mamíferos y aves silvestres (taruca, vicuña, felinos y suri)	En todo el ACRVM
	Disminución de población de fauna silvestre	<ul style="list-style-type: none"> - Recolección de huevos 	Suri, patos silvestres, chocas, etc.	Zona de anidamiento en el ACRVM
	Fragmentación del habitat y Desplazamiento de especies silvestres	<ul style="list-style-type: none"> - Construcción de infraestructuras 	Suri, taruca, vicuña, felinos, etc.	En todo el ACRVM
	Pérdida de cobertura vegetal	<ul style="list-style-type: none"> - Tala - Quema - Sobreextracción de especies herbáceas y arbustivas - Sobrepastoreo 	La fauna Silvestre	En todo el ACRVM
	Deforestación de la vegetación natural	<ul style="list-style-type: none"> - Expansión del a frontera agrícola 	Matorrales (Asociaciones de Fabiana stephani)	Candarave (CPM Santa Cruz)
	Degradación de bofedales. Disminución de habitat para la fauna silvestre	<ul style="list-style-type: none"> - Sobrepastoreo 	Bofedales altoandinos y pastizales del ACRVM	En todo el ACRVM
	Pérdida de la cobertura vegetal natural	<ul style="list-style-type: none"> - Extracción ilegal de especies forestales 	Queñoales, tolares y yaretales	En todo elACRVM
Geomorfología	Alteración del paisaje	<ul style="list-style-type: none"> - Construcción de infraestructuras 	Geoformas del ACRVM	En todo el ACRVM

		(campamentos, canales, presas, caminos, etc.)		
	Disminución del volumen de agua	- Explotación de recursos hídricos (derivación de aguas)	Lagunas, bofedales, cascadas, manantiales	En todo el ACRVM
	Alteración del paisaje	- Explotación minera	Todas las geoformas del ACRVM	Concesiones mineras y su área de influencia
	Fenómenos naturales	- Calentamiento global	Cordillera del Barroso y otros nevados	En todo el ACRVM
Manifestaciones Culturales	Deterioro de sitios arqueológicos	- Insuficiente presupuesto de los organismos competentes	Sitios arqueológicos existente sen el ACRVM	Vilacota, Mamuta, Inca Moqo
	Saqueo de sitios arqueológicos	- Inexistencia de programas de control y vigilancia	Sitios arqueológicos del ACRVM	Vilacota, Mamuta, Inca Moqo
	Pérdida de la armonía tradicional paisajística de los centros urbano sen zonas rurales	- Planes urbanísticos sin considerar la arquitectura tradicional y el paisaje	Todo tipo de construcción en el ACRVM	En todo el ACRVM
	Pérdida de la identidad cultural	- Asimilación de nuevas costumbres	Cultura viva	En todo el ACRVM

Tabla II-1.4.3 Predicción y evaluación de los impactos de desarrollo geotérmico en el ACRVM

Clasificación	Componentes de Impacto	Elementos ambientales	Extensión de impactos	Posibilidad de evitar y mitigar los impactos
Hidrografía: Cuenca Maure-Uchusuma y cuencas altas de Caplina, del río Sama y río Locumba	- Toma de agua para perforación y su agua residual - Extracción de fluido geotérmico y reinyección de agua caliente - Toma de agua para la planta y su agua residual	- Disminución del caudal de río - Disminución de nivel de agua de laguna y bofedales - Contaminación de agua	- El volúmen de toma de agua es pequeño. Dependiendo del volúmen del fuente, el impacto se cambiará. - Agua caliente será reinyectado al nivel profundo de subsuelo a través del pozo de reinyección. No descargará el agua caliente a ríos, lagunas y bofedales - El agua para perforación será reciclado. No hay ningún flujo fuera del sistema. - Aguas residuales durante la operación de la planta podrá tener un impacto al	- Realizar el estudio sobre el volumen de l fuente de agua, considerando el menor impacto por la toma de agua. - Cumplir los estándares para descarga y instalación de facilidades de tratamiento de agua residual

			cuerpo de agua.		
Flora y Fauna	<ul style="list-style-type: none"> - Estudio de recursos geotérmicos (ej. perforación de pozos) - Construcción de planta y facilidades relacionadas 	Especies importantes y hábitat notable	<ul style="list-style-type: none"> -En caso de que existen los especies importantes y hábitat notables, se consideran los impactos significantes.. - Dependiendo del plan de construcción, podrá considerar el corte de árboles y plantas. 	<ul style="list-style-type: none"> - Realizar el estudio. Si se encuentran los especies y hábitats importantes, considerel cambio del plan. - Desarrollar el plan para minimizar el corte de árboles y plantas 	
Geomorfología	Alteración del paisaje	<ul style="list-style-type: none"> - Estudio de recursos geotérmicos - Preparación de terreno para la construcción del a planta y el camino de acceso 	Topografía y geología	Dependiendo del plan de construcción, podrá causar los impactos.	<ul style="list-style-type: none"> -Realizar el estudio topográfico y geológico importante -Minimizar y evitar los impactos significativos debido al plan.
	Disminución del volumen de agua	Toma de agua para perforación, para enfriamiento y el uso interno de la planta	Disminución del caudal del río, de laguna y bofedales y el agua de subsuelo	El volúmen de toma de agua será pequeño. Dependiendo del volúmen del fuente de agua, el impacto se cambia.	-Realizar el estudio del volúmen de toma de agua, para seleccionar el fuente de agua que tenga el menor impacto por la toma de agua.
	Alteración del paisaje	Alteración topográfica y presencia de facilidades	Recursos paisajísticos y paisajes principales	Dependiendo del sitio del proyecto, la ubicación de la planta y otras facilidades, el vapor que sale de la planta podrán afectar al paisaje en área cercana.	<ul style="list-style-type: none"> - Realizar el estudio del paisaje para reflejarlo en el plan. - Examinar la localidad y el diseño de la planta, tomándose en cuenta del paisaje.

	Fenómenos naturales	<ul style="list-style-type: none"> - Construcción de la planta - Operación de la planta 	Gases de Efecto Invernadero (CO ₂)	<ul style="list-style-type: none"> - La emisión de GEI durante las obras de construcción, incluyendo el transporte de materiales y maquinarias es temporal y mínimo. - El contenido de GEI (CO₂) en los gases no condensables durante la operación de la planta geotérmica es considerablemente pequeño, en comparación a las plantas de otra tecnología 	Se requiere ninguna acción
Manifestaciones Culturales	Deterioro de sitios arqueológicos	<ul style="list-style-type: none"> - Construcción de la planta - Operación de la planta 	Sitios arqueológicos	El impacto en el sitio arqueológico depende de la ubicación exacta del sitio del proyecto	<ul style="list-style-type: none"> - Realizar el estudio para confirmar los sitios arqueológicos. - Evitar los sitios arqueológicos en la planificación del sitio del proyecto.
	Saqueo de sitios arqueológicos			No se espera los impactos	
	Pérdida de la armonía tradicional paisajística de los centros urbanos en zonas rurales	Planta y sus facilidades alrededores	Paisaje	La presencia de las facilidades y el vapor que sale de la planta podrán afectar al paisaje en área cercana.	<ul style="list-style-type: none"> - Considerar el diseño que toma en cuenta las características de la región. - Considerar la presencia de los edificios y paisajes tradicionales en la planificación del sitio del proyecto.
	Pérdida de la identidad cultural	<ul style="list-style-type: none"> - Construcción de la planta - Operación de la planta 	Vida y cultura	Se podrá esperar los impactos temporales durante la construcción por el ingreso de los trabajadores externos y por el mejoramiento de acceso.	<ul style="list-style-type: none"> - Contratar el mayor número posible de los trabajadores locales - Considerar el programa de conservación de la tradición, la cultura y la vida de la región

II-1.4.6 Estudio de los planes alternativos para Políticas y Programas del desarrollo de la generación de energía Electric

(1) Políticas de desarrollo de Generación Eléctrica

En cuanto a las políticas de energía eléctrica de Perú, los se han establecido los siguientes planes y metas para el desarrollo energético y de energías renovables:

- El aumento de la capacidad de las instalaciones de generación de energía a ser logrado en el año 2019 está previsto que consista en un 49% de energía hidroeléctrica y 49% de la energía con gas natural.
- Se establece como un objetivo nacional cubrir el 5% del consumo de energía eléctrica mediante energías renovables en los próximos cinco años.
- La generación de energía mediante el uso de energías renovables necesarias para el cumplimiento de la meta en los próximos cinco años se fija en 500 MW.

Energía de Biomasa, eólica, energía solar, geotérmica y oceánica, así como la energía hidroeléctrica de 20 MW o menos se definen como los recursos energéticos renovables no convencionales.

Puesto que la estructura de suministro de energía del Perú se caracteriza por la excesiva dependencia de la generación de energía hidroeléctrica y la utilización creciente de Gas natural, es importante para la seguridad energética nacional facilitar la diversidad de fuentes de energía mediante la introducción de las energías renovables. Bajo estas circunstancias del país, se espera que aumente el desarrollo de fuentes de energía renovables de energía.

(2) Establecimiento de Planes alternativos

En las políticas de energía del Perú, no hay programas concretos para implementar los planes y lograr los objetivos que se han indicado, ni tampoco se ha especificado la capacidad de producción dirigida a desarrollar cada tipo de recursos naturales.

La cantidad de energía eléctrica estimada en este estudio Plan Maestro a ser producida por la generación de energía geotérmica en los 13 campos prometedores es 735 MW. Con la adición de dos sitios, Calientes y Borateras, la capacidad aumentará a 885 MW, que representa más del 10% del total nacional de generación de energía eléctrica, 7.300 MW.

Para el estudio de los planes alternativos a las políticas de energía eléctrica en el Perú, se compararán los escenarios de desarrollo de energía. Los dos escenarios siguientes se consideran ser lo temas más apropiados:

- Escenario 1: 800 MW de desarrollo de energía geotérmica
- Escenario 2: el desarrollo de energía hidroeléctrica, en vez de 800 MW de desarrollo de energía geotérmica

Se comparan los principales impactos ambientales y sociales derivados del desarrollo de energía hidroeléctrica y el desarrollo de energía geotérmica para los proyectos estudiados en este Plan Maestro. La comparación se resume en la Tabla II-1.4.4.

En la comparación de los impactos negativos, se espera que el escenario 2 que tenga un mayor impacto sobre el reasentamiento involuntario, la fauna, la flora y la biodiversidad y otros en los que se determina la magnitud del impacto por la ubicación del sitio, así como la contaminación del agua. El escenario 1 se prevé que tenga un mayor impacto sobre los temas relacionados con la contaminación del aire, residuos y otros contaminantes.

Tabla II-1.4.4 Comparación de políticas alternativas de generación

Impacto	Escenario 1 (800MW por desarrollo geotérmico)	Escenario 2 (800MW por desarrollo hidráulico)
Reasentamiento Involuntario	Menor	Significativo (creación de un reservorio)
Economía Local	Menor	Significativo (creación de un reservorio)
Utilización de suelos, agua y recursos locales	Moderado (Perforación de pozos y construcción de una Planta Geotérmica)	Significativo (creación de un reservorio)
Los pobres, pueblos indígenas y etnias	Menor	Significativo (creación de un reservorio)
Herencia Cultural	Menor	Significativo (creación de un reservorio almacenamiento de agua)
Enfermedades infecciosas (HIV/AIDS)	Moderado (no requiere trabajos de Ingeniería civil de gran escala y el número de trabajadores para la construcción será pequeño.	Significativo (Largo periodo de construcción, afluencia a largo plazo de trabajadores de construcción para las obras de construcción)
Hidrología y situación Hidrológica	Menor	Significativo (Modificación de la morfología del río y cambios en el flujo por el almacenamiento. De agua)
Flora, Fauna y Biodiversidad	Menor	Significativo (Creación de un reservorio, pérdida del hábitat de Flora y Fauna por el almacenamiento de agua e impacto en organismos acuáticos debido al cambio en el flujo del río)
Polución de aire	Significativo (emisiones de H ₂ S)	Menor
Contaminación de agua	Menor	Significante (Deterioramiento de la calidad del agua debido a su almacenamiento)
Topografía y rasgos geográficos	Moderado	Significativo (creación de un reservorio almacenamiento de agua)
Basura	Moderado (Generación de desechos industriales)	Menor

Nota 1: Significativo, Moderado y Menor indican el relativo impacto para los dos escenarios

Nota 2: Los elementos entre paréntesis indican la causa mayor de impacto adverso

Fuente: Equipo JICA para el estudio

II-1.4.7 Plan de Monitoreo

El Plan de Monitoreo Ambiental a ponerse en práctica en las diferentes fases del Proyecto debe tener en cuenta las características de cada Proyecto y la situación ambiental de la zona donde este se ejecute. Este plan es un mecanismo técnico para el control ambiental mediante la determinación y evaluación de los parámetros para llevar a cabo el seguimiento de la calidad de los diferentes factores ambientales, así como los sistemas de control y medición de estos parámetros (Tabla II-1.4.5).

Tabla II-1.4.5 Plan de Monitoreo Ambiental

Ítem	Parámetro	Exploración, perforación y construcción	Operación
Calidad del aire	H ₂ S	Localización: 2-4 puntos en los alrededores de los campos de perforación y un (1) punto en una casa cercana o en cada comunidad. Frecuencia: Mensual Métodos de medida y estándar: D.S. N° 003-2008-MINAN	Ubicación: 2-4 puntos en los alrededores de los campos de la planta y la perforación y 1 punto en la casa de cerca o de cada comunidad. Frecuencia: Mensual. Métodos de medida y estándar: DS N° 003-2008-Minan
	PM ₁₀ , PM _{2.5} , NO ₂ ,	Ubicación: 2-4 puntos en los alrededores del sitio de construcción de la planta y 3 puntos en las carreteras de accesos. Frecuencia: Trimestral. Métodos de medida y estándar: DS N° 003-2008-Minan y DS N° 074-2001-PCM	-
Ruido	Nivel de Ruido	Ubicación: 4 puntos en los alrededores del sitio de construcción de la planta y 1 punto en cada zona sensible (casa cercana o en la comunidad). Frecuencia: Trimestral. Métodos de medida y estándar: DS N° 085-2003-PCM	Ubicación: 4 puntos en el límite del vertedero y la planta y 1 punto en cada zona sensible (casa cercana o en la comunidad). Frecuencia: Trimestral. Métodos de medida y estándar: DS N° 085-2003-PCM
Calidad de aguas superficiales	Parámetros de (D.S. N° 002-2008-MINAN)	Ubicación: Alrededores de la obra de construcción de plantas antes y después de rio y lagos. Frecuencia: Trimestral. Métodos de medida y estándar: DS N° 002-2008 - Minan	Ubicación: Alrededores de la planta de aguas arriba y aguas abajo de la rio y lagos. Frecuencia: Trimestral. Métodos de medida y estándar: DS N° 002-2008 - Minan.
Calidad de aguas subterráneas	Parámetros de aguas subterránea y bofedales a gran altitud (D.S. N° 002-2008-MINAN),	Ubicación: 1 - 3 puntos en los alrededores del área del proyecto (si no están bien, lagos o humedales) Frecuencia: Trimestral (calidad del agua), nivel (mensual). Métodos de medida y estándar: DS N° 002-2008 - Minan.	Ubicación: 1 - 3 puntos en los alrededores de la planta y la plataforma de pozos (si están bien, lagos o humedales) Frecuencia: Trimestral (calidad del agua), nivel (mensual). Métodos de medida y estándar: DS N° 002-2008 - Minan
Calidad de efluentes	Temperatura del agua pH, SS, BOD ₅ y aceite y grasa	Ubicación: Temporal arena cámara de salida Frecuencia: Mensual. Métodos de medida y estándar: RD N° 008-97-EM/DGAA	Ubicación: Planta y salida de los efluentes domésticos Frecuencia: Trimestral. Métodos de medida y estándar: RD N° 008-97-EM/DGAA.
Manantiales calientes	Temperatura, pH, EC, Na ⁺ , Ca ²⁺ , Cl ⁻ , SO ₄ ²⁻ , etc. y volumen	Ubicación: Fuente termal en los alrededores del área del proyecto. Frecuencia: Mensual (antes de la perforación comenzó hace 3 meses y de exploración, perforación período). Método de evaluación: análisis comparativo de los resultados de la encuesta.	Ubicación: Fuente termal en los alrededores de la planta y wellpad. Frecuencia: Trimestral período). Método de evaluación: análisis de los resultados de la encuesta a través del tiempo.

Ítem	Parámetro	Exploración, perforación y construcción	Operación
Subsidencia	Elevación del terreno	Ubicación: 6 - 4 puntos en los alrededores de la planta y el punto de plataforma de perforación y 2-4 en lugar de asentamiento Frecuencia: Anual. Métodos de medición: elevación de la tierra del punto de nivelado. Método de evaluación: análisis comparativo de los resultados de la encuesta	
Flora, Fauna (si se encontraran variedades raras)	Flora, Fauna (incluyendo aves) y diversidad de flora y fauna.	Ubicación: EIA sitios de la encuesta de referencia. Frecuencia: Dos veces al año (estaciones lluviosas y secas durante el período de construcción)	Ubicación: EIA sitios de la encuesta de referencia. Frecuencia: Dos veces al año (estaciones lluviosas y secas)
Hidrobiología	Plancton y el bentos y la abundancia relativa en el caso de la fauna.	Ubicación: Alrededores de la obra de construcción de plantas antes y después de ríos y lagos. Frecuencia: 2 veces al año ((estaciones lluviosas y secas durante el período de construcción)	Ubicación: Alrededores del sitio de la planta antes y después de río y lagos. Frecuencia: Dos veces al año (estaciones lluviosas y secas)
Arqueología	Efecto en los sitios arqueológicos y el patrimonio cultural	Ubicación: Sitios de patrimonio arqueológico y cultural Frecuencia: 2 veces al año (estaciones lluviosas y secas durante el período de construcción)	Ubicación: los sitios del patrimonio arqueológico y cultural Frecuencia: 2 veces al año ((estaciones lluviosas y secas durante el período de construcción)

II-1.4.8 Efecto de mejoramiento ambiental de los proyectos geotérmicos

Se espera la reducción de emisiones de CO₂ que se deriva de la sustitución de centrales térmicas por plantas de energía geotérmica que se construirían en los 13 campos geotérmicos promisorios seleccionados (735 MW en total).

(1) Metodología

a) Precondiciones

- El cálculo se realiza teniendo en cuenta la cantidad de crudo que se ahorrará debido al Proyecto geotermal (ahorro de energía o efecto de sustitución de energía).
- En cuanto a los gases de efecto invernadero distintos a CO₂, el resultado se multiplica por un factor que se determina en función del tipo de gas.
- En casos donde la causa de la reducción de gases de efecto invernadero es no solo debido a ahorro de energía o sustitución de petróleo crudo, se usa para esa porción la fórmula establecida por el Panel Intergubernamental del Cambio Climático (IPCC).

b) Fórmula de Cálculo

En casos donde la causa de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero es debida al ahorro de energía o solamente la sustitución:

$$\text{Reducción de emisiones de CO}_2 = \text{Consumo estimado de petróleo crudo (ktoe/y)} \times 42,62 \times 20 \times 0,99 \times 44/12$$

Efecto de ahorro de energía o sustitución (consumo estimado de petróleo crudo (ktoe/y)) A

- 10.000 kcal/kg factor de conversión de petróleo crudo a calorías
- 2.646 kcal/kWh factor de conversión de energía eléctrica a calorías

Conversión a unidades de energía por unidad de petróleo crudo (valor calorífico) (TJ) B

$$B = A \times 42,62 \text{ TJ/kt (factor de conservación de energía)}$$

Conversión a gases de escape de carbono por unidad de energía C

$$C = B \times 20 \text{ t C/TJ (factor de emisión de carbón)}$$

Corrección por combustión incompleta D

$$D = C \times 0,99 \text{ (fracción de carbón oxidado)}$$

Conversión a dióxido de carbono E

$$E = D \times 44/12 \text{ (radio de peso molecular)}$$

(2) Cálculo del efecto de la reducción de emisiones de CO₂

a) Precondiciones

- Capacidad de la nueva Planta de generación: 735MW
- Factor de capacidad: 85%

b) Cálculo del efecto de reducción de emisiones de CO₂

Consumo de petróleo crudo

$$2.646 \text{ kcal/kWh}/10.000 \text{ kcal/kg}=264,6 \text{ kg/MWh}$$

Conversión a valor calorífico (TJ)

$$264,6 \text{ kg/ MWh} \times 42,62 \text{ TJ/kt} = 11,277 \times 10^{-3} \text{ TJ/MWh}$$

Conversión a gases de escape de carbono

$$11,277 \times 10^{-3} \text{ TJ/ MWh} \times 20 \text{ t-C/TJ} = 0,226 \text{ t-C/MWh}$$

Corrección por la porción de combustión incompleta

$$0,226 \text{ t-C/ MWh} \times 0,99 = 0,224 \text{ t-C/ MWh}$$

Conversión a dióxido de Carbono

$$0,224 \text{ t-C/ MWh} \times 44/12 = 0,821 \text{ t-CO}_2/\text{ MWh}$$

Producción anual de energía

Generación anual de energía (MWh/año)

$$= 735 \text{ (MW)} \times 24 \text{ (h/day)} \times 365 \text{ (día)} \times 0.85 \text{ (\%)} = 5.472.810 \text{ MWh}$$

Efecto anual de reducción de emisiones de CO₂

$$\text{Reducción anual de emisiones (kt-CO}_2\text{/año)} = 5.472.810 \times 0,821 = 4.493 \text{ kt-CO}_2\text{/año}$$

(3) Efecto en la Reducción de emisiones de CO₂

Por lo tanto, cuando la planta de energía geotérmica (735 MW) se ha completado, se espera que las emisiones de CO₂ se reduzcan en 4.493.000 toneladas de CO₂ por año.

II-1.5 Sugerencias para el uso de Energía Geotérmica en propósitos Múltiples

II-1.5.1 Uso múltiple de la energía geotérmica

El uso de fluidos geotérmicos ha sido usualmente considerado útil solo para la generación de electricidad. Sin embargo, dependiendo de la temperatura del recurso en la superficie o después del proceso de generar electricidad, los fluidos geotérmicos pueden ser utilizados de múltiple manera. La Figura II-1.5.1 lista las posibles utilidades de fluidos geotérmicos dependiendo de su temperatura.

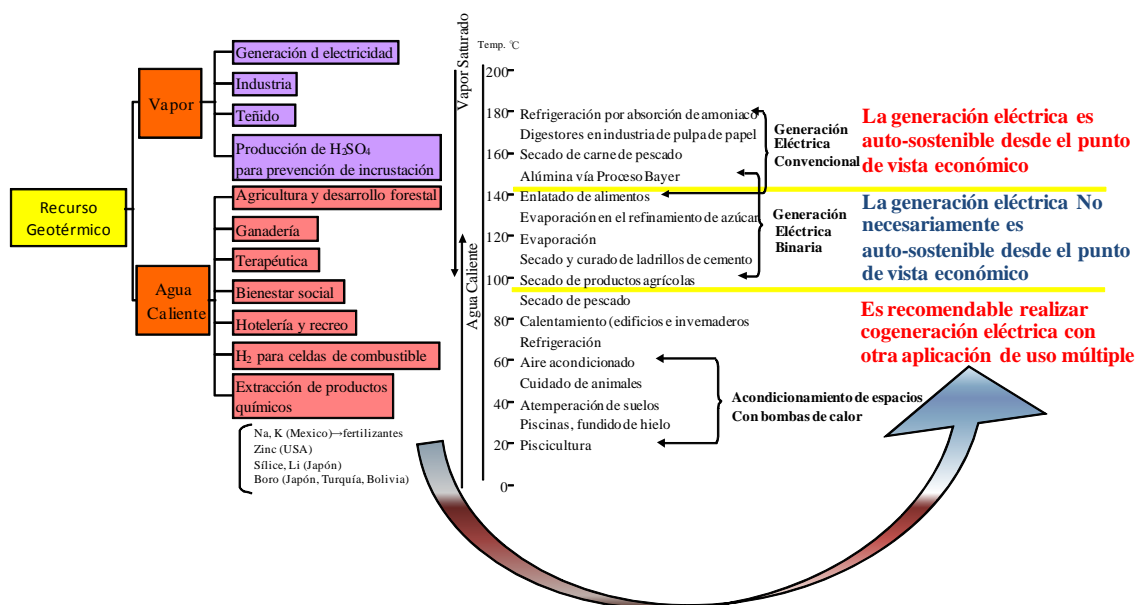


Figura II-1.5.1 Aplicaciones de los recursos geotérmicos dependiendo de su temperatura

Es de sentido común que los recursos geotérmicos de baja temperatura están más extendidos que los recursos geotérmicos de alta temperatura. Estos recursos pueden proporcionar energía útil para calentar edificios y espacios que se utilizarán en la cría de animales o plantas o en procesos industriales. El calor también puede estar disponible como un producto secundario proyectos de generación de energía geotérmica o como un subproducto de otro proceso industrial asociado con el uso de recursos geotérmicos a alta temperatura para ser utilizado posteriormente en forma de cascada (referirse a la Figura II-1.5.2).

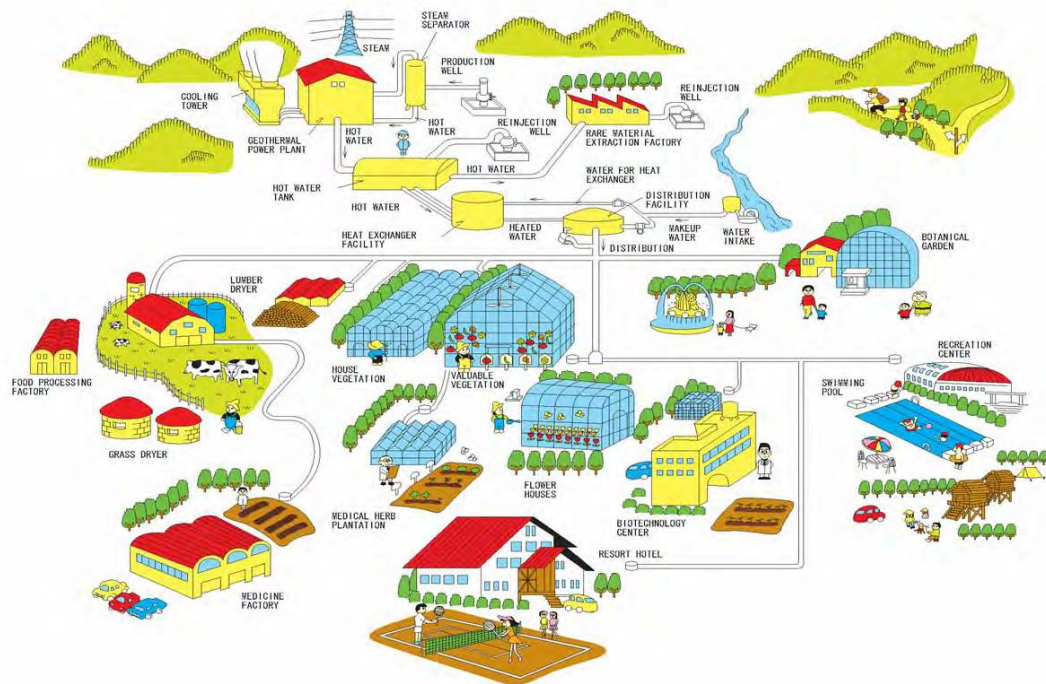


Figura II-1.5.2 Representación esquemática de utilización en cascada de recursos geotérmicos

II-1.5.2 Clases de aplicaciones multiuso para áreas en el Perú

El uso directo de del calor geotermal puede ser diferente del de las aplicaciones que pueden estar disponibles para el caso de Perú. En el caso de Perú, debido a que la ubicación de la mayoría de los recursos de energía geotérmica es en tierras muy altas de clima seco o muy seco, y donde la temperatura ambiente diaria varía de 20 ° C a -20 ° C, la aplicación sería más bien en la forma de uso de líquidos calientes en combinación con otra forma de explotación, tal como la generación de energía. Por lo tanto, entre las aplicaciones mencionadas anteriormente, la calefacción, la agricultura, la acuicultura, el esparcimiento, la recuperación de minerales, serían las más apropiadas.

La aplicación que se adaptaría mejor depende del tipo de actividad económica actual de la zona, que a su vez dependerá de los usos de la tierra, de los tipos de industrias existentes, el suelo, el tipo de ganadería y la población humana. Sin embargo, una vez que se inicia un polo de desarrollo socio-económico, otras aplicaciones pueden ser implementadas con la necesidad de los cambios en la región.

Debido a las características edáficas y climáticas de las áreas de estudio de Ancoccollo, Chungará - Kallapuma, Tutupaca, Crucero, Pinaya, Titire Collo y Caylloma, las tierras se utilizan sólo con fines de pastoreo. En los campos de Calacoa Putina, Ululan, Pinchollo Chivay y Chancos los suelos se utilizan para fines agrícolas y en menor medida para la cría de ganado. La población está mayoritariamente dispersa (baja densidad de población), con excepción de Chivay-Pinchollo, Chancos y Ulucan.

La cría de animales: La principal actividad económica de Ancoccollo, Tutupaca, Crucero, Pinaya, María Jesús, Titire Collo, Caylloma y Puquio, es la ganadería extensiva de camélidos sudamericanos, así como de ovejas y ganado.

Agricultura: Cerca de los campos de Chivay-Pinchollo, Putina Calacoa y Ullucan Chancos la principal actividad económica es la agricultura y, en menor medida, la ganadería. Hay que hacer notar que en Chivay-Pinchollo (Cañón del Colca) las actividades turísticas están también en práctica, como en Chancos (Callejón de Huaylas), pero en estas en menor medida.

Comercio: En la mayoría de las áreas de interés geotérmico esta actividad es complementaria a la agricultura y a la ganadería para la comercialización de sus materias primas.

Minería: En Tutupaca hay posibilidad de explotar pasivos ambientales de azufre y en Collo-Titire hay oro y explotación de minas de plata.

Sin embargo, en términos generales las áreas geotérmicas cubiertas en este estudio tienen como elemento común la ganadería de camélidos sudamericanos: vicuñas, alpacas, llamas y guanacos. Estos animales se alimentan de hierba Brown, alfalfa o ensilaje de maíz, que es un producto natural. La llama y la alpaca se conocen como camélidos domésticos. El guanaco y la vicuña son salvajes, el primero en peligro de extinción. La vicuña habita en manadas en partes desoladas y elevadas de la cordillera, vecinas a la región de nieves perpetuas, y en medio de rocas y precipicios, comunes en diversas localidades en todo el Perú, algunos de los cuales son contienen recursos geotérmicos. La fibra de su pelo es muy fino y suave, muy apreciado para actividades de tejido, aunque la cantidad que cada animal produce es mínima. El camélido de mayor valor comercial es la alpaca.

Por lo tanto, una aplicación de tipo cascada puede ser aplicada para el desarrollo social y económico de las comunidades que viven alrededor de las áreas cercanas y de desarrollo geotérmico. En términos genéricos, lo que la energía geotérmica se puede hacer desde aguas arriba a aguas abajo de estos polos de desarrollo social se resume en la Figura II-1.5.3. Electricidad a partir del recurso geotérmico se puede aplicar para el bombeo de agua, conservación de alimentos, la iluminación y la pequeña industria que mejorarán la calidad de los recursos humanos de las comunidades, mejorar su salud, las posibilidades de la educación y la seguridad de sus pueblos. Estos elementos constituyen un recurso humano con capacidad de utilizar más eficientemente sus recursos naturales de las plantas y la cría de animales para producir materias primas para su industria o la industria de procesamiento de otros y, básicamente, para producir la seguridad alimentaria para el consumo humano y animal. A continuación, estas materias primas, a su vez puede ser la fuente de la propia comunidad pequeña y mediana industria o ser preservado (utilización del calor de los recursos geotérmicos para la refrigeración o la calefacción) para ser enviados a los mercados externos para la procesión. Todo este proceso termina con el ingreso a la comunidad local y la mejora de sus estándares de vida.

En el Perú, ya que la mayoría del terreno está en tierras de muy alta altitud y seca, el agua es un elemento esencial. La calidad del suelo tiende a ser buena debido a su origen volcánico, lo que hace que contenga una buena cantidad de nutrientes para el producto agrícola que pueda coexistir en las condiciones climáticas del lugar expuesto a vientos y radiación solar de los altos Andes. Si agua estaría disponible, se puede poner en práctica una agricultura próspera y, en especial, el tipo de agricultura que puede dar como resultado otro tipo de la industria, como la ganadería. Por lo tanto, la producción de agua que podría ser utilizada tanto para el consumo humano y animal, así como para el riego es de alta prioridad. El agua de los fluidos geotérmicos después de haber sido utilizados en la generación de energía es de dos tipos: uno, es una salmuera resultante de la separación de vapor de los fluidos geotermales y la otra es el agua resultante de la condensación del vapor después de pasar por las instalaciones de generación de energía. La salmuera, antes de su reinyección, y el vapor condensado en agua pueden suministrar calor antes de su tratamiento para su uso en agricultura, ganadería, o consumo humano. Un ejemplo de un ciclo de producción de agua para el caso de la generación de energía con plantas de ciclo binario de energía se presenta en la Figura II-1.5.4. El agua también puede ser producida en instalaciones de generación eléctrica operando ciclos de vapor (de agua recogida en la piscina de la torre de enfriamiento). Ya que en Perú hay muchos recursos geotérmicos de baja temperatura, se aplicara un ciclo binario para este proyecto de pequeña potencia.

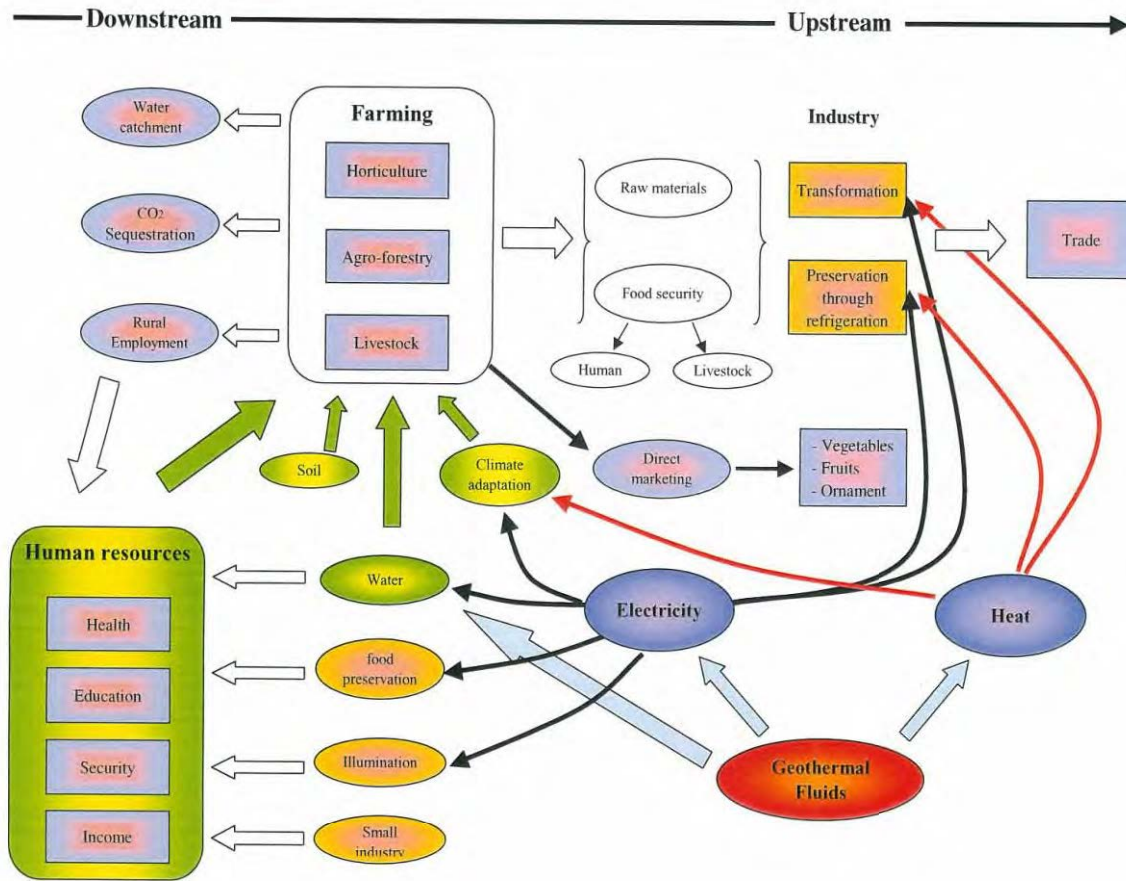


Figura II-1.5.3 Participación hipotética en la socio-economía de la región

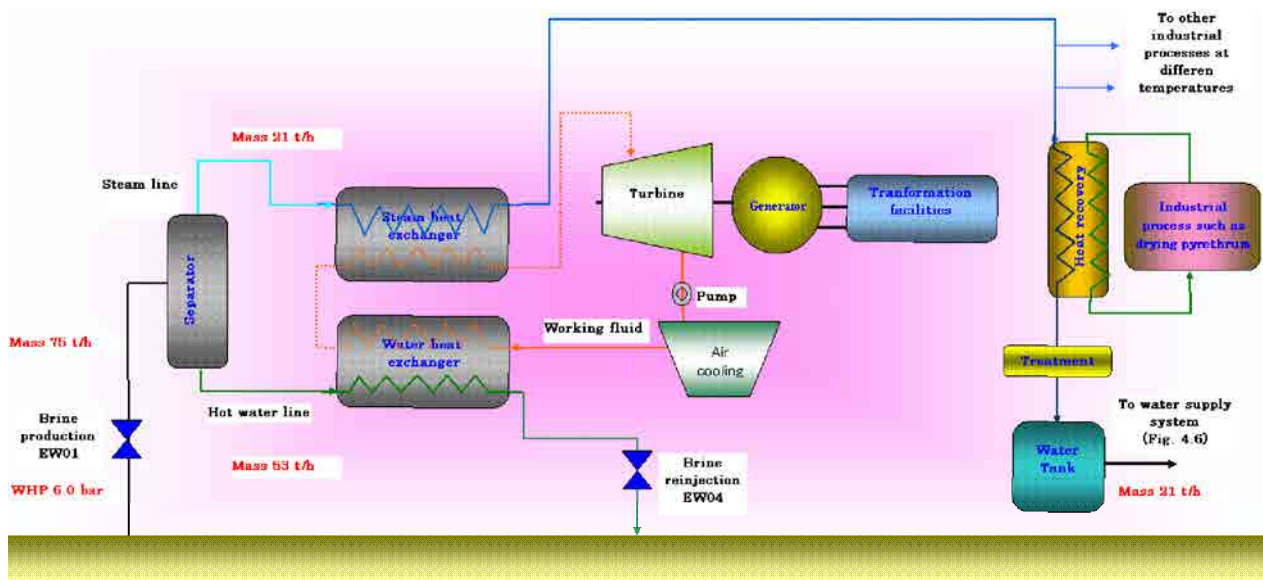


Figura II-1.5.4 Utilización de subproductos de agua en una aplicación de energía geotérmica (caso binario)

II-1.5.3 Proyecto piloto sugerido de aplicaciones múltiples de la energía geotérmica en Perú

(1) Objetivo

El Proyecto piloto debería servir para el propósito de demostrar:

- La viabilidad de la utilización de recursos geotérmicos.
- Aplicabilidad en la promoción de desarrollo socio-económico.

(2) Lugar

Ancolco para un Proyecto piloto de desarrollo de un Proyecto socio-económico base.

(3) Producto a desarrollar

Se sugiere el desarrollo de la crianza de alpacas como producto a desarrollar. No hay en la zona extensiva agricultura por encontrarse esta por sobre los 4.300 m.s.n.m. y por la deficiencia de suministro de agua. Existen aproximadamente 1.800 cabezas de alpaca y 400 de llamas. La ganadería está destinada en 30% al autoconsumo y el 70% para al comercio. El precio de los animales en pie un (alpaca o llama) varía entre S/. 80 y S/. 150 según el tamaño y peso, y el precio de la carne varía entre S/. 5,00 y S/. 8,00. El precio de la fibra de lana oscila entre S/. 4,00 y S/. 6,00 por libra (lana blanca) y entre S/. 2,00 y S/. 4,00 (lana de color). La ganadería es extensiva y se practica en base familiar. Sólo tecnología tradicional se utiliza siendo la asistencia técnica limitada.

(4) Problemas a resolver

a) Pobreza

Existen dos barreras a superar para enfrentar la pobreza, uno es el intermediario que el cual compra los productos a precio bajo y lo eleva en el Mercado. La manera de eliminar al intermediario es proveer a los agricultores con los medios para preprocesar la lana para poder vender hilo o incluso prendas de vestir finalizadas. El principal elemento geotérmico para ayudar a la solución es electricidad proveniente de una planta generadora para operar las máquinas de hilar en las fábricas de ropa.

b) Reducir la mortalidad de crías o animales jóvenes

Este problema se debe a las bajas temperaturas del ambiente que reduce la tasa de supervivencia las crías y animales jóvenes. El principal elemento geotérmico para ayudar a la solución es calor, ya sea de la salmuera geotérmica o del vapor condensado. Refugios deberán ser construidos y convirtiéndose en un espacio acondicionado para que los animales puedan pasar la noche en temperaturas más suaves.

c) Mejoramiento de la calidad de la fibra de lana animal

La calidad y es el precio de la fibra dependen del color y la suavidad (suavidad). Estos a su vez depende del tipo y la calidad de los nutrientes en el pasto que los animales comen. Éstos a su vez, a su vez dependen de la calidad del suelo y la cantidad de agua. El elemento principal de la energía geotérmica para ayudar a la solución es el calor y el agua que se pueden proporcionar de la condensación de vapor y del calor extraído de la salmuera antes de su reinyección. Sales y minerales pueden ser extraídos de las salmueras para mejorar el contenido nutricional de los pastos.

(5) El proyecto piloto contiene:

- Planta de energía geotérmica para suministrar electricidad a la red y para alimentar a la comunidad locales, su iluminación y electricidad para hacer funcionar sus negocios de

procesamiento de lana.

- Tratamiento del vapor condensado y tubería al acondicionamiento de espacios.
- El tratamiento de condensado de vapor para mejorar el contenido nutricional.
- Red de tuberías para el suministro de agua y de riego.

(6) Organización del Proyecto y barreras a superar

Para el éxito del Proyecto se requiere la coordinación de las siguientes diversas instituciones del Gobierno.

- MEM y la DGE, actualmente a cargo o de la planificación y la supervisión de la ejecución de la generación de energía. Estas instituciones serán el centro en la promoción de la coordinación con las respectivas instituciones públicas de la legislación adecuada y la aplicación de las reglas para el aprovechamiento diversificado de los recursos geotérmicos.
- INGEMMET: Estará a cargo de la creación y el mantenimiento de la base de datos de recursos geotérmicos; otorgará asistencia tecnológica a los desarrolladores de sitios geotérmicos y de proyectos multi-uso.
- MDA-ANA (Ministerio de Agricultura - Autoridad Nacional del Agua, ANA): A cargo de la explotación y disposición de los recursos hídricos subterráneos. Este organismo deberá establecer la forma en el agua tiene que ser explotados y utilizados en la superficie antes de su eliminación.
- MEM-DGAAE: A cargo de la reglamentación y aplicación de las disposiciones para proteger el medio ambiente afectado por actividades por Proyectos de desarrollo de energía.
- MINAM-SERNANP: A cargo de la reglamentación y aplicación de disposiciones para proteger el medio ambiente afectado por actividades para el aprovechamiento diversificado de los recursos geotérmicos.
- MINCENTUR (Ministerio de Comercio Exterior y Turismo): A cargo de la promoción comercial de productos locales y para promover el turismo.
- MEF-Pro inversión-Cofide: que se encargará de la promoción de las inversiones futuras en la utilización múltiple de los recursos geotérmicos.
- Universidades: Se encargarán de la preparación de los recursos humanos necesarios para supervisar y ejecutar los proyectos geotérmicos y su utilización múltiple.
- Comisión Geotérmica Multi-sectorial: Para estar a cargo de la asistencia del MEM-DGE en la coordinación de todos los ministerios e instituciones.

⇒ En cuanto al uso múltiple de la energía geotérmica, es requerido el desarrollo de un sistema legal para el desarrollo de recursos geotérmicos y su explotación considerando su uso combinado con otros objetivos. Además, se requiere el apoyo gubernamental, como ser subsidios, un sistema tributario preferencial, etc para el uso múltiple del proyecto, Para validar la viabilidad de un proyecto de multi-uso, se recomienda la implementación de un proyecto piloto dirigido por el Gobierno.

II-1.6 Plan de acción para el Desarrollo Geotérmico

En esta sección, el equipo de trabajo propone un plan de acción en relación con todas las áreas (marco legal del sistema / organización, apoyo / ayuda del gobierno y de uso múltiple) para la promoción de desarrollos de energía geotérmica en el Perú y basado en las recomendaciones que se describen en las secciones anteriores. El calendario anual del plan de acción se muestra en la Tabla II-1.6.1, y los planes de acción que podrían ser ejecutados por organizaciones relacionadas se muestra en la Tabla II-1.6.2.

En el calendario anual que se muestra en la Tabla II-1.6.1, las acciones a tomarse se clasifica en dos grupos, uno de ellos comprende aquellas acciones con objetivos que se desean lograr en un corto plazo, y, el otro, aquellas acciones a tomarse en forma continua para lograr objetivos en el mediano o largo plazo. En cuanto a los objetivos a corto plazo, en primer lugar, la política básica para promover el desarrollo geotérmico debe ser claramente proclamada. En segundo lugar, se debe de manera constante, dar adecuado manejo y e instrucciones apropiadas durante las actividades de exploración y explotación geotérmica llevadas a cabo por el sector privado. Los temas relacionados con la gestión o dirección de las actividades de desarrollo por el sector privado se enumeran en los objetivos a corto plazo. Además, los elementos necesarios para preparar la participación gubernamental directa en los Proyectos de generación de energía geotérmica (por ejemplo, una empresa de propiedad estatal) también figuran en los objetivos a corto plazo. Se supone que los objetivos a corto plazo se llevarán a cabo dentro de los tres próximos años, ya que las actividades de exploración de recursos en el ámbito de los derechos de exploración concedidos en el año 2011 deberán básicamente completados en el año 2014 (período de exploración de tres años). Objetivos tales como las acciones para hacer realidad desarrollos geotérmicos por medio de empresas estatales, capacitación continua para varias organizaciones, el estudio de potencial adicional de recursos en áreas inexploradas, etc., figuran entre los objetivos a mediano o a largo plazo.

Tabla II-1.6.1 Planes de acción para cada área y programa anual

	Objetivos de corto plazo		Objetivos de largo plazo							Comentarios
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020-	
Revisión de la participación objetivo de ER			▼					▼		Estado presente: 5% de la demanda total de energía
Licitación de proyectos ER		▼		▼		▼		▼		Cada dos años
Marco Legal										
- Establecimiento de política	■									Plan Nacional de ER etc.
- Revisión de la Ley de Geotermia (tanto sea necesario)	Manejo de los Desarrollos por el Sector Privado, etc.
- Revisión de la Ley de ER (tanto sea necesario)	
- Guías para las consideraciones ambientales naturales y sociales	■	■								
Organización y Sistema										
- Refuerzo en capacidades en desarrollo y manejo geotérmico	■	■	DGE·INGEMMET
- Red para la promoción geotérmica	■	■								MEM, Comité Geotérmico
- Actualización del sistema de base de datos	■	■								
- Organización para geotermia de la empresa pública	■	■	■	■	■	■	■	■	■	Electroperú, etc.
- Refuerzo de capacidades para el sector público en la participación en proyectos geotérmicos			
Apoyo gubernamental										
- Financiamiento para el desarrollo (Préstamo de segundo piso, etc.)	■	■								COFIDE, etc.
- Esquema APP	■	■								Financiación con intereses bajos, etc.
- Exploración a cargo del sector público	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
- Actualizar el conocimiento del potencial geotérmico	INGEMMET
Utilización de propósito múltiple										
- Manejo del recurso del agua caliente	■	■								
- Marco legal para el uso de propósito múltiple	■	■								
- Establecimiento de sistema de subsidio	
- Proyecto público demostrativo	■	■	

Tabla II-1.6.2 Planes de acción para cada organización

	Marco Legal	Sistema/Organización	Apoyo Gubernamental	Uso multipropósito
MEM-DGE	- Establecimiento de políticas - Revisión de la Ley de Geotermia - Revisión de la Ley de ER - Guías para las consideraciones ambientales naturales y sociales	- Refuerzo de capacidades para el manejo del desarrollo - Red de promoción de la geotermia - Actualización del sistema de base de datos - Organización para geotermia de la empresa pública	- Desarrollo del sistema financiero (Préstamo de segundo piso) - Establecimiento del esquema APP - Exploración por el sector público	- Manejo del recurso de agua caliente - Marco legal para uso de propósito múltiple - Establecimiento del sistema de subsidio - Proyecto piloto a cargo del sector público
MEM-DGAAE	- Guías para las consideraciones ambientales naturales y sociales	- Refuerzo de capacidades para el manejo del desarrollo - Red de promoción de la geotermia - Actualización del sistema de base de datos		- Manejo del recurso de agua caliente (Contaminación de aguas)
MEM-Multisectorial Committee of Geothermal	- Establecimiento de políticas	- Red de promoción de la geotermia (como elemento pivote de la red)	- Exploración por el sector público - Continuar estudios en campos sin exploración	- Manejo del recurso de agua caliente - Proyecto piloto a cargo del sector público
MEM-INGEMMET		- Refuerzo de capacidades para el manejo del desarrollo - Red de promoción de la geotermia - Actualización del sistema de base de datos - Organización para geotermia de la empresa pública - Reforzamiento de capacidades del sector público para la participación en proyectos geotérmicos	- Exploración by public sector - Continuar estudios en campos sin exploración	- Manejo del recurso de agua caliente - Proyecto piloto a cargo del sector público
OSINERGIMIN	- Revisión de la Ley de ER	- Red de promoción de la geotermia	- Establecimiento del esquema APP	
COES-SINAC		- Red de promoción de la geotermia		
University, etc.		- Red de promoción de la geotermia	- Continuar estudios en campos sin exploración	- Pilot project by public sector
State-owned Companies (Electroperu, etc.)		- Red de promoción de la geotermia - Organización para geotermia de la empresa pública - Reforzamiento de capacidades del sector público para la participación en proyectos geotérmicos	- Desarrollo del sistema financiero (Préstamo de segundo piso) - Establecimiento del esquema APP - Exploración por el sector público	- Proyecto piloto a cargo del sector público
Ministry of Environment	- Guías para las consideraciones ambientales naturales y sociales	- Red de promoción de la geotermia		
Ministry of Agriculture, Ministry of Exterior Commercial Trade and Tourism		- Red de promoción de la geotermia		- Manejo del recurso de agua caliente
Ministry of Economy and Finance		- Red de promoción de la geotermia	- Desarrollo del sistema financiero (Préstamo de segundo piso) - Establecimiento del esquema APP - Exploración por el sector público	- Establecimiento del sistema de subsidio

- El MEM-DGE debe formular el "Plan Nacional de Energías Renovables" tan pronto como sea posible. Concretos objetivos y políticas del Gobierno deben estar claramente establecidas en el plan nacional.
- El actual marco legal compuesto por la Ley de recursos geotérmicos y La ley para la promoción de Proyectos de generación eléctrica con energías renovables, no parece contener los problemas fundamentales. Sin embargo, cuando surgen problemas en la aplicación del marco, o cuando se produzcan retrasos frecuentes en el desarrollo llevado a cabo por el sector privado, debe ser revisado o actualizado el sistema legal en materia de gestión del desarrollo por el sector privado y la participación directa de las empresas estatales.

- Es deseable que el MEM-DGAAE aumente sus conocimientos sobre los impactos ambientales relacionados con la energía geotérmica través de trabajos de colaboración con el Ministerio de Ambientes, y formular las directrices para las consideraciones ambientales naturales y sociales para el desarrollo geotérmico. Esto especialmente para el desarrollo en las áreas protegidas, para las cuales se debe tener cuidado en la formulación de las directrices que puedan permitir el desarrollo geotérmico complementado con medidas de mitigación adecuadas para los impactos ambientales, teniendo en cuenta que la generación de energía geotérmica es una fuente de baja carga ambiental.
- MEM-DGE y INGEMMET debe adecuarse para profundizar sus conocimientos sobre la exploración / explotación de recursos geotérmicos, y para fortalecer su capacidad de manera que bien podrían gestionar y dirigir las actividades de desarrollo hechas por las empresas privadas.
- Es conveniente impulsar una red de trabajo entre las organizaciones gubernamentales con el fin de observar y vigilar la evolución del desarrollo geotérmico hecho por la Empresa privada, además para hacer frente a los problemas en la promoción de desarrollos geotérmicos. Es necesario intensificar el sistema y la administración del comité de energía geotérmica, que es la organización adecuada para asumir el papel central de la red.
- Un sistema de actualización debe ser establecido en el MEM-DGE y el INGEMMET, para la utilización continua de la "Base de Datos de Desarrollo Geotérmico", desarrollado en este estudio de Plan Maestro.
- Desde la perspectiva de medio/ largo plazo, es conveniente establecer un sistema de organizaciones gubernamentales (por ejemplo, empresas de propiedad estatal) para participar en proyectos de generación de energía geotérmica, y para continuamente intensificar la capacidad de la empresa.
- Como parte del plan de apoyo al sector privado, es conveniente establecer un sistema de desarrollo financiación para incluyendo los préstamos de "dos pasos", tal que una empresa privada puedan adquirir financiamiento a bajo interés Además, se debe considerar algún tipo de sistema de tributación preferencial.
- Es necesario el rápido establecimiento de un régimen de asociación como un proyecto gubernamental de generación de energía geotérmica para hacer frente a las posibles situaciones en las que el desarrollo por el sector privado no crece como se esperaba. Además, desde un punto vista a medio / largo plazo, debe establecerse un esquema concentrado en la perforación exploratoria por medio de una organización gubernamental.
- Es necesario un continuo estudio y trabajo de exploración cuyo objetivo será clarificar el potencial de energía geotérmica en áreas inexploradas para determinar nuevos Campos candidatos para el desarrollo geotérmico. INGEMMET debe estar a cargo de los trabajos de exploración, tal como lo solía hacer hasta el presente. Se requiere la expansión de la organización de INGEMMET y la intensificación de su capacidad.
- Para promover el los usos múltiples de la energía geotérmica, el MEM debe colaborar con el Ministerio de Agricultura y el Ministerio de Exterior de Comercio y Turismo, las actuales autoridades competentes para los recursos y su utilización, con el fin de establecer un sistema legal y un sistema de subsidios para las Empresas para utilización del calor geotérmico, incluyendo la utilización simultánea de calor con la generación de energía. A raíz de la creación, es deseable se lleve a cabo un proyecto piloto por organizaciones no gubernamentales, tal así que el proyecto pueda convertirse en un modelo de la aplicación del sistema legal y de subsidios establecido.

II-2 Base de Datos para el desarrollo Geotermico

II-2.1 Objetivos del Construcción de una Base de Datos

La recolección y el análisis de los datos relacionados con los campos promisorios de energía geotérmica en Perú se llevaron a cabo para este estudio. La información está contenida en la base de datos de recursos geotérmicos que se construyó recientemente para el estudio. La base de datos para desarrollo geotérmico se construye sobre la base de la Base de datos de recursos geotérmicos mediante la adición de otra información sobre la oferta y la demanda eléctrica, la red de energía, el medio ambiente natural y social, y así sucesivamente. Por lo tanto, la base de datos no se centra en el campo específico de energía geotérmica para proporcionar información detallada del campo, sino también que es integral para brindar información general de desarrollo de energía geotérmica en el Perú y la información básica para cada campo geotérmico en el país. La base de datos de desarrollo de energía geotérmica se puede utilizar para buscar y actualizar la información necesaria sobre el desarrollo de energía geotérmica en el Perú. La base de datos se espera que ayude a acelerar el desarrollo de energía geotérmica en el Perú.

II-2.2 Especiación de la Base de Datos

La base de datos del Plan Maestro Geotérmico Perú ha sido creada utilizando el sistema de MS-Access base de datos relacional. En una base de datos relacional diferentes categorías de datos y de información se almacenan en tablas diferentes que están unidos uno a uno y también relaciones uno-a-varios, lo que permite el almacenamiento de datos en forma eficiente y flexible, con un mínimo de duplicación y flexibilidad de recuperación de datos.

La puesta en marcha del menú de la base de datos se muestra en la Figura II-2.2.1.

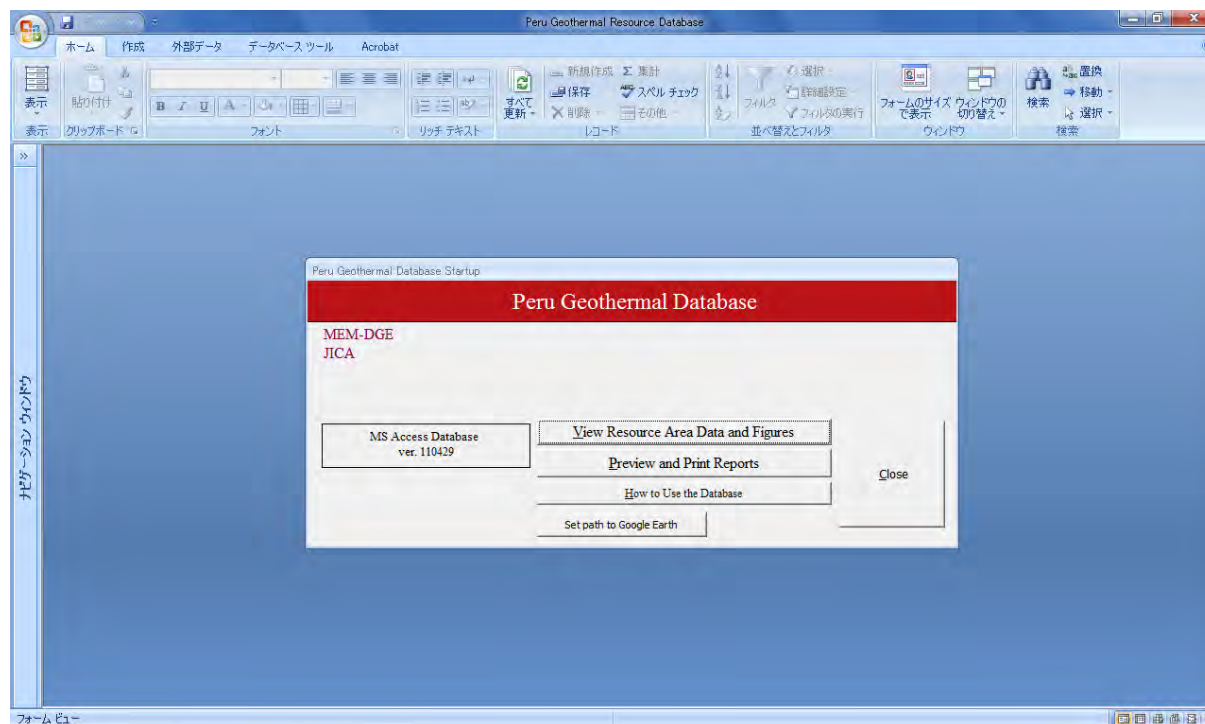


Figura II-2.2.1 Menú de entrada de la Base de Datos de recursos geotérmicos

Hay un menú desplegable para elegir la zona de recursos de la pantalla de inicio. La información del campo seleccionado se puede navegar y editar desde esta pantalla. Un ejemplo de la pantalla se muestra en la Figura II-2.2.2.

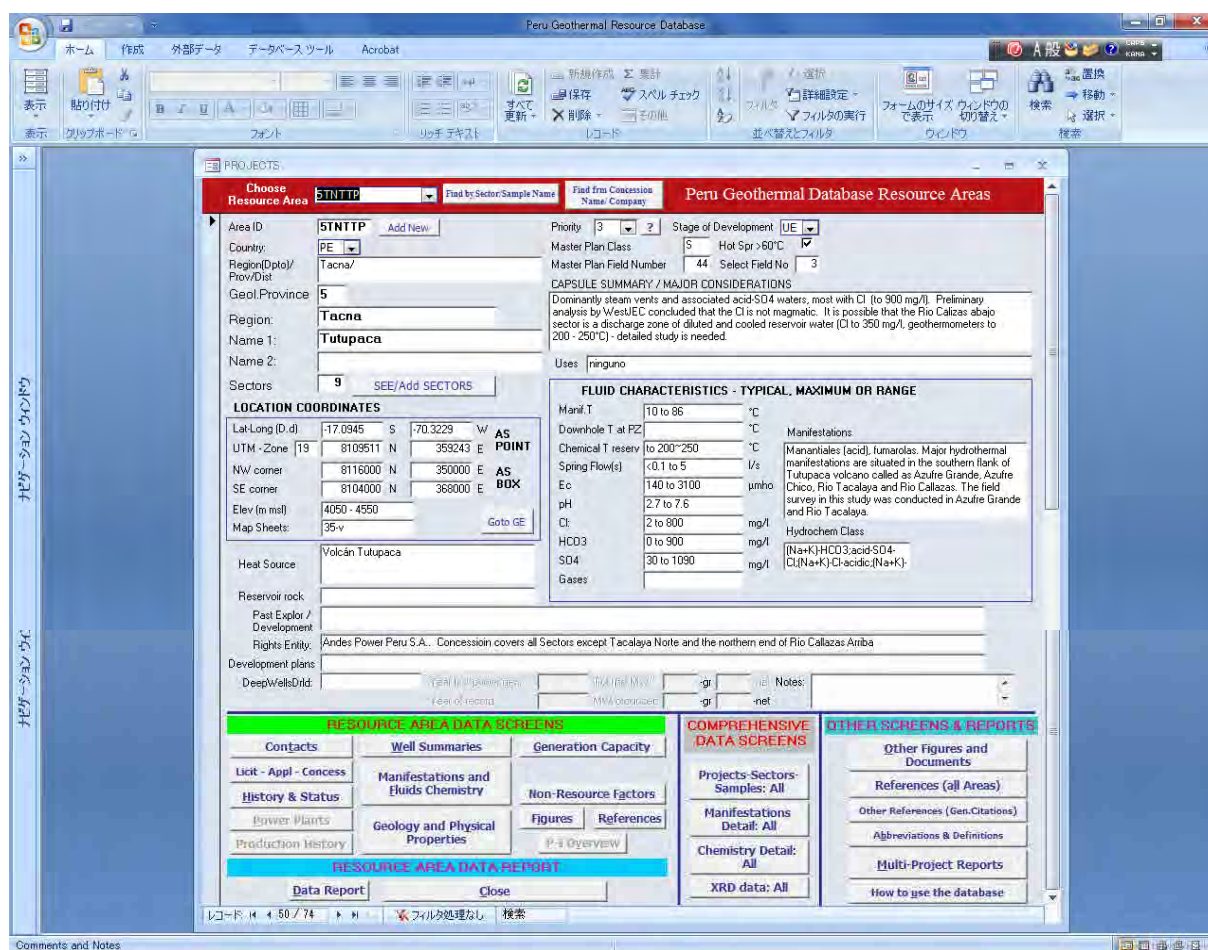


Figura II-2.2.2 Ejemplo de la pantalla principal para selección de campos en la base de datos geotérmica

La organización de datos se muestra en la Tabla II-2.2.1. Como se mencionó anteriormente, las manifestaciones geotérmicas en el Perú fueron clasificadas en 61 campos. Con el fin de incluir la información de fuentes termales aisladas, dispersas en todo el país y que no se encuentran en uno de los ya reconocidos "campos", fueron preparados doce grupos adicionales, que se combinan con los 61 campos ya existentes para formar las 73 diferentes áreas de recursos. También existe un registro de información para todo el Perú.

Tabla II-2.2.1 Lista de “Campos Geotérmicos” para la Base de Datos recursos geotérmicos

Región Geotérmica	No.	Región	Nombre del Campo
(Norte del Perú)	1	Tumbes	Tumbes
	2	Amazonas	El Almendral
	3	Amazonas	Corontochaca
	4	San Martín	San Mateo
	5	San Martín	Picurohuasi
	6	Loreto	Contamana
1. Cajamarca-La Libertad	7	Cajamarca	Quilcate
	8	Cajamarca	Cajamarca
	9	Cajamarca-La Libertad	Huaranchal
	10	La Libertad	Cachicadan
2. Callejón de Huaylas	11	Ancash-La Libertad	Tablachaca
	12	Ancash	Huancarhuas
	13	Ancash	Chancos
	14	Ancash	Olleros
	15	Huanuco-Ancash	Azulmina
3. Churín	16	Lima	Conoc
	17	Pasco	Huayllay
	18	Pasco	Tambochaca
	19	Lima	Oyon
	20	Lima	San José
4. Central	21	Junín	Yauli
	22	Huancavelica	Coris
	23	Huancavelica	Nonobamba
5. Eje Volcánico Sur	24	Cusco-Apurímac	Cconoc
	25	Apurímac	Pincahuacho
	26	Apurímac	Antabamba
	27	Ayacucho	Puquio
	28	Ayacucho	Paila del Diablo
	29	Ayacucho	Pararca
	30	Arequipa	Ocoruro
	31	Arequipa	Cotahuasi
	32	Arequipa	Orcopampa
	33	Arequipa	Cailloma
	34	Arequipa	Coropuna
	35	Arequipa	Chivay
	36	Arequipa	La Calera
	37	Arequipa	Yura
	38	Arequipa	Jesús
	39	Moquegua	Ubinas
	40	Moquegua	Ulucan
	41	Moquegua	Calacoa-Putina
	42	Moquegua	Collo/Titire
	43	Moquegua-Tacna	Crucero
44	Tacna	Tutupaca	
45	Tacna	Calientes	
46	Tacna	Ancocollo	
47	Tacna	Borateras	
48	Tacna	Chungara-Kallapuma	
6. Cuzco-Puno	49	Cusco	Machu-Picchu
	50	Cusco	Choquecancha
	51	Cusco	Pacchanta-Marcapata
	52	Cusco	La Raya
	53	Puno	Ollachea
	54	Puno	Pasanocollo
	55	Puno	Hatun Phutina
	56	Puno	Putina
	57	Puno	Chaqueylla
	58	Puno	Pinaya
	59	Moquegua	Jesús María
	60	Moquegua	Exchage
	61	Puno	Collpa Apacheta

Cada campo geotérmico se caracteriza por un código de identificación 6 caracteres denominado PROJID.

- El primer carácter es el número de la Región (per ejemplo, Eje Volcánico Sur).
- El Segundo carácter indica el nombre de la Región.
- Los tres últimos caracteres indican el campo.

Así, por ejemplo, el campo Tutupaca tiene un código de identificación de seis caracteres. EL primero, "5" identifica la región geotérmica "Eje Volcánico Sur". Los siguientes dos caracteres "TN" se refieren a la región, "Tacna". Los tres últimos caracteres "TTP" indican el nombre de campo, "Tutupaca".

La mayoría de los campos geotérmicos incluyen numerosas zonas de aguas termales esparcidas por el campo, por lo que cada campo se ha subdividido en una serie de "sectores" separados. Algunas de las 73 áreas de recursos tienen un solo sector (es decir, sólo hay una zona de aguas termales, ya sea pequeña o muy grande). Algunos tienen más de 10 sectores diferentes (es decir, hay más de 10 áreas diferentes de aguas termales que pueden o no estar relacionadas entre sí).

II-2.3 Datos e información en la base de datos

Los datos e información contenidos en la base de datos se muestran en la Tabla II-2.3.1. En cuanto a todo el Perú, el mapa de recursos geotérmicos, mapa nacional de sistema de red, etc. se encuentran contenidos. En cuanto al cada campo geotérmico, se guardan datos e información sobre los recursos geotérmicos, balance del suministro y la demanda eléctrica, los problemas del medio ambiente natural y social, y otra información. La descripción de los datos y la información para cada campo geotérmico se detalla a continuación:

Tabla II-2.3.1 Datos e información en la Base de Datos

Área	Categoría	➤ Datos e información
Todo el Perú	Recursos Geotérmicos	➤ Mapa de recursos Geotérmicos ➤ Coordinadas de cada Campo
	Sector Eléctrico	➤ Mapa del sistema de Red Nacional
	Natural y social	➤ Mapa de áreas ambientales protegidas
	Otros	➤ Ley Orgánica de Recursos Geotérmicos
Cada Campo	Recursos Geotérmicos	➤ Datos Geológicos. ➤ Datos Geoquímicos ➤ Modelo Geotérmico ➤ Condiciones y resultados de la estimación de recursos
	Sector Eléctrico	➤ Plan de desarrollo de Planta de generación y línea de transmisión. ➤ Acceso la línea principal de la red.
	Natural y social	➤ Resultados de IEE para campos promisorios, estimación de reducción de emisión de GEI, etc
	Otros	➤ Estado de aplicación

II-2.3.1 Recursos Geotérmicos

En cuanto a los datos relacionados con los recursos geotérmicos, se encuentran incluidos los datos básicos de geología y geoquímica de todos los campos, como así también el resultado de la evaluación preliminar de los recursos potenciales de cada campo. También se encuentran Modelos conceptuales geotérmicos de nueva construcción para los campos seleccionados como prometedores. Además, se

almacenan los datos de entrada, como ser el área de la reserva, las propiedades de las rocas, etc., utilizados para la simulación Monte Carlo y el resultado del cálculo.

II-2.3.2 Demanda y suministro de Potencia eléctrica

En cuanto a los datos relacionados con el sector eléctrico, se encuentra el nombre de la subestación más cercana y la longitud requerida de línea de transmisión para cada campo geotérmico presentado.

II-2.3.3 Ambiente Natural y Social

En cuanto a los datos relativos al medio ambiente natural y social, se encuentra el mapa del área de protección ambiental. Se resume el estudio ambiental preliminar en los 13 campos seleccionados y se almacena una relación de posición entre campo prometedor y área protegida/ reserva. La reducción estimada de emisiones de CO₂ que se espera obtener se deriva de la sustitución de una central térmica con la plantas de energía geotérmica que se construirá en cada uno de los 13 campos prometedores seleccionados y los resultados también se encuentran contenidos en la base de datos.

II-2.3.4 Autorización para la Exploración y la Concesión para la Generación de Potencia.

Información relacionada con las autorizaciones de Explotación y la Concesión para un Proyecto de generación de energía eléctrica también se encuentra almacenada en la Base de Datos. Actualizada a Noviembre de 2011.

II-2.4 Vinculación con otras Bases de Datos

El DGE y el INGEMMET tienen sus propias bases de Datos. Las características de cada una de estas Bases son las siguientes:

La base de datos propiedad de la DGE contiene información sobre la Concesión de generación eléctrica, distribución y líneas de transmisión y subestaciones, como se muestra en la Tabla II-2.4.1. La base de datos es utilizada por la DGE como la organización jurisdiccional encargada de administrar la información de toda la industria eléctrica en el Perú. Por lo tanto, sus características son diferentes a las de la base de datos que se va a construir en este estudio. Ante esta situación, se hizo una discusión con la DGE y se acordó la construcción de la base de datos para desarrollo geotérmico en forma independiente a la base de Datos de la DGE.

Tabla II-2.4.1 Contenido de la base de Datos de la DGE

Categoría	Contenido
Concesiones de Generación	Empresa, Código de Empresa, Concesión, Código de Concesión, Sección, Fuente de generación, Situación (derecho extinguido, derecho vigente, en trámite, en trámite aprobado, inadmisible, silencio administrativo), Tipo de Concesión (autorizado, concesión definitiva, concesión temporal, informante)
Concesión de Distribución	Empresa, Código de Empresa, Concesión, Código de Concesión, Nombre de Zona, Código de Zona, Sistema Eléctrico, Máxima demanda, Horas de Servicio, Número de usuarios
Líneas de Transmisión o Sistemas Interconectados	Empresa, Código de Empresa, Concesión, Código de Concesión, Línea, Tensión, Capacidad, Tipo de Concesión (autorizado, concesión definitiva, concesión temporal, informante), Ancho de Servicio
Subestaciones	Empresa, Nombres de Subestación, Tensión

El INGEMMET tiene su propia base de datos llamada "GEOCATMIN". Esta está hecha pública por medio del Internet. Los datos se actualizan constantemente y el usuario puede descargar los datos que necesite a través de Internet. La dirección URL de GEOCATMIN es la siguiente.

http://geocatmin.ingemmet.gob.pe/geocatmin_en/

En cuanto a la construcción de la base de datos geotérmica, su diseño se discutió con el INGEMMET. Después de la discusión, se decidió que los datos y la información en GEOCATMIN no deben incluirse en la base de energía geotérmica porque los datos de GEOCATMIN son dinámicos y se actualiza continuamente. Por lo tanto, la base de datos que se construyó en este estudio sólo proporciona la información para acceder a GEOCATMIN, y el usuario puede referirse a GEOCATMIN a través de Internet, si lo considera necesario. El ejemplo mostrado en la Figura II-2.4.1 muestra una ventana de GEOCATMIN.



Figura II-2.4.1 Ejemplo de una ventana de GEOCATMIN

II-2.5 Gestión y actualización de la Base de Datos

Es necesario gestionar de forma adecuada y actualizar la base de datos esto cuando haya nueva información disponible u ocurran cambios en los datos de la Base de Datos. La DGE se encargará de la gestión de la base de datos y también se espera que el INGEMMET asista a la DGE, en términos de información de recursos geotérmicos. Es preferible que organizaciones relacionadas coordinen a la gestión y actualización de la base de datos con el fin de su eficaz utilización.

II-3 Plan de desarrollo Geotérmico

II-3.1 Criterio de Evaluación para la Priorización del desarrollo Geotérmico

Al establecer el plan de desarrollo de la energía geotérmica en toda la República del Perú, fueron investigados los criterios de evaluación para establecer las prioridades de desarrollo de campos geotérmicos (61 campos). Para determinar las ponderaciones de cada criterio, se puso mayor énfasis en el potencial de recursos geotérmicos existente en cada campo geotérmico. También se priorizaron las relaciones de cada campo geotérmico con áreas protegidas. La eficiencia económica de la energía geotérmica también se tuvo en cuenta entre las consideraciones para aquellas zonas donde, de acuerdo a sus recursos geotérmicos, se evaluaron son prometedoras y cuya detallada investigación se ha hecho en el estudio del Plan Maestro. El segundo más alto énfasis se lo otorgó a la situación actual en la adquisición de la autorización para la exploración, ya que la concesión de una autorización afectaría en gran medida la posibilidad de temprano desarrollo de la energía geotérmica.

Cada campo geotérmico se clasifica como de Rango A, Rango B, Rango C y otros, sobre la base de los resultados de la evaluación de cada criterio de evaluación. Los criterios de evaluación y clasificación de las categorías se muestran en la Tabla II-3.1.1.

Tabla II-3.1.1 Clasificación y Criterio de Evaluación para la Priorización en el Desarrollo

Prioridad	Descripción	Potencial del Recurso	Autorización para Exploración	Topografía and Access	Áreas Protegidas
Prioridad A	Se espera un desarrollo a corto tiempo (los desarrollos se harán aun sin el apoyo del gobierno)	Se espera un alto potencial geotérmico	Aprobados	No hay mayor problema.	No existe
Prioridad B	Siguientes en importancia a los de prioridad A (Se espera solamente la autorización para exploración.)		Se ha aplicado pero aun no se ha aprobado		No existe (por ser confirmado)
Prioridad C	Se espera in desarrollo mas o menos a corto plazo, pero el potencial del recurso esta por ser confirmado.	Se prevé un alto potencial del recurso.	Aprobados	Se requiere topografía de detalle.	No existe (necesidad de confirmar para algunos campos)
Prioridad D-1	El potencial del recurso esta por ser confirmado. (Sin embargo en base a la información disponible se espera un alto potencial.)		No aprobados		
Prioridad D-2	El potencial del recurso esta por confirmar (in embargo en base a la información existente no se espera un alto potencial.)	No es posible la evaluación del potencial del recurso			
Otros	El impacto ambiental de estos proyectos debe evaluarse detenidamente. Si el impacto puede ser evitado o mitigado adecuadamente, debería permitirse el desarrollo geotérmico.	—	—	—	Existencia de áreas protegidas altamente reguladas

- El Potencial de recursos geotérmicos: Todos los campos geotérmicos se clasificaron en los siguientes tres niveles de acuerdo a los resultados de las evaluaciones y los estudios realizados hasta el momento. Potencial de recursos geotérmicos: Todos los campos geotérmicos se clasificaron en los siguientes tres niveles de acuerdo a los resultados de las evaluaciones y los estudios realizados hasta el momento.

- Estudios de recursos y exploraciones han sido suficientemente realizadas y se prevé la existencia de recurso térmico de alta temperatura (Rango-A, Rango-B).
- Los estudios de recursos no son suficientes pero los resultados ya muestran relativamente alta posibilidad de la existencia de recursos geotérmicos a alta temperatura (Fila C, Rango D-1).
- Solo se han realizado unos pocos estudios y el potencial de recursos no se ha aclarado (Fila D-2).

Para la clasificación de rango D-1 y la fila de D-2, fueron investigados los datos sobre los recursos que están disponibles actualmente (temperatura y composición química del agua de manantial) y se evaluó la prospectiva de los recursos geotérmicos alrededor de cada campo. Los criterios en la evaluación fueron: 1) si la temperatura del manantial caliente es superior a 80 °C, o, 2) si la temperatura del agua termal es superior a 50 °C y se obtuvieron altas temperaturas geoquímicas (Na-K-Ca tiene temperatura superior a los 140 °C, si la temperatura K /Mg; supera los 80°C). Los campos que cumplen estos dos criterios se han clasificado dentro del Rango D-1, por la relativamente alta prospectiva de recursos geotérmicos se puede esperar.

- Autorización para la Exploración de Recursos: De entre los campos cuya concesión de autorización para la exploración de recursos ha sido publicada por el MEM (en noviembre de 2011), los campos donde los recursos se espera estén a alta temperatura, fueron clasificados dentro del Rango A. Otros fueron clasificados dentro del Rango C.
- Topografía y accesibilidad: los siguientes dos criterios fueron adoptados.
 - El resultado del trabajo de campo no mostró problemas para convertirse en un Proyecto de generación (Rango A, Rango B ó Rango C)
 - La evaluación de campo no ha sido hecha todavía, y la actual situación no ha sido clarificada. (Rango D-1, Rango D-2)
- Áreas Protegidas: Los campos en o cerca de algunas de las áreas protegidas requerirán estudios detallados de impacto ambiental. Por lo tanto estos campos fueron excluidos de la evaluación prioritaria. Las áreas donde se aplican las "limitaciones en el uso indirecto" (como Parques Nacionales) fueron los ejemplos de tales regiones fuertemente reguladas. Además, el área protegida en la Región Tacna (Vilacota-Maure Área de Conservación Regional) fue, por el momento, excluida de la evaluación prioritaria, ya que en Julio de 2011 SERNANP ya ha concluido que el desarrollo de energía geotérmica en la zona es desfavorable.

La accesibilidad a los sistemas de transmisión existentes, es decir, la distancia de cada campo a las subestaciones, se excluye del criterio de evaluación. La razón de esa exclusión es el hecho que los costos de las líneas de transmisión representarían sólo un pequeño porcentaje del coste total de desarrollo en caso de la mayoría de los campos. Los costos de las líneas de transmisión podrían reducirse debido a la escasa vegetación y también debido a la gran altitud, especialmente en la región sur del Perú.

II-3.2 Priorización del Desarrollo Geotérmico

Para la evaluación de prioridades para el desarrollo geotérmico, la evaluación detallada en base a los planes de desarrollo previstos ha sido aplicada a los campos prometedores que fueron seleccionados en el estudio del Plan Maestro. Evaluaciones simplificadas se aplican a los otros campos geotérmicos.

II-3.2.1 Planes para el Desarrollo de Campos Promisorios

En el estudio del Plan Maestro, fueron elegidos trece (13) Campos geotérmicos como campos prometedores en consideración la investigación de los datos existentes de sus recursos, tomando en cuenta la prospectiva de los recursos geotérmicos y diversas condiciones concernientes al desarrollo energético. En los campos prometedores, se llevaron a cabo estudios incluyendo los recursos geológicos / geoquímicos, y los planes de desarrollo posible para los campos prometedores han sido concebidos sobre la base de los resultados de los estudios de recursos.

Los resultados de los estudios de los recursos y los detalles de los planes de desarrollo se muestran en el Anexo. La escala de desarrollo previsto y las especificaciones principales para el desarrollo de la energía posible en los campos prometedores se resumen en la Tabla II-3.2.1.

Tabla II-3.2.1 Especificaciones principales para el posible desarrollo de Generación Eléctrica en los Campos promisorios

Nombre del campo	Potencial de Recursos P80 (MWe)	Capacidad posible de desarrollo (MWe)	Unidades	Número de pozos de producción	Número de pozos de reinyección
Chungara-Kallapuma	84,0	75	25MW x 3	19	9
Ancocollo	98,2	90	30MW x 3	18	9
Tutupaca	113,8	105	35MW x 3	15	9
Crucero	79,4	70	35MW x 2	13	7
Pinaya	36,8	35	35MW x 1	13	6
Calacoa-Putina	108,2	100	25MW x 4	25	13
Ulucan	27,4	25	25MW x 1	5	4
Jesus Maria	17,3	10	10MW x 1	7	3
Ccollo/Titire	39,7	35	35MW x 1	10	5
Cailloma	9,1	5	5MW x 1	5	2
Chivay - Pinchollo	162,9	150	25MW x 6	22	13
Puquio	34,3	30	30MW x 1	12	5
Chancos	15,3	5	5MW x 1	5	2
Total	826,4	735	-	-	-

Además, los costos de desarrollo del proyecto de energía geotérmica en los campos prometedores y el precio de venta de electricidad (USD cent / kWh) para el mantenimiento de la TRFI superior a el 12% fueron examinados. Los resultados de las evaluaciones económicas se muestran en el Anexo.

II-3.2.2 Desarrollo Prioritario

Los resultados de las evaluaciones de desarrollo prioritario para 61 campos geotérmicos, incluyendo los campos prometedores, se muestran en la Tabla II-3.2.2. En la tabla, varios datos e información, incluyendo los recursos prospectivos (temperatura del agua caliente y su composición química), estimación del potencial de los recursos, las relaciones con áreas protegidas y la concesión de derechos de exploración se muestran junto con los resultados de la clasificación.

Tabla II-3.2.2 Clasificación de Prioridades de Desarrollo de 61 Campos Geotérmicos en Perú

Región Geotérmica	No.	Región	Nombre del Campo	Elevación (m a.s.l.)	Manantiales Calientes				Potencial (MWe)			No. de Sector	Posible Capacidad a Desarrollar (MWe)	Red Connection		Autorización para Exploración (a Diciembre 2011)			Importancia de Desarrollo	
					Manantiales calientes	T Na/KCa-max (°C)	T K/Mg-max (°C)	Cl max (ppm)	C Campos Promisorios *	Otros Campos	Total			Posible Subestación	Distancia (km)	Área Protegida	Aplicación	Autorización		Nombre del Área en la Aplicación
Perú Norte	1	Tumbes	Tumbes	64	48	72	117	8,400		15	15	2		Tumbes S/S	11					D-2
	2	Amazonas	El Almendral	449	45	72	107	565		10	10	2		Nueva Jaen S/S	33					D-2
	3	Amazonas	Corontochaca	1583	28	39	56	183,000		7	7	5		Caclic S/S (2015)	36					D-2
	4	San Martín	San Mateo	1048	41	87	44	2,450		14	14	3		Moyobamba Nueva S/S (2015)	36					D-2
	5	San Martín	Picurohuasi	238	63	176	125	396,000		58	58	6		Tarapoto S/S	36	Area Conservation Regional / Parque Nacional b.z.				-
	6	Loreto	Contamana	98	64	140	52	15,200		48	48	3		Pucallpa S/S	143	Zona Reservada (direct use)				D-1
1. Cajamarca-La Libertad	7	Cajamarca	Quilcate	2087	63	218	161	1,240		70	70	7		Cerro Corona S/S	47					D-1
	8	Cajamarca	Cajamarca	2696	71	71	77	101		29	29	2		Cajamarca S/S	8	Coto de Caza (direct use)				D-2
	9	Cajamarca-La Libertad	Huaranchal	1941	74	221	123	220		54	54	5		Cajamarca S/S	43	Coto de Caza (direct use)				D-2
	10	La Libertad	Cachicadan	2855	70	204	83	841		40	40	3		Alto Chikama S/S	22					D-1
2. Callejón de Huaylas	11	Ancash-La Libertad	Tablachaca	2586	50	220	76	353		29	29	5		Sihuas S/S	29					D-2
	12	Ancash	Huancarhuas	2487	89	224	159	1,840		89	89	10		Kimán Ayllu S/S	36		V	V	Rupha / Yungay / Huancarhuaz	C
	13	Ancash	Chancos	2943	72	231	143	1,670	15.3	21	36.3	4	5	Huaraz S/S	30		V		Chancos	D-1
	14	Ancash	Olleros	3388	41	146	110	432		29	29	4		Conococha S/S	25	Parque Nacional (indirect use)	V		Olleros Sur / Olleros Norte	-
	15	Huanuco-Ancash	Azulmina	3437	70	69	45	170		53	53	5		Conococha S/S	22					D-2
3. Churín	16	Lima	Conoc	2538	49	93	55	290		21	21	3		Cahua S/S	11					D-2
	17	Pasco	Huayllay	4220	50	-	-	21		10	10	1		Huanuco S/S	22					D-2
	18	Pasco	Tambochaca	3408	60	226	118	673		24	24	2		Uchuchacua S/S	8					D-1
	19	Lima	Oyon	3003	61	190	53	354		45	45	5		Paragsha 2 S/S	47					D-2
	20	Lima	San Jose	3500	73	189	102	772		25	25	2		Carhuamayo S/S	47					D-1
4. Central	21	Junín	Yauli	4100	41	206	108	623		7	7	1		Pomacocha S/S	11					D-2
	22	Huancavelica	Coris	2000	50	221	128	1,880		10	10	1		Cobriza I S/S	18					D-1
	23	Huancavelica	Nonobamba	3754	44	235	128	1,880		15	15	3		Ingenio S/S	22		V		Ninobamba	D-2
5. Eje Volcánico Sur	24	Cusco-Apurímac	Cconoc	2538	41	80	58	45,800		43	43.3	3		Abancay S/S	18	Santuario Histórico b.z. (indirect use)				-
	25	Apurímac	Pinchahucho	3098	62	192	103	638		25	25	2		Cotaruse S/S	29					D-1
	26	Apurímac	Antabamba	3628	43	223	136	498		15	15	2		Cotaruse S/S	36					D-2
	27	Ayacucho	Puquio	4053	80	369	210	2,110	34.3	10	44.3	1	30	Cotaruse S/S	113		V	V	Geronta	A
	28	Ayacucho	Paila del Diablo	3814	81	169	119	1,400		54	54	4		Cotaruse S/S via Pararca and Cotahuasi	36		V	V	Umacusiri	C
	29	Ayacucho	Pararca	2775	60	202	127	1,020		31	31	3		Cotaruse S/S via Cotahuasi	72		V	V	Sara Sara / Rio Pararca	C
	30	Arequipa	Ocoruro	4475	85	-	-	-		23	23	1		Cotaruse S/S via Antabamba	61	Reserva Paisajística (direct use)				D-1
	31	Arequipa	Cotahuasi	2856	56	174	89	209		65	65	7		T-branch between Cotaruse S/S & Pararca	65	Reserva Paisajística (direct use)				D-1
	32	Arequipa	Orcopampa	4029	55	54	32	66		29	29	4		Cotaruse S/S via Ocoruro and Antabamba	33	Reserva Paisajística b.z. (direct use)				D-2
	33	Arequipa	Cailloma	4278	58	148	87	1,280	9.1	26	35.1	3	5	Cailloma S/S	11		V	V	Turu	C
	34	Arequipa	Coropuna	2986	51	235	70	237		15	15	3		Chuquibamba S/S	8					D-2
	35	Arequipa	Chivay-Pinchollo	3776	93	208	132	2,740	162.9	136	298.9	10	150	Callalli S/S	70		V		Pinchollo / Achumani / Hualca Hualca	B
	36	Arequipa	La Calera	3943	35	186	56	734		9	9	2		Santuario S/S	8	Reserva Nacional (direct use)				D-2
	37	Arequipa	Yura	2504	33	183	38	340		15	15	4		Yura S/S	8					D-2
	38	Arequipa	Jesus	2655	37	209	50	1,330		7	7	2		Cerro Verde S/S	8					D-2
	39	Moquegua	Ubinas	3077	62	91	56	704		24	24	3		Socabaya S/S	43		V		Ubinas	D-2
	40	Moquegua	Ulucan	2734	80	243	145	7,260	27.4	0	27.4	1	25	Socabaya S/S	127		V		Huaynaputina	B
	41	Moquegua	Calacoa-Putina	3300	91	186	118	1,340	108.2	45	153.2	5	100	Moquegua S/S			V	V	Quellaapacheta / Tiscani	A
	42	Moquegua	Ccollo/Titire	4330	83	217	167	11,400	39.7	27	66.7	4	35		117		V		Ccollo / Titiri	B
	43	Moquegua-Tacna	Crucero	4567	73	357	216	7,090	79.4	3	82.4	2	70				V	V	Crucero / Pasto	A
	44	Tacna	Tutupaca	4268	86	215	112	897	113.8	29	142.8	6	105		22		V	V	Tutupaca	A
	45	Tacna	Calientes	4341	90	219	195	3,340	100	0	100	1	100	Moquegua S/S via A S/S	30	Area Conservation Regional	V	rejected	Rio Carientes	-
	46	Tacna	Ancocollo	4216	87	219	206	2,380	98.2	55	153.2	5	90		22	Area Conservation Regional b.z.	V		Ancocollo / Ocururane	B
	47	Tacna	Borateras	4397	87	223	198	2,390	40	31	71	4	50		75	Area Conservation Regional	V	rejected	Borateras / Rio Maure	-
48	Tacna	Chungara-Kallapuma	4349	85	210	170	2,950	84	17	101	4	75			Area Conservation Regional	V		Casiri / Achuco / Rio Kallapuma	-	
6. Cuzco-Puno	49	Cusco	Machu-Picchu	1924	52	211	129	2,260		49	49	6		Sururay S/S	22	Santuario Histórico (indirect use)				-
	50	Cusco	Choquecancha	3010	88	220	124	1,340		43	43	3		Dolorespata S/S	36					D-1
	51	Cusco	Pacchanta-Marcapata	3529	64	192	105	565		40	40	3		Combapata S/S	54					D-1
	52	Cusco	La Raya	3754	52	189	109	4,090		26	26	5		Onocora S/S (2011)	29					D-1
	53	Puno	Ollachea	3313	70	191	113	576		45	45	3		San Rafael S/S	29					D-1
	54	Puno	Pasanocollo	3906	75	172	106	982		65	65	6		Puno S/S	36					D-1
	55	Puno	Hatun Phutina	3724	71	179	109	139		39	39	4		Puno S/S via Putina	50					D-1
	56	Puno	Putina	3986	55	188	79	13,200		53	53	6		Puno S/S	43					D-2
	57	Puno	Chaqueylla	4100	57	119	70	11,300		26	26	3		Tintaya S/S	54		V		Condorama	D-2
	58	Puno	Pinaya	4387	83	193	135	13,400	36.8	27	63.8	3	35	Callalli S/S	70		V	V	Pinaya / Chocopata	A
	59	Moquegua	Jesus Maria	3943	52	152	112	14,300	17.3	17	34.3	3	10	Puno S/S	67					D-1
	60	Moquegua	Exchage	3561	42	176	116	6,360		27	27	5		Socabaya S/S via Ubinas	22					D-2
	61	Puno	Collpa Apacheta	4013	54	153	61	48,600		13	13	2		Puno S/S	40					D-2

Los resultados de la evaluación de prioridad se resumen en la Tabla II-3.2.3. Se esperara un total de 640 MW de generación de energía se lograría en los campos clasificados en prioridad de relativamente alta (rango de A y la fila B).

Tabla II-3.2.3 Resultado del Desarrollo de Evolución de Prioridades

Prioridad	Descripción	Campo Geotermico	Posible potencia (MW)	Posible potencia en total (MW)
Prioridad A	Se espera un desarrollo a corto tiempo (los desarrollos se harían aun sin el apoyo del gobierno)	Tutupaca	105	340
		Crucero	70	
		Calacoa-Putina	100	
		Pinaya	35	
		Puquio	30	
Prioridad B	Sigüientes en importancia a los de prioridad A (Se espera solamente la autorización para exploración.)	Chivay-Pinchollo	150	300
		Ancocollo	90	
		Ccollo/Titire	35	
		Ulucan	25	
Prioridad C	Se espera in desarrollo mas o menos a corto plazo, pero el potencial del recurso esta por ser confirmado.	Cailloma	5	(60)
		Huancarhuas	(30)	
		Paila del Diablo	(15)	
		Pararca	(10)	
Prioridad D-1	El potencial del recurso esta por ser confirmado. (Sin embargo en base a la información disponible se espera un alto potencial.)	17 campos (including Chancos and Jesus Maria)	—	Unknown
Prioridad D-2	El potencial del recurso esta por confirmar (in embargo en base a la información existente no se espera un alto potencial.)	24 campos	—	Unknown
Otros	El impacto ambiental de estos proyectos debe evaluarse detenidamente. Si el impacto puede ser evitado o mitigado adecuadamente, debería permitirse el desarrollo geotérmico.	7 campos (including Borateras, Calientes and Chungara-Kallapuma)	—	>225

Note: Number of the evaluated geothermal fields is 61 in total.

- Rango A: Entre los prometedores campos elegidos, se clasifican en esta clase cinco (5) campos en los que la autorización del derecho de exploración ha sido ya otorgada. Temprano desarrollo de la energía se puede esperar en estos campos ya que las compañías privadas que ganaron la subasta están obligadas a cumplir con sus actividades de exploración en el término tres años.
- Rango B: Cuatro (4) campos en que la autorización del derecho de exploración no se ha concedido aun se clasifican en esta clase. Los campos están al lado de los campos de Rango A, y se puede esperar el desarrollo relativamente temprano de los recursos geotérmicos de estos campos.
- Se clasifican en esta clase. cuatro (4) campos en los que la economía del proyecto es relativamente baja, o donde se espera que el potencial de recursos sea relativamente alto y el derecho de exploración ha sido autorizado. La escala de desarrollo del potencial de los recursos en los campos, excepto en los 13 campos prometedores, se ha estimado conservadoramente en 30%. Sin embargo que la autorización de derechos de exploración se ha concedido en estos campos, es conveniente continuar las investigaciones para la confirmación de recursos o la viabilidad de un eventual Proyecto.

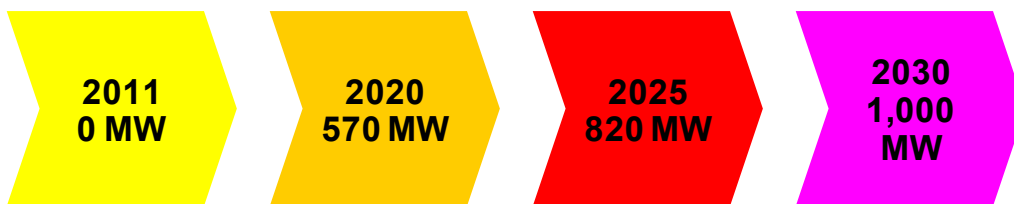
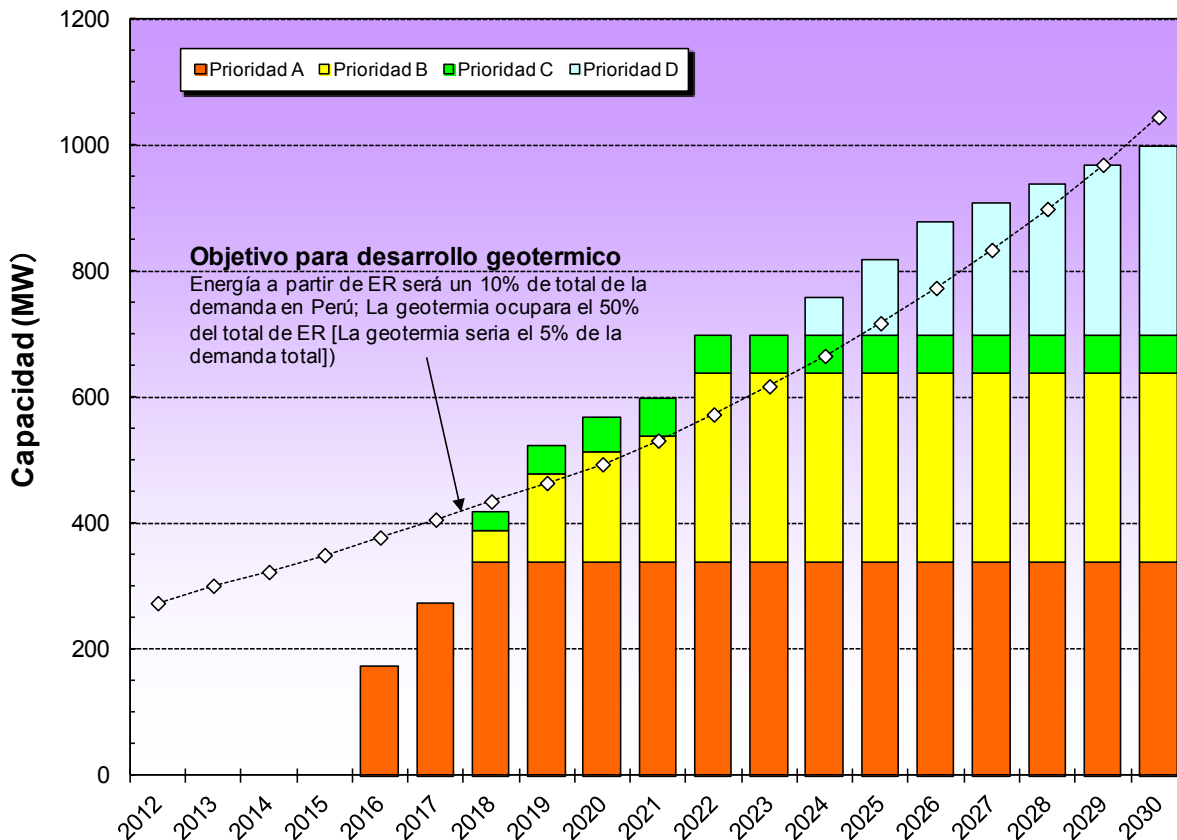
- Rango D-1: Los campos donde se ha realizado estudio de reconocimiento se clasifican en esta clase. Las encuestas de recursos adicionales son necesarios. En estos campos, los datos geoquímicos muestran Prospectiva relativamente alto. Mayor énfasis en el estudio de los recursos debe ser colocado en rango D-1 campos.
- Rango D-2: Los campos donde se han conducido solamente evoluciones simples son categorizados en esta clase y muchos más estudios son necesarios. Los datos existentes hasta el presente no muestran altas perspectivas.
- Otros: Cuatro (4) campos están localizados en la vecindad de Parques Nacionales o santuarios Históricos. También hay tres (3) campos existentes dentro áreas protegidas regionales en la Provincia de Tacna (Área de Conservación Regional Vilacota-Maure).

II-3.2.3 Mapa de Ruta del Desarrollo de la Energía Geotérmica

Se elaboró un plan integrado para el desarrollo de energía geotérmica en el Perú, que tiene como objetivo desarrollar 1.000 MW de energía eléctrica para el año 2030, en conformidad con los objetivos establecidos en las recomendaciones y teniendo en cuenta los resultados de la clasificación de los campos geotérmicos. El progreso anual del plan de desarrollo integrado (la Hoja de Ruta) se muestra en la Tabla II-3.3.1 y la Figura II-3.3.1.

Tabla II-3.3.1 Año previsto para el comienzo de la Generación de Electricidad en Campos Geotérmicos

Prioridad	Región	Nombre del Campo	Nombre del área para la aplicación para autorización	Autorización	Posible potencia (MW)	Año objetivo
A	Tacna	Tutupaca	Tutupaca	V	105	2016
A	Moquegua-Tacna	Crucero	Crucero	V	70	2016
A	Moquegua	Calacoa-Putina	Quellaapacheta	V	100	2017
A	Puno	Pinaya	Pinaya	V	35	2018
A	Ayacucho	Puquio	Geronta	V	30	2018
B	Arequipa	Chivay-Pinchollo 1	Pinchollo / Achumani / Hualca Hualca		50	2018
B	Tacna	Ancocollo	Ancocollo / Ocururane		90	2019
B	Moquegua	Ccollo/Titire	Ccollo		35	2020
B	Moquegua	Ulucan	Huaynaputina		25	2021
B	Arequipa	Chivay-Pinchollo 2	Pinchollo / Achumani / Hualca Hualca		100	2022
C	Ancash	Huancarhuas	Rupha	V	30	2018
C	Ayacucho	Paila del Diablo	Umacusiri	V	15	2019
C	Ayacucho	Pararca	Sara Sara	V	10	2020
C	Arequipa	Cailloma	Turu	V	5	2021
D	-	Otros campos	-		300	2024-2030



Inicio de autorizaciones al 5% de la demanda total de energía

Desarrollo de campos prioridad A : 340 MW

Desarrollo de campos prioridad B: 300 MW

Desarrollo de campos prioridad C: 60 MW

Desarrollo de campos prioridad D: total 300 MW

Figura II-3.3.1 Hoja de Ruta del desarrollo de la Energía Geotermal en el Perú

Los años de inicio previsto para la generación de energía en los campos geotérmicos se determinaron de manera que la producción total pueda alcanzar el 5% de la demanda total de electricidad tan pronto como sea posible. Se asumió que el factor de carga de plantas de energía es igual al 85%. El año de inicio más cercano para la generación de energía sería el 2016, incluso para aquellos Campos clasificados en el rango A y para los cuales la autorización de derechos de exploración ha sido ya concedida en el año 2011. Esto por que las actividades de exploración tomarán tres años y serán necesarios otros tres años más para las actividades de construcción de una Planta. Se supone que serán necesarios dos años más para el comienzo en los campos de Rango B, es decir, el comienzo de los campos de Rango B sería el año 2018. De Chivay-Pinchollo campo en el que la escala de desarrollo es

más grande que en los demás, el primer período de desarrollo se supone sería completado en el año 2018, y el segundo período de desarrollo se supone podría terminarse el año 2022. Para Campos incluidos en el Rango C, el período más temprano del comienzo de la generación de energía se supone sería el 2018, ya que se requiere más tiempo para la investigación y confirmación de los recursos geotérmicos. Comparado con los Campos de rango A. El desarrollo de recursos para los Campos clasificados en el Rango D (Rangos D-1 y D-2) depende largamente del futuro progreso de los estudios y es difícil estimar el periodo necesario antes de del comienzo de la generación. De esta manera, el comienzo de su operación es asumida no ser antes del año 2024.

Los hitos de generación se establecieron de la siguiente manera en la Hoja de Ruta del desarrollo de los Campos geotérmicos: 570 MW en el año 2020, 820 MW en el año 2025, y 1.000 MW en 2030. Para la realización de los objetivos, gestión gerencial e instrucciones adecuadas deben ser dadas a las actividades de exploración hechas por empresas privadas, y es deseable que el gobierno del Perú apoye y / o participe en las actividades de exploración si los estudios de exploración no funcionan con eficacia. Además, es necesario, la Hoja de Ruta debe ser revisada y actualizada de acuerdo a los avances de las actividades de exploración y desarrollo.