

MANUAL DE GEOTERMIA: CÓMO PLANIFICAR Y FINANCIAR LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD





MISIÓN DEL ESMAP

El Programa de Asistencia para la Gestión del Sector Energético (ESMAP, por su sigla en inglés) es un programa global de conocimiento y asistencia técnica administrado por el Banco Mundial. Este programa presta servicios analíticos y de asesoría a países de bajo y medio ingreso para aumentar su conocimiento práctico y su capacidad institucional y lograr así soluciones energéticas ambientalmente sostenibles encaminadas a la reducción de la pobreza y el crecimiento económico. ESMAP cuenta con financiación de Australia, Austria, Dinamarca, Finlandia, Francia, Alemania, Islandia, Lituania, los Países Bajos, Noruega, Suecia y el Reino Unido, así como del Banco Mundial.

Derechos de autor © Junio de 2012
Banco Internacional para la Reconstrucción
y el Desarrollo / GRUPO DEL BANCO MUNDIAL
1818 H Street, NW | Washington D.C. 20433 | EE. UU.

Los informes del Programa de Asistencia para la Gestión del Sector Energético (ESMAP) se publican con el fin de comunicar a la comunidad en el sector de desarrollo los resultados del trabajo del ESMAP. Algunas fuentes citadas en este informe pueden ser documentos informales que no estén fácilmente disponibles.

Los hallazgos, interpretaciones y conclusiones que se expresan en este informe se adjudican absolutamente al o a los autores y no se les debe atribuir de ninguna manera al Banco Mundial, sus organizaciones afiliadas ni miembros de su junta directiva de ejecutivos para los países que representan, como tampoco a ESMAP. El Banco Mundial y ESMAP no garantizan la exactitud de la información incluida en esta publicación y no aceptan responsabilidad en lo absoluto de ninguna consecuencia derivada de su uso. Los límites, colores, denominaciones y otra información que se muestre en cualquier mapa contenido en este informe no implican por parte del Grupo del Banco Mundial juicio alguno sobre la condición legal de cualquier territorio ni el aval de aceptación de tales límites.

El texto de esta publicación puede reproducirse en su totalidad o parcialmente y en cualquier forma para usos educativos o no lucrativos, sin permiso especial, siempre y cuando se otorgue reconocimiento a la fuente. Las solicitudes de permiso para reproducir partes para fines de reventa o comerciales deben enviarse al Gerente de ESMAP a la dirección antes indicada. ESMAP fomenta la divulgación de su trabajo y normalmente otorga el permiso con prontitud. El Gerente de ESMAP agradece recibir una copia de la publicación que a su vez utilice esta publicación como fuente, enviada con atención a la dirección antes indicada.

Todas las imágenes permanecen como exclusiva propiedad de su fuente y no pueden utilizarse para ningún propósito sin el permiso escrito de la fuente.

Redactado por | Magnus Gehringer y Victor Loksha
Programa de Asistencia para la Gestión del Sector Energético | Banco Mundial



ÍNDICE

	Prólogo	vii
	Acrónimos y abreviaturas	viii
	Reconocimientos	1
	Hallazgos principales y recomendaciones	2
1	ENERGÍA GEOTÉRMICA PARA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD	12
	Introducción a la energía geotérmica	13
	Disponibilidad de recursos geotérmicos, tipología y usos	14
	Ventajas y desventajas de la energía geotérmica	19
	Utilización actual de recursos geotérmicos	22
	Visión global de la industria geotérmica	25
	Los campos geotérmicos más grandes del mundo	29
	Escenarios futuros de utilización	29
	Información general sobre tecnología	32
	Generación de energía mediante las tecnologías disponibles	32
	Utilización del calor residual generado por las centrales geotérmicas	35
	Coproducción mediante extracción de fluidos geotérmicos	37
	Economía de la energía geotérmica	38
	Determinación del tamaño de las centrales según el análisis de demanda	38
	Respeto de los límites de sostenibilidad	40
	Cálculos estimados del costo de la inversión	40
	Costos de la energía generada	41
	Comparación con otras tecnologías	43
	Análisis del punto de equilibrio para costos de proyectos geotérmicos	48
	Desafíos de la planificación de sistemas	48
2	DESARROLLO DE PROYECTOS GEOTERMICOS: FASES Y RIESGOS	50
	Fases de desarrollo de un proyecto de energía geotérmica	50
	Fase 1: Inspección topográfica preliminar	51
	Fase 2: Exploración	53
	Fase 3: Perforación de prueba	55
	Fase 4: Revisión y planificación del proyecto	57
	Fase 5: Desarrollo de campo	58
	Fase 6: Construcción	60
	Fase 7: Arranque y puesta en servicio	61
	Fase 8: Operación y mantenimiento	61
	Aspectos ambientales	62
	Riesgos de los proyectos geotérmicos	66
	Riesgo de los recursos o de la exploración	67
	Riesgo de sobredimensionar la central eléctrica	70
	Riesgos financieros debido a un alto costo inicial y un plazo de entrega largo	70
	Riesgo de finalización o retraso	71
	Riesgos operativos	71
	Riesgo de tomador regular y riesgo de precio	71
	Riesgo por normativas, limitaciones de la capacidad institucional y barreras de información	72
	Otros riesgos	72

ÍNDICE

3	ELEMENTOS CLAVE DEL DESARROLLO EXITOSO DE LA ENERGÍA GEOTÉRMICA	74
	Información de recursos	76
	Instituciones	76
	Normativa de derechos de tierras y permisos	79
	El papel de la organización básica de desarrollo geotérmico	81
	Cómo superar limitaciones en la capacidad institucional	83
	Políticas	87
	Instrumentos de políticas nacionales que apoyan la generación de energía geotérmica	87
	Sociedades público-privadas	91
	Seguro contra riesgo geotérmico	94
	Opciones adicionales para un mejor papel del sector privado	94
	Aspecto financiero	96
	Caso para apoyo público	96
	Opciones de financiación para las diferentes fases de un proyecto	98
	Modelos financieros y de desarrollo de uso internacional	100
	Cómo alcanzar altas tasas de rendimiento sobre el capital propio	104
	Alcance de un enfoque de cartera	107
	El papel de los donantes, las instituciones de financiación internacional (IFI) y las entidades financieras para asuntos climáticos	114
	Cierta guía sobre fondos de financiación mediante concesión	117
ANEXO	1 Políticas de protección del Banco Mundial aplicables a proyectos geotérmicos	122
ANEXO	2 El valor de la información generada por las perforaciones con fines de exploración	125
ANEXO	3 Caso ilustrativo de cómo compartir costos de exploración con el gobierno	130
ANEXO	4 Cómo reclamar bonos de carbono	140
REFERENCIAS		144

LISTA DE FIGURAS

Figura	0.1	Costo del proyecto y perfil de riesgos en las diversas fases de desarrollo	4
Figura	1.1	Generación mundial de electricidad (TWh) a partir de insumos renovables distintos a la energía hidroeléctrica para el año 2030	13
Figura	1.2	Mapa mundial de los límites de las placas tectónicas	14
Figura	1.3	Vista esquemática de un sistema geotérmico ideal	15
Figura	1.4	Modelo conceptual de un campo de alta temperatura dentro de un sistema de cordillera volcánica	17
Figura	1.5	Figura esquemática de una cuenca sedimentaria con un yacimiento geotérmico a una profundidad de 2 a 4 km	17
Figura	1.6	Ventajas y desventajas de la energía geotérmica	21
Figura	1.7	Capacidad geotérmica global desde 1950 (en MW)	23
Figura	1.8	Energía geotérmica: capacidad mundial instalada	23
Figura	1.9	Generación de electricidad por medio de energía geotérmica en Islandia por campo, de 1969 a 2009, Orkustofnun	25
Figura	1.10	Punto de equilibrio en costos de inversión del desarrollo de la energía geotérmica a escala de servicios públicos de acuerdo con datos de Islandia	26
Figura	1.11	Estructura de la industria geotérmica	28
Figura	1.12	Capacidad geotérmica global proyectada hasta el año 2030	31
Figura	1.13	Generación de energía geotérmica mediante diversas tecnologías, 2010 (% de un total de 67 TWh)	32
Figura	1.14	Concepto de central geotérmica por condensación	33
Figura	1.15	Concepto de una central eléctrica binaria típica, ciclo de Rankine orgánico (ORC) o ciclo Kalina	34

Figura	1.16	Diagrama idealizado que muestra el uso múltiple de la energía geotérmica	36
Figura	1.17	Diagrama Lindal modificado que muestra aplicaciones para fluidos geotérmicos	37
Figura	1.18	Curva de carga simplificada con fuentes típicas de combustibles	39
Figura	1.19	Curva de selección de tecnologías seleccionadas	46
Figura	1.20	Costos nivelados de energía (USD/kWh) como una función del factor de capacidad	47
Figura	2.1	Desarrollo de un proyecto geotérmico para una unidad de aproximadamente 50 MW	52
Figura	2.2	Sección transversal de resistividad por un campo geotérmico en Islandia	54
Figura	2.3	Plataforma de perforación de tamaño mediano en el Caribe	56
Figura	2.4	Boca y silenciador de pozo geotérmico	58
Figura	2.5	Central geotérmica Krafla de 60 MW en el noreste de Islandia	61
Figura	2.6	Emisiones de CO ₂ por fuente de energía primaria en los Estados Unidos	64
Figura	2.7	Histograma de producción de un pozo geotérmico	68
Figura	2.8	Riesgo de los proyectos geotérmicos y costo acumulativo de la inversión	69
Figura	3.1	Elementos clave del desarrollo exitoso de la energía geotérmica	75
Figura	3.2	Marco institucional del sector energético de Kenia	78
Figura	3.3	Actividades de asistencia técnica de proyectos geotérmicos seleccionados implementados por una empresa consultora en los países en desarrollo	85
Figura	3.4	Instrumentos normativos y de políticas que apoyan la implementación de electricidad renovable	88
Figura	3.5	El modelo BOT de Filipinas: inversionista privado aislado del riesgo de exploración y del riesgo del tomador regular	92
Figura	3.6	Modelos de desarrollo de energía geotérmica en la práctica internacional	101
Figura	3.7	Marco bidimensional de la Integración comparado con la Individualización de la oferta, y de la financiación pública comparada con la financiación privada de proyectos de energía geotérmica en la experiencia internacional	103
Figura	3.8	El desarrollo paralelo de dos o más campos geotérmicos reduce el riesgo de los recursos	109
Figura	3.9	Central eléctrica Olkaria, Kenia	110
Figura	3.10	Ubicación de recursos geotérmicos en Kenia	112
Figura	3.11	Cómo combinar diversas fuentes de financiación para ampliar el desarrollo geotérmico en Indonesia	116
Figura	3.12	Un fondo de otorgamiento de préstamos para una cartera de proyectos geotérmicos	119

LISTA DE TABLAS

Tabla	1.1	Tipos y usos de los recursos geotérmicos	19
Tabla	1.2	Generación de energía geotérmica: países líderes	24
Tabla	1.3	Estructura del mercado para los diversos segmentos de la industria geotérmica	27
Tabla	1.4	Empresas propietarias con capacidad geotérmica de más de 300 MW en el año 2010	28
Tabla	1.5	Plantas geotérmicas que generan más de 3,000 GWh/a (2010)	29
Tabla	1.6	Costos indicativos para el desarrollo geotérmico (50 MW fuera de la capacidad del generador), en millones de USD	41
Tabla	1.7	Costos indicativos observados para la generación de energía en 2010	42
Tabla	1.8	Características de las centrales	44
Tabla	1.9	Costos de combustibles, en USD	45
Tabla	1.10	Datos de la curva de selección: costos totales anuales de capital y de operación (USD/kWh-año) como una función del factor de capacidad	45
Tabla	1.11	Costo nivelado en la curva de selección (USD por cada kWh)	47
Tabla	3.1	Opciones de financiación para las diferentes fases de un proyecto de desarrollo geotérmico	99
Tabla	3.2	Caso sin apoyo público	105
Tabla	3.3	Caso con apoyo público	106
Tabla	3.4	Secuenciación propuesta de fuentes de financiación amparadas por el Plan de inversiones SREP en Kenia	115



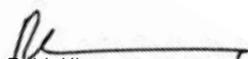
PRÓLOGO

Los países en desarrollo enfrentan múltiples y complejos desafíos en garantizar el suministro de energía asequible y fiable para apoyar el desarrollo económico sostenible. Estos retos pueden abordarse por medio de mayor acceso a una infraestructura energética moderna, mejor seguridad energética por medio de la diversificación de la oferta y una transición a vías de bajo carbono para cumplir con las crecientes demandas energéticas.

Existe un amplio consenso de que la energía renovable tiene un papel importante que desempeñar en la forma de abordar estos retos. En años recientes, el apoyo para inversión en energía renovable se ha convertido en una actividad principal para bancos multilaterales de desarrollo y sus clientes. Por ejemplo, el Banco Mundial ha apoyado el desarrollo geotérmico en África, América Latina, Asia y Europa. El trabajo analítico y la asistencia técnica en energía limpia al nivel global también constituyen una de las principales áreas del Programa de Asistencia para la Gestión del Sector Energético (ESMAP).

Este manual está dedicado a la energía geotérmica como una fuente de energía eléctrica para los países en desarrollo. Muchos países en desarrollo están dotados con importantes recursos geotérmicos que podrían utilizarse de manera más activa. Aparte de los beneficios que se derivan de su naturaleza renovable, la energía geotérmica cuenta con diversas ventajas adicionales que incluyen el suministro de energía estable y fiable a un costo relativamente bajo, a toda hora del día y con pocos riesgos operativos o tecnológicos.

Sin embargo, diversos factores han impedido que los países puedan desarrollar sus recursos geotérmicos. Estos factores se relacionan en gran medida con los altos costos iniciales y el riesgo que implica la exploración de recursos geotérmicos, dentro de los que se incluye la perforación. La exploración inicial y la confirmación del recurso es vital para atraer el interés del sector privado en construir y operar las centrales geotérmicas. Este manual está redactado en un esfuerzo por ayudar a los países en desarrollo alrededor del mundo a ampliar el uso de la energía geotérmica en sus estrategias de desarrollo del sector energético. Esta guía técnica no incluye todos los casos. El objetivo principal es proporcionarles asesoría práctica a los encargados de la toma de decisiones y a los desarrolladores de proyectos sobre cómo estructurar, diseñar e implementar un programa de desarrollo geotérmico.



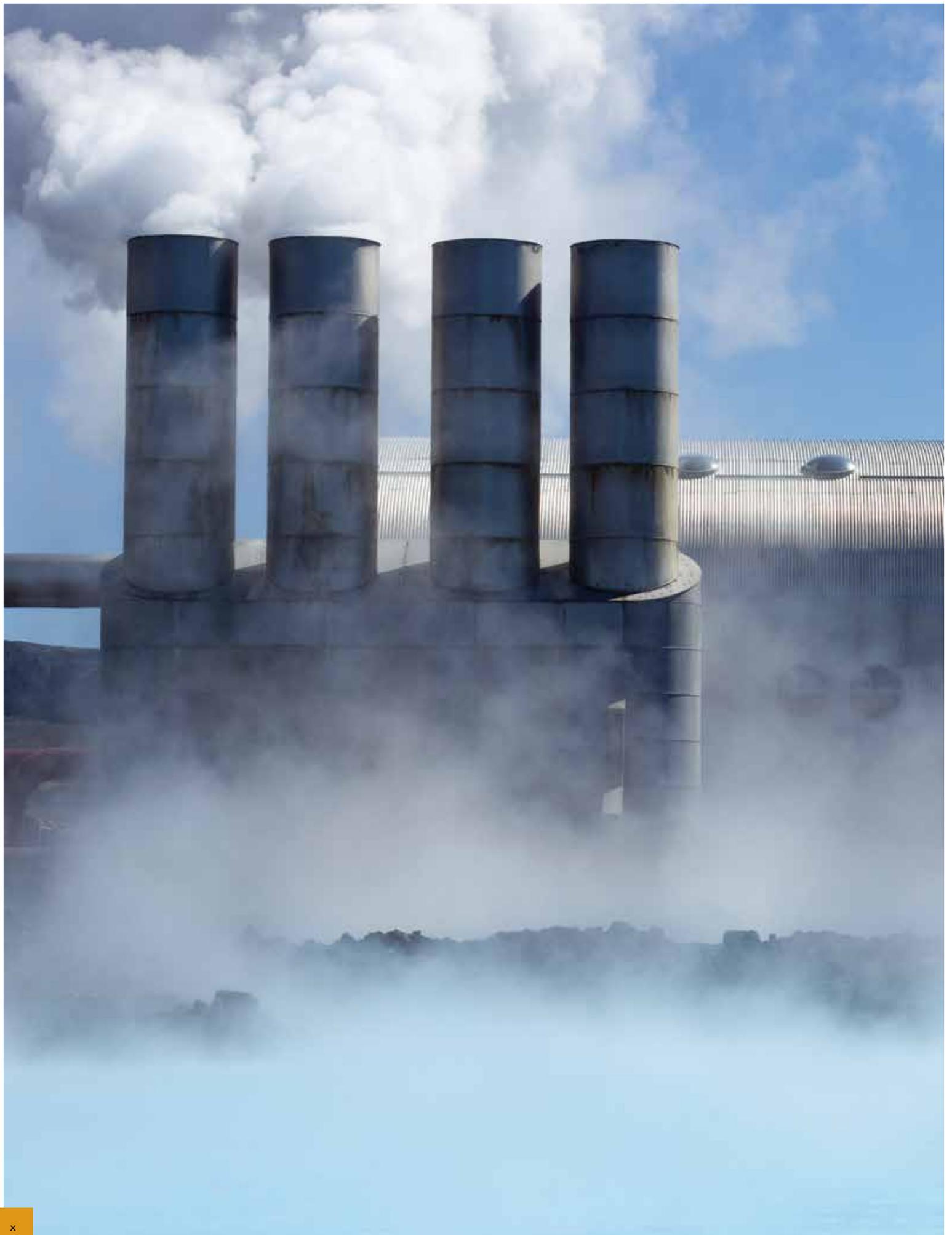
Rohit Khanna

Gerente del Programa ESMAP, Washington, D.C.

ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS

Acre	4,050 metros cuadrados	EPC	Engineering, procurement, and construction (Diseño de ingeniería, adquisición y construcción)
ADB	Asian Development Bank (Banco Asiático para el Desarrollo)	ESMAP	Energy Sector Management Assistance Program (Programa de Asistencia para la Gestión del Sector Energético)
AFD	French Development Agency (Agencia Francesa para el Desarrollo)	F/S	Feasibility study (Estudio de factibilidad)
ARGeo	African Rift Geothermal Development Program (Programa de Desarrollo Geotérmico del Rift de África)	FCFE	Free cash flow to equity (Flujo de caja disponible para capital privado)
BAfD	Banco Africano de Desarrollo	FCFF	Free cash flow to the firm (Flujo de caja disponible para la empresa)
bbl	Barril (petróleo)	FCFP	Free cash flow to the project (Flujo de caja disponible para el proyecto)
BOO	"Build, own, and operate" (Construir, ser propietario y operar)	FI	Financial intermediary (Intermediario financiero)
BOT	"Build, operate, and transfer" (Construir, operar y transferir)	FIT	Feed-in tariff (Tarifa de alimentación)
BTU	Unidad térmica británica = 0.29 Vatios-hora	FMAM	Fondo para el Medio Ambiente Mundial
C	Celsius	FO	Gasóleo
Capex	Capital expenditure (Gasto de capital)	g	Gramo
CEG	Comisión de Energía Geotérmica	GDC	Geothermal Development Company (Kenya) (Compañía para el Desarrollo de la Energía Geotérmica, Kenia)
CER	Certified emission reductions (Reducciones de emisiones certificadas)	GHG	Greenhouse gas (Gas de efecto invernadero)
CFE	Comisión Federal de Energía (México)	GJ	Gigajulio
CFI	Corporación Financiera Internacional	GoK	Gobierno de Kenia
CIF	Climate Investment Funds (Fondos de Inversión para Asuntos Climáticos)	GRI	Geothermal risk insurance (Seguro contra riesgos geotérmicos)
cm	Centímetros	GW	(GWe) Gigavatio (eléctrico) = 1 millón de kW
CO ₂	Dióxido de carbono	GWh	Gigavatio-hora
CPA	CDM project activity (Actividad de proyecto de Mecanismo de desarrollo limpio)	GWh/a	Gigavatios-hora por año (anual)
CSP	Concentrated solar power (Energía solar concentrada)	GWPI	Geothermal well productivity insurance (Seguro de productividad en pozos geotérmicos)
CTF	Clean Technology Fund (Fondo para tecnologías limpias)	H ₂ S	Sulfuro de hidrógeno
DBFO	"Design, build, finance, and operate" (Diseñar, construir, financiar y operar)	HDR	Hot dry rock (Roca seca caliente) (conocida también como EGS)
EA	Environmental assessment (Evaluación ambiental)	HFO	Heavy fuel oil (Gasóleo pesado)
EBIT	Earnings before interest and taxes (Beneficios antes de intereses e impuestos)	IAEA	International Atomic Energy Agency (Agencia Internacional de Energía Atómica)
EBITDA	Earnings before interest, taxes, and depreciation/amortization (Beneficios antes de intereses, impuestos y depreciación/amortización)	IEA	International Energy Agency (Agencia Internacional de la Energía)
ECA	Europe and Central Asia (Europa y Asia Central) (región del Banco Mundial)	IFI	International finance institution (Institución internacional de finanzas)
EDC	Energy Development Corporation (Corporación de Desarrollo Energético) (Filipinas)	IP	Investment plan (Plan de inversión)
EGS	Enhanced (engineered) geothermal system (Sistema geotérmico mejorado (diseñado con ingeniería))	IPP	Independent power producer (Productor independiente de energía)
EIA	Environmental impact assessment (Evaluación de impacto ambiental)	ISOR	Iceland GeoSurvey (empresa consultora geotérmica con sede en Islandia)
EMP	Environmental management plan (Plan de manejo ambiental)	ITH	Income tax holiday (Período de exención del impuesto sobre la renta)
		KenGen	Kenya Electricity Generating Company (Empresa generadora de electricidad de Kenia)
		KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau (grupo bancario Alemán para el desarrollo)
		kg	Kilogramo
		km	Kilómetro
		kW (kWe)	Kilovatio (eléctrico) = 1,000 vatios

kWh	Kilovatio-hora	SAGS	Steam-above-ground system (sistema de recolección de vapor en la superficie)
L	Litro	SREP	Scaling-up Renewable Energy Program (Programa de Aumento del Aprovechamiento de Fuentes Renovables de Energía)
LCOE	Levelized cost of energy (Costo nivelado de la energía)	TA	Technical assistance (Asistencia técnica)
LDC	Load duration curve (Curva de duración de la carga)	TEM	Transient electro magnetic (Transitorio electromagnético) (sondeo)
LNG	Liquefied natural gas (Gas natural licuado)	TGC	Tradable Green Certificate (Certificado ecológico negociable)
m	Metro	TIR	Tasa interna de retorno
m a s l	Metros sobre el nivel del mar	TWh	Teravatio-hora (1 TW = 1,000 GW)
MBTU	1 millón de BTU	UNDP	United Nations Development Program (Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo)
MDB	Multilateral development bank (Banco multilateral de desarrollo)	UNEP	United Nations Environment Program (Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente)
MDL	Mecanismo para un Desarrollo Limpio (de la Convención marco de las Naciones Unidas sobre cambio climático, UNFCCC)	UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change (Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático)
MEMR	Ministry of Energy and Mineral Resources (Ministerio de Energía y Recursos Minerales) (Indonesia)	UNU-GTP	United Nations University Geothermal Training Program (Programa de Capacitación Geotérmica de la Universidad de las Naciones Unidas)
MIGA	Multilateral Investment Guarantee Agency (Organismo Multilateral de Garantía de Inversiones)	USD	Dólar de los Estados Unidos de Norteamérica (moneda)
MSD	Medium speed diesel (Diésel de velocidad media)	UTC	United Technology Company
MT	Magnetotérmico (sondeo)	VP	Valor presente
MW	(MWe) Megavatio (eléctrico) = 1,000 kW	VPN	Valor presente neto
MWh	Megavatio-hora	WACC	Weighted average cost of capital (Costo de capital promedio ponderado)
NCG	Non-condensable gases (Gases no condensables)	WB	World Bank (Banco Mundial)
NEF	National Icelandic Energy Fund (Fondo Nacional de Energía, Islandia)	WBG	World Bank Group (Grupo del Banco Mundial)
NG	Natural Gas (Gas natural)		
NPC	National Power Corporation (servicio nacional de electricidad pública de las Filipinas)		
ONG	Organización no gubernamental		
O&M	Operación y mantenimiento		
ODA	Official development assistance (Asistencia oficial para el desarrollo)		
OECD	Organization for Economic Co-Operation and Development (Organización para la cooperación y desarrollo económico)		
OPF	Obra Pública Financiada (México)		
ORC	Organic Rankine Cycle (Ciclo orgánico de Rankine) (sistema binario)		
PGE	Pertamina Geothermal Energy Corporation (Indonesia)		
PLN	Perusahaan Listrik Negara (servicio nacional de electricidad pública de Indonesia)		
PNOG	Philippine National Oil Corporation		
PdA	Program of Activities (Programa de actividades)		
PPA	Power purchase agreement (Contrato de compra de energía)		
PPP	Public-private partnership (Sociedad público-privada)		
QC	Quality control (Control de calidad)		
R _e	Rendimiento del capital requerido		
RPS	Renewable portfolio standards (Normas para carteras renovables)		



RECONOCIMIENTOS

Los autores principales de este manual son Magnus Gehringer y Victor Loksha, ESMAP. El personal del Banco Mundial y de ESMAP que se menciona a continuación contribuyó a ultimar el manual: Fernando Lecaros, Katharine Baragona, Zhengjia Meng, Harikumar Gadde, Nuyi Tao, Almudena Mateos, Cindy Suh, Marcelino Madrigal, Sameer Shukla, Robert Bacon, Agnes Biribonwa, Heather Austin, and Marjorie Araya.

Los autores están agradecidos por la valiosa guía proporcionada por la gerencia del programa ESMAP, que incluye a Rohit Khanna (Gerente del Programa ESMAP), Pierre Audinet (Jefe de Tarea del Programa de Energía Limpia) y Wendy Hughes (Economista principal en energía). Entre los colegas revisores se incluyen: Migara Jayawardena (EASIN), Nataliya Kulichenko (SEGEN), Xiaoping Wang (LCSEG), Raihan Elahi (AFTEG) y Tom Harding-Newman (CFI).

Se recibieron contribuciones de personas externas al Grupo del Banco Mundial, como R. Gordon Bloomquist, Benedikt Steingrímsson, Bjarni Richter, Sigbór Jóhannesson, Ingvar Birgir Friðleifsson, Kristján B. Ólafsson, Vince Perez, Karl Gawell, Alejandro Peraza Garcia, Roger Henneberger, Enrique Lima, Akin Oduolowu, John Lund y Margret Kroyer.

Nuestro agradecimiento en reconocimiento al apoyo financiero y técnico recibido de ESMAP. ESMAP -un programa global de conocimiento y asistencia técnica administrado por el Banco Mundial- ayuda a los países en desarrollo en sus esfuerzos por aumentar su conocimiento práctico y su capacidad institucional para lograr soluciones energéticas ambientalmente sostenibles encaminadas a la reducción de la pobreza y el crecimiento económico. ESMAP está regulado y financiado por el Grupo Consultor (CG, por sus sigla en inglés) que está compuesto por donantes bilaterales oficiales e instituciones multilaterales, en representación de Australia, Austria, Dinamarca, Finlandia, Francia, Alemania, Islandia, Lituania, los Países Bajos, Noruega, Suecia, el Reino Unido y el Grupo del Banco Mundial.

HALLAZGOS PRINCIPALES Y RECOMENDACIONES

El uso de vapor geotérmico para la producción de electricidad comenzó a inicios del siglo XX, al construirse la primera instalación experimental en Larderello, Italia, en 1904. A finales del 2011, se contaba con una capacidad aproximada de 11 GW de energía geotérmica alrededor mundo, todo construido en su mayoría en las últimas tres décadas. Sin embargo, aun así la electricidad generada de fuentes geotérmicas representa solo el 0,3% de la generación total de energía en el mundo.

El potencial aprovechable de energía geotérmica en varias partes del mundo es mucho mayor que la utilización actual, y la energía geotérmica tiene un importante papel que desempeñar dentro de los sistemas de energía de muchos países. Se ha calculado que aproximadamente 40 países en todo el mundo poseen suficiente potencial geotérmico que podría, desde una perspectiva puramente técnica, satisfacer su demanda de electricidad completa. Se han identificado recursos geotérmicos en casi 90 países y más de 70 países ya cuentan con alguna experiencia en el uso de energía geotérmica. Actualmente, en 24 países se produce electricidad proveniente de energía geotérmica. Estados Unidos y Filipinas tienen la mayor capacidad de energía geotérmica instalada: aproximadamente 3,000 y 1,900 MW, respectivamente. Islandia y El Salvador generan hasta el 25% de su energía eléctrica mediante recursos geotérmicos. Aunque la energía geotérmica tiene potencialmente varios usos, incluida la calefacción directa, este manual se enfoca específicamente en el desarrollo de recursos para la generación de electricidad.

BENEFICIOS DE LA ENERGÍA GEOTÉRMICA. La energía geotérmica posee muchas cualidades atractivas que provienen de su naturaleza renovable y exenta de combustibles fósiles, así como la habilidad de proporcionar energía de carga base y fiable a un costo relativamente bajo. Una vez una central geotérmica inicia operaciones, la misma genera una producción estable sin interrupción, usualmente durante varias décadas, a costos competitivos con otras opciones de generación de carga base, tales como el carbón vegetal. Los riesgos tecnológicos implicados son relativamente bajos; la generación de energía geotérmica a partir de recursos hidrotérmicos -fuentes subterráneas de vapor o fluidos calientes extraíbles- es una tecnología 100% establecida. Para plantas de tamaño mediano (cerca de 50 MW), los costos nivelados de generación están por lo regular entre USD 0.04 y 0.10 por cada kWh, lo que ofrece el potencial de un negocio de energía económicamente atractivo. El desarrollo de un recurso local de energía renovable brinda la oportunidad de diversificar fuentes de suministro de electricidad, así como de reducir el riesgo de futuras alzas a los precios debido al constante aumento en los costos de los combustibles.

CONSIDERACIONES AMBIENTALES Y SOCIALES. Desde una perspectiva ambiental global, los beneficios del desarrollo de la energía geotérmica son incuestionables. Las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) de la generación de energía geotérmica, aunque no siempre son cero, son mucho más bajas que las que se producen por energía generada de combustibles fósiles en ignición. Los impactos ambientales locales del reemplazo de combustibles fósiles por energía geotérmica tienden a ser positivos al ponerse en la balanza, debido principalmente al impacto evitado de la combustión de combustible sobre la calidad del aire y los peligros evadidos del transporte y la manipulación de combustibles. Desde luego, como

cualquier desarrollo de infraestructura, la energía geotérmica cuenta con sus propios impactos y riesgos sociales y ambientales que tienen que ser manejados, y debe consultarse a los grupos afectados durante toda la preparación y desarrollo del proyecto. Los impactos de un proyecto de desarrollo de energía geotérmica usualmente son altamente localizables; pocos de ellos, si hubiera, son irreversibles; y -en la mayoría de los casos- las medidas de mitigación se pueden implementar fácilmente.

BARRERAS PARA EL DESARROLLO. Dadas las ventajas de la energía geotérmica, se tiene que responder la pregunta sobre por qué su nivel de utilización en la actualidad no es más alto de lo que es. Una respuesta es que en términos geográficos, los recursos hidrotérmicos idóneos para la generación de energía no están muy generalizados. En efecto, las estimaciones indican que los recursos geotérmicos en forma de vapor o fluidos calientes se encuentran disponibles solamente en 1/4 a 1/3 de la superficie del planeta. Las tecnologías y técnicas de explotación que podrían aumentar esta cuota no están del todo disponibles todavía. Otra respuesta es que desde el punto de vista de un inversionista, los proyectos geotérmicos son arriesgados -siendo a menudo el riesgo de exploración geológica (o riesgo de los recursos) el desafío más grande- y de gasto intensivo en capital, con un cálculo estimado promedio de costos de inversión de casi USD 4 millones por cada MW lo que aumenta más el riesgo, debido a que el rendimiento del proyecto se vuelve más sensible a los costos de financiación.

Una revisión más detallada de las ventajas y desventajas del desarrollo geotérmico revela que muchas ventajas de la energía geotérmica tienen sus limitaciones. Por ejemplo, aunque los recursos de tierra y espacio son solo una limitación para la energía geotérmica en lograr la escala necesaria que para la mayoría de otras tecnologías de generación de energía, la capacidad máxima de la central al final se ve limitada por la capacidad de producción de calor del yacimiento. Incluso la naturaleza renovable de la energía geotérmica no es incondicional, ya que la capacidad del yacimiento para regenerarse puede verse comprometida por las insosteniblemente altas tasas de extracción o por el fracaso en reinyectar los fluidos geotérmicos.

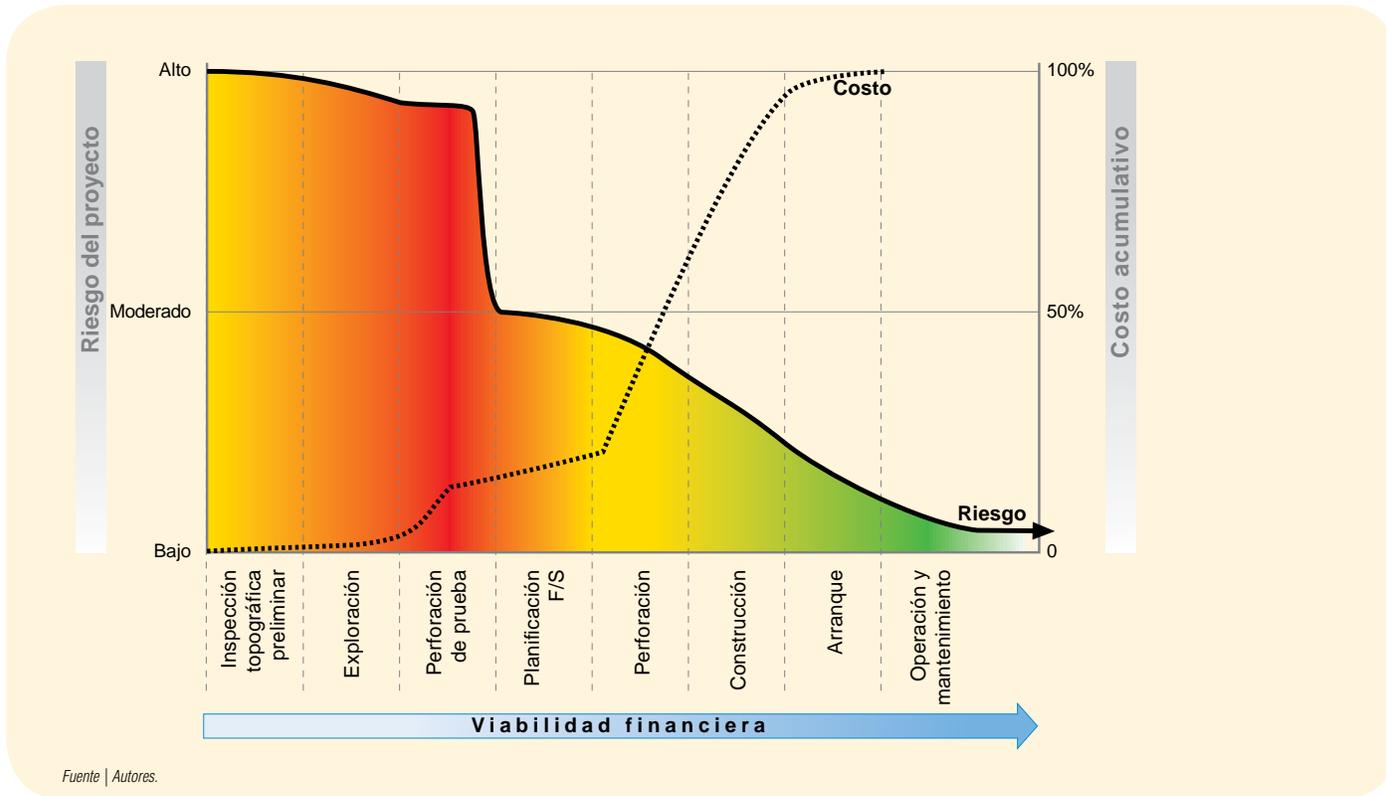
FASES DEL DESARROLLO GEOTÉRMICO. Para comprender mejor la naturaleza de los riesgos que son específicos a la energía geotérmica, es útil considerar el costo del proyecto y el perfil de riesgos de cada fase del desarrollo del proyecto, como se muestra en la Figura 0.1.

Un proyecto de energía geotérmica se puede dividir en una serie de fases de desarrollo antes de que inicie la fase real de operación y mantenimiento:

- inspección topográfica preliminar;
- exploración;
- prueba de perforación;
- revisión y planificación del proyecto;
- desarrollo de campo y perforación de producción;
- construcción y
- arranque y puesta en servicio.

FIGURA 0.1

Costo del proyecto y perfil de riesgos en las diversas fases de desarrollo



Fuente | Autores.

Un proyecto de desarrollo geotérmico de tamaño real normalmente toma de 5 a 10 años para su conclusión. Debido a este largo ciclo de desarrollo del proyecto, la energía geotérmica no es una solución rápida para los problemas de suministro de energía de cualquier país, sino más bien debería ser parte de una estrategia de generación de electricidad de largo plazo.

Muchos de los riesgos del desarrollo geotérmico son esencialmente los mismos en cualquier proyecto de generación de energía conectado con la red eléctrica: riesgo de finalización o retraso; riesgo de tomador regular, riesgo de precio o demanda de mercado, riesgo operativo, y riesgo de normativas. El elevado nivel del riesgo financiero debido a los altos costos a desembolsar por adelantado es común para la mayoría de tecnologías de energía renovable.

Sin embargo, existen riesgos adicionales específicos a los proyectos geotérmicos. Las fases de exploración/explotación/producción (upstream), y especialmente la fase de perforación de prueba, pueden considerarse las partes de mayor riesgo del desarrollo de proyectos geotérmicos. La fase de perforación de prueba es mucho más intensa en capital que todas las fases anteriores, pero sigue estando llena de incertidumbre. Se requiere una inversión significativa antes de saber si el recurso geotérmico cuenta con suficiente potencial para recuperar los costos. Como lo muestra la Figura 0.1, la perforación de prueba puede implicar hasta el 15% del costo general de capital, lo cual es necesario en un punto en que el riesgo de fracaso del proyecto todavía es alto.

El riesgo de recursos (o riesgo de exploración) refleja tanto la dificultad de estimar la capacidad de los recursos de un campo geotérmico como los costos ligados a su desarrollo. Sobredimensionar la central eléctrica es un riesgo estrechamente relacionado con el riesgo de recursos, pero necesita que se le mencione especialmente por dos motivos. El primero es que sobredimensionar la planta aumenta el riesgo de recursos al concentrar los recursos de inversión en una ubicación determinada, lo opuesto a distribuirlo construyendo plantas más pequeñas en varios campos geológicamente independientes. El segundo motivo se relaciona con la sostenibilidad de la operación geotérmica: la capacidad excesiva de la central puede derivar en tasas de extracción no sostenibles que sean resultado de descensos repentinos de presión o hasta de agotamiento del yacimiento.

Equilibrar la probabilidad de éxito contra el costo de fracaso para lograr el mejor resultado esperado puede manejarse mediante técnicas formales, tales como el uso de un árbol de decisiones. El desarrollador del posible proyecto esencialmente se enfrenta a una de tres opciones:

- avanzar de inmediato con la perforación de producción y arriesgarse al fracaso del proyecto;
- emprender la perforación de prueba a un costo conocido pero potencialmente reducir el riesgo de fracaso del proyecto mediante el conocimiento adquirido, o bien
- decidir que el prospecto no es lo suficientemente atractivo para que arriesgar dinero valga la pena aun para fines de prueba.

La técnica permite el análisis y la adopción de opciones que maximizan el valor previsto del desarrollo geotérmico al aplicar probabilidades a diversos resultados del proyecto. La simulación Monte Carlo constituye otra técnica probabilística que se puede aplicar para un análisis más detallado del impacto colectivo de muchas variables.

ELEMENTOS CLAVE DE UN DESARROLLO GEOTÉRMICO EXITOSO. La existencia del potencial geotérmico explotable en el país, aunque esencial, es solamente un prerrequisito para un esfuerzo exitoso de desarrollo geotérmico. Existen cuatro elementos clave que apoyan tal esfuerzo:

- disponibilidad de datos de recursos geotérmicos que sean lo suficientemente precisos y otra información pertinente;
- instituciones eficaces y dedicadas;
- políticas y normativas de apoyo, y
- acceso a financiación idónea para el desarrollador del proyecto.

INFORMACIÓN DE RECURSOS. La información constituye el primer elemento clave que apoya el desarrollo de un proyecto o programa geotérmico. El gobierno del país tiene una función importante que desempeñar al poner la información de recursos geotérmicos a disposición de desarrolladores e inversionistas potenciales. Como mínimo, el gobierno debería mantener registros públicos sobre tales atributos geotérmicos como datos sísmicos (eventos, fracturas, etc.) y datos de perforaciones profundas (temperatura, presión, fallas, permeabilidad). Tiene que ponerse a la disposición un modelo conceptual confiable de todo el sistema geotérmico original (o, como mínimo, del campo o yacimiento que está en desarrollo). También es esencial contar con información sobre los recursos de agua subterránea, ya que esta no debería contaminarse con los fluidos de los yacimientos geotérmicos y constituye una fuente potencial de agua de refrigeración para las centrales eléctricas, entre otros usos.

INSTITUCIONES. El segundo elemento clave es la fortaleza de las instituciones y su organización estructural en relación con el desarrollo de energía geotérmica. Es necesario un marco legal para el uso de recursos geotérmicos -comenzando con la definición de derechos de propiedad- para proporcionar una base para estas instituciones. Aunque el derecho de titularidad del recurso generalmente le queda al estado, en muchos países han evolucionado diversas formas de participación del sector privado en la exploración, desarrollo y explotación del recurso.

Los gobiernos o instituciones reguladoras otorgan los derechos de exploración y explotación geotérmica en áreas particulares por medio de concesiones, arrendamientos, licencias y contratos. El otorgamiento de estos derechos debería basarse en los siguientes tres principios: un marco normativo y legal que sea claro; responsabilidades institucionales bien definidas, así como procedimientos transparentes, competitivos y no discriminatorios, que incluyen medidas adecuadas para controlar las prácticas especulativas.

La experiencia de países que han tenido éxito en desarrollo de energía geotérmica señala la importancia de una serie de factores comunes: una organización nacional (o empresa) dedicada a la exploración y el desarrollo geotérmico capaz de manejar proyectos de infraestructura a gran escala congruente con normas internacionales y de la industria; un ministerio o departamento de gobierno similar que se muestre comprometido y dotado del personal adecuado, a cargo del sector energético y cuyas funciones incluyan planificación explícita para el desarrollo de energía geotérmica; un servicio público nacional de electricidad que se muestre comprometido y esté dotado con el personal adecuado; y un ente regulador capaz (especialmente, dentro del contexto de un mercado de electricidad liberalizado) cuyas funciones incluyan la aplicación de políticas energéticas renovables del país y equilibrar los intereses de generadores y consumidores.

El organismo a cargo de la exploración y el desarrollo geotérmico puede ser un organismo gubernamental o -con más frecuencia- una empresa propiedad del Estado con capacidades industriales que llenen los requisitos. Como ejemplos se pueden mencionar la Geothermal Development Company (GDC) de Kenia, Pertamina Geothermal Energy Corporation (PGE) en Indonesia, Energy Development Corporation (EDC) en Filipinas y la empresa eléctrica estatal integrada (CFE) en México. Los últimos dos ejemplos sugieren que la empresa a cargo de la exploración geotérmica posiblemente no necesariamente tenga a la energía geotérmica como su único enfoque, debido a que el desarrollo geotérmico en Filipinas y México lo encabeza una empresa petrolera propiedad del Estado y una empresa eléctrica estatal integrada, respectivamente. En todos los casos, la empresa o el organismo central son un vehículo por medio del cual el gobierno de un país que intente ampliar su potencia geotérmica asume un papel activo en absorber (con apoyo de donantes internacionales, según corresponda) una parte significativa del riesgo de recursos.

POLÍTICAS DE APOYO. El tercer elemento clave del desarrollo exitoso de energía geotérmica es la presencia de políticas de apoyo para atraer inversionistas privados. Esto es especialmente válido si el país decide hacer la transición de un enfoque de proyecto por proyecto a un enfoque que cree el entorno correcto para inversiones en un esfuerzo ampliado al nivel nacional para implementar energía geotérmica.

Los gobiernos alrededor del mundo usan una amplia gama de instrumentos de políticas y normativas para apoyar la implementación de electricidad renovable. La mayoría de fuentes de energía renovable reciben

apoyo público de varias formas. Los países con sólidas agendas de desarrollo de energía renovable han introducido ya sea tarifas de alimentación (FIT, por su sigla en inglés) u obligaciones de cuota, tales como normas para carteras renovables (RPS, por sus sigla en inglés), como su política básica.

La energía geotérmica destaca como un caso especial entre las fuentes de energía renovable, y el alcance de aplicación de tales instrumentos de políticas debe considerarse detenidamente en el contexto específico de un país en particular. Se debe prestar atención a los enfoques que faciliten la financiación para la fase de perforación de prueba, ya que esta constituye la clave para reducir el riesgo a un nivel que se vuelva más atractivo para la financiación privada. Las políticas que apoyan los rendimientos mejorados durante la fase operativa, tales como FIT y RPS, son por lo general menos eficaces en superar el obstáculo del riesgo de exploración, especialmente en países que carecen de un registro de seguimiento en desarrollo geotérmico. Solo existen algunos ejemplos de esquemas de FIT que se están aplicando a la energía geotérmica y la mayoría de ejemplos de ellos se encuentran en Europa continental. África y Asia han observado un interés incipiente en utilizar tarifas de alimentación de energía geotérmica; pero en algunos casos, los esfuerzos han derivado en políticas que fijan un precio tope en lugar de una FIT (por ejemplo, Indonesia).

El apoyo gubernamental a las sociedades público-privadas (PPP, por su sigla en inglés) que involucra el concepto de construir-operar-transferir (BOT, por su sigla en inglés) o contratos similares puede ser una opción de política lógica para países que pretenden un compromiso más limitado al desarrollo de energía geotérmica, tal como alcanzar un logro particular en un plan de expansión del sistema energético de un país o hasta desarrollar un proyecto individual. El modelo BOT utilizado en Filipinas y el modelo mexicano *Obra Pública Financiada* (OPF) demuestran la eficacia del enfoque.

Después de comprobar la viabilidad comercial de su sector geotérmico por medio de una serie de contratos exitosos de PPP en los que el gobierno asume el mayor riesgo de exploración y de recursos, el país puede considerar realizar la transición a modelos que distribuyan más de este riesgo al desarrollador privado. Se pueden tener en consideración dos enfoques básicos.

El primer enfoque consiste en invitar propuestas de empresas privadas para desarrollar centrales geotérmicas por medio de concesiones o PPP en las que el desarrollador privado asuma más del riesgo de exploración o de recursos. Sin embargo, el desarrollador o inversionista en este caso requerirán que se les compense por el riesgo mayor por medio de un precio más alto de la electricidad para el tomador regular, o por otros medios. Muchos países han preferido financiar directamente las fases riesgosas de la fase de exploración/explotación/ producción (upstream) debido a este conflicto de objetivos. En efecto, los países en desarrollo que involucran activamente al sector privado en el desarrollo geotérmico actual (p. ej., Filipinas) ya han hecho uso de grandes volúmenes de fondos públicos y ayuda oficial al desarrollo para financiar la exploración de recursos geotérmicos.

El segundo enfoque —un compromiso de política nacional para apoyar la generación de energía geotérmica, tal como la FIT, en tanto que elimina gradualmente el apoyo público en las fases de exploración/explotación/producción (upstream)- cuenta con una probabilidad de tener éxito, si: (a) la confirmación de exploración y recursos geotérmicos derivada del apoyo público anterior se encuentra muy avanzada en muchas áreas del país, así que existe una posibilidad considerable para desarrollo inmediato de “proyectos de reacondicionamiento” en lugar de “proyectos nuevos”; (b) las empresas que

se espera que respondan son financieramente aptas para asumir el riesgo de exploración residual, que incluye -de ser necesario- financiación mediante el balance general en lugar de buscarla por medio de préstamos; y (c) la tarifa de tomador regular o FIT es suficiente para compensar al desarrollador por el costo con incremento gradual relativo a alternativas de generación de costo más bajo, si las hubiera.

El aumento de la participación privada en el sector también puede llevarse a cabo mediante la privatización de la empresa nacional de desarrollo geotérmico y sus activos. Sin embargo, esto no necesariamente conduce a un mayor desarrollo geotérmico por parte de las entidades del sector privado entrantes. Tal privatización, por lo tanto, necesita conllevar el compromiso explícito del inversionista para un desarrollo geotérmico mayor.

ASPECTO FINANCIERO. El cuarto elemento clave del desarrollo exitoso de energía geotérmica lo constituye el aspecto financiero. Realizar la ampliación a un desarrollo de energía geotérmica requiere la participación activa tanto del sector público como del privado. Confiar exclusivamente en capital comercial para un desarrollo geotérmico es raramente viable, incluso en mercados de países desarrollados. En países en desarrollo, en donde los retos que van implicados en atraer capital privado hacia proyectos geotérmicos son a menudo mayores, el compromiso del sector público -que incluye al gobierno del país, donantes internacionales e instituciones financieras- constituye un elemento esencial del éxito en la movilización de capital.

Las funciones respectivas del sector público y privado en movilizar las finanzas para desarrollo geotérmico dependen de las circunstancias particulares del país, que incluyen la situación fiscal del gobierno, la preferencia del gobierno sobre el nivel de participación del sector privado; el nivel deseado de integración vertical del mercado de desarrollo geotérmico y otros factores.

Si se tiene pensado obtener financiación del sector privado para proyectos geotérmicos, los costos de capital deben considerarse cuidadosamente, ya que los financistas podrían exigir una prima alta por los riesgos implicados. Esto es válido tanto para la deuda como para el capital social, y se debe hacer especial énfasis en la función de este último. Aunque financiar la deuda por lo regular cubre la mayor parte de los requisitos de capital (comúnmente, del 60% al 70% del costo total del proyecto, los prestamistas usualmente exigen que también se invierta una cantidad significativa del capital en el proyecto. Sin embargo, es probable que los inversionistas capitalistas privados exijan tasas de rendimiento relativamente altas sobre su capital invertido. Exigir un rendimiento sobre el capital del 20% al 30% al año no es poco usual, debido a los riesgos anteriormente indicados.

Además, desde una perspectiva del inversionista capitalista, los factores de riesgo incluyen los riesgos ligados a la estructura de financiación (apalancamiento). Por ejemplo, el rendimiento sobre el capital es sensible a cambios en los términos de financiación de la deuda. Estos términos incluyen, entre otros, la tasa de interés, el período de vencimiento, el período de gracia (si corresponde) y la proporción deuda-capital social.

Una de las opciones para llevar el rendimiento sobre el capital por encima de la tasa de umbral requerida por el inversionista privado es que el gobierno (o donantes internacionales) otorgue-financie una parte de los costos del desarrollo inicial del proyecto, lo que incluye la perforación de exploración. Un ejemplo ilustrativo en el Capítulo 3 de este manual muestra el impacto de un gobierno

o donante comprometido a absorber el 50 por ciento de los costos durante los primeros tres años de un proyecto de energía geotérmica de 50 MW. Tal participación del costo de inversión en las primeras fases del proyecto puede aumentar el rendimiento sobre el capital calculado del inversionista privado hasta un nivel que sea suficientemente atractivo para el inversionista, sin necesidad de que el gobierno subsidie o eleve la tarifa para los clientes.

En el plano internacional, se han utilizado muchos modelos distintos de desarrollo y financiación para el desarrollo de energía geotérmica. Se han adoptado diversos modelos incluso dentro de un solo país, ya sea de forma consecutiva en toda la nación o al mismo tiempo en diferentes campos. Las estructuras de financiación y las correspondientes distribuciones del riesgo pueden variar ampliamente. Sin embargo, una revisión de modelos utilizados históricamente permite identificar los siguientes patrones comunes.

MODELOS DE DESARROLLO DE ENERGÍA GEOTÉRMICA. Las fases de exploración/explotación/producción (upstream) del desarrollo de proyectos geotérmicos tienden a apoyarse en gran medida en inversiones del sector público, en tanto que los desarrolladores privados tienden a ingresar en el proyecto en fases posteriores. El ciclo de desarrollo del proyecto, y algunas veces la estructura más amplia del mercado geotérmico, pueden estar verticalmente integrados o separados (individualizados) en diferentes fases de la cadena de suministro. En una estructura individualizada, más de una entidad pública o más de un desarrollador privado pueden estar involucrados en el mismo proyecto en diversas fases.

En este manual se identifican ocho modelos distintos de desarrollo de energía geotérmica. En un extremo se encuentra un modelo en el que una sola entidad nacional implementa la secuencia completa de las fases de un proyecto geotérmico. Esto lo financia el gobierno nacional, en conjunto con cualquier otro subsidio de donantes y préstamos de entidades internacionales de préstamo. En este modelo, el riesgo lo lleva casi por completo el gobierno, ya sea directamente o por medio de garantías soberanas de préstamos. La carga sobre las finanzas públicas se reduce solo mediante las utilidades devengadas por la venta de electricidad y por subsidios de donantes, si hubiera disponibles. Este modelo se ha utilizado en diversos países que incluyen Kenia, Etiopía y Costa Rica.

Al otro extremo se encuentra un modelo ejemplificado en el desarrollo totalmente privado que encabeza una empresa petrolera internacional, Chevron, en un proyecto geotérmico de 100 MW recién lanzado en Filipinas. Chevron cuenta con los recursos financieros para financiar el proyecto usando las utilidades provenientes de los hidrocarburos y para asumir todo el riesgo desde la exploración hasta la generación de energía. Se pueden encontrar desarrollos privados similares, por ejemplo, en Australia e Italia.

Aparte de los dos extremos con respecto a los papeles que desempeñan los sectores público y privado, existe un amplio espectro de modelos adicionales a descubrir. Algunas veces, más de una empresa estatal o más de un nivel del gobierno están involucrados en el suministro de fondos para el desarrollo geotérmico, en tanto que el papel del sector privado es limitado (por ejemplo, Islandia, Indonesia y México). En otros casos, se utilizan estructuras de PPP en las que el participante privado juega un papel activo (por ejemplo, El Salvador, Japón, Turquía, un nuevo desarrollo en Kenia e Indonesia, y el modelo anterior en Filipinas con base en contratos BOT).

MANEJO DEL RIESGO POR MEDIO DE UN ENFOQUE DE CARTERA. Ya sea que el proyecto sea de propiedad pública o privada, la exposición al riesgo de recursos debe gestionarse cuidadosamente. Las formas de limitar la exposición a este riesgo se basan en los principios de diversificación del riesgo empleado desde hace tanto tiempo por las industrias extractivas, tales como la de petróleo y la de gas. Hasta donde sea posible, debería emprenderse una cartera de proyectos de tamaño moderado de forma paralela, en lugar de implementar proyectos grandes en secuencia. Los países con inventarios extensos de campos geotérmicos identificados se encuentran bien colocados para beneficiarse de la aplicación de un enfoque hacia la perforación de prueba. Por ejemplo, la empresa de desarrollo geotérmico de un país podría tener una cartera de inversiones que consista en varios proyectos para desarrollar campos geotérmicos geológicamente independientes y podría construir la primera central geotérmica de tamaño moderado en cada uno (o en algunos) de los campos. Se recomienda en general que cada proyecto geotérmico inicialmente utilice solo una parte de la capacidad de producción de su respectivo yacimiento geotérmico con el fin de maximizar el rendimiento sobre la información proveniente de las operaciones. Posteriormente, se puede agregar capacidad adicional a la central, de modo que el grado de utilización de la capacidad productiva de cada campo se incremente gradualmente con el tiempo.

Para resumir el punto sobre la gestión del riesgo de recursos, una estrategia que minimice la exposición al riesgo de recursos podría consistir en los siguientes enfoques: exploración de carteras, en la que el país explora y evalúa varios campos geotérmicos, con lo que aumenta la probabilidad de encontrar por lo menos un sitio viable y reducir la probabilidad de pasar por alto oportunidades significativas de desarrollo; desarrollo paralelo de los campos seleccionados entre la cartera para reducir tiempos y costos; y expansión por incrementos graduales o escalonada, lo que reduce el riesgo de agotamiento del yacimiento y descensos repentinos de presión al desarrollar un proyecto de energía geotérmica en pasos de dimensiones cautelosas, lo que será determinado por los datos del yacimiento.

Se puede lograr un papel más sólido para inversionistas institucionales en apoyo al desarrollo geotérmico mediante el incremento de la participación de compañías aseguradoras. La disponibilidad de grandes carteras de proyectos geotérmicos ofrece tierra fértil para los regímenes de seguro, debido a que la gestión del riesgo por medio de la diversificación es la base de la industria de seguros. Para reducir el costo de cobertura, tales esquemas tendrán que apoyarse inicialmente en fuentes públicas de capital subsidiado (incluidos subsidios de gobiernos, donantes o entidades financieras para asuntos climáticos).

ASISTENCIA PARA EL DESARROLLO. La Asistencia Oficial para el Desarrollo (ODA, por su sigla en inglés) disponible de bancos multilaterales y bilaterales de desarrollo, así como de entidades financieras para asuntos climáticos, juega un papel clave en apoyo al desarrollo de la energía geotérmica. La naturaleza de las concesiones del capital suministrado por vehículos financieros para asuntos climáticos, tales como el Fondo para tecnologías limpias (CTF, por su sigla en inglés) y el Programa de Aumento del Aprovechamiento de Fuentes Renovables de Energía (SREP, por su sigla en inglés), unida a la participación de importantes organizaciones internacionales para el desarrollo, tales como bancos multilaterales para el desarrollo (MDB, por su sigla en inglés) crean oportunidades únicas para apalancamiento del capital proveniente de otras fuentes diversas para apoyar las inversiones de bajas emisiones de carbono.

Se ha dedicado una cantidad considerable de esfuerzos y recursos en los años recientes para intentar estructurar los fondos que usan financiación en condiciones favorables con el fin de mitigar el riesgo de recursos geotérmicos. Dos programas importantes, el Europe and Central Asia (ECA) GeoFund y el ArGeo, que apoyan el desarrollo de dichos fondos, han iniciado bajo el auspicio del Banco Mundial. En ambos casos, el Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM) ha sido la fuente principal del capital de concesiones. El diseño y la operación de estos programas han ayudado a la comunidad internacional a aprender valiosas lecciones y a desarrollar una mejor comprensión de las opciones disponibles para el futuro.

Los principios fundamentales que dan pie al diseño de un fondo global o regional exitoso patrocinado por MDB para promover el desarrollo geotérmico han emergido de esta experiencia que se puede resumir de la siguiente manera:

- 1 |** El fondo debe estar muy bien dotado de personal y administrado de manera profesional.
- 2 |** Debe tener un monto clave de capital de concesiones que sea suficiente para apalancar la cofinanciación desde el mercado en general, incluidos el capital y la deuda del sector privado.
- 3 |** El mayor impacto de la financiación mediante concesiones sobre la viabilidad financiera de un proyecto típico de energía geotérmica de tamaño mediano puede esperarse cuando dicha financiación corresponde a la fase de perforación de prueba del desarrollo del proyecto.
- 4 |** El éxito durante la fase de perforación de prueba es clave para eliminar la brecha crucial entre las fases iniciales de arranque que tienen poca probabilidad de atraer financiación mediante endeudamiento y las fases más maduras del proyecto, cuando los financistas comienzan a ver el proyecto cada vez más viable financieramente hablando.
- 5 |** El alcance geográfico de la cartera del proyecto debe cubrir áreas que contengan yacimientos geotérmicos bien establecidos y altamente promisorios, principalmente los que son idóneos para la generación de electricidad. Las áreas deberían también ser lo suficientemente amplias para permitir que una cartera diversa de ubicaciones de proyectos geotérmicos reduzca la concentración del riesgo de recursos.
- 6 |** Los procedimientos operacionales del fondo deben incluir incentivos para que la gerencia aplique principios y técnicas prudentes de gestión del riesgo de inversiones.

Los posibles diseños para un fondo de desarrollo geotérmico patrocinado por donantes incluyen: un fondo de subsidios o subvenciones de capital directo, un fondo de préstamos (représtamos), y un fondo de garantía o seguros por riesgo. La elección del diseño depende de las circunstancias particulares del país o de la región y de los organismos donantes implicados. En principio, cualquiera de estos diseños puede reducir el riesgo de los inversionistas privados y así reducir la prima de riesgo para el rendimiento sobre el capital así como para el costo general de capital, abriendo oportunidades nuevas para atraer inversiones para ampliar la capacidad de energía geotérmica.

ENERGÍA GEOTÉRMICA PARA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD

ASPECTOS DESTACADOS

- Los campos geotérmicos se encuentran por lo general alrededor de áreas volcánicamente activas que a menudo se ubican cerca de los límites de las placas tectónicas. Casi 40 países en todo el mundo poseen suficiente potencial geotérmico que podría, desde una perspectiva técnica, satisfacer su demanda completa de electricidad con energía geotérmica.
- Se produce electricidad proveniente de energía geotérmica en 24 países. Estados Unidos y Filipinas tienen la mayor capacidad instalada de energía geotérmica: aproximadamente 3,000 y 1,900 MW, respectivamente. Islandia y El Salvador generan hasta 25% de su energía eléctrica mediante recursos geotérmicos.
- Puede esperarse que la generación de energía geotérmica a partir de recursos hidrotérmicos tenga un crecimiento de 11 GW en 2010 a 17.5 GW para el 2020 y hasta 25 GW para el 2030. Se espera que la mayor parte de este incremento suceda en la región Asia Pacífico, principalmente Indonesia; el Valle del Rift del África del Este; América Central y del Sur, así como en Estados Unidos, Japón, Nueva Zelanda e Islandia.
- La geotermia es una forma de energía renovable comercialmente comprobada que puede suministrar electricidad y calor de carga base que sean relativamente baratos y de baja huella de carbono, lo que reduce la dependencia de un país en los combustibles fósiles y sus emisiones de CO₂.
- El desarrollo de la generación de energía geotérmica no puede considerarse una solución rápida para los problemas de suministro de energía de cualquier país, sino más bien formar parte de una estrategia de oferta para la generación de electricidad a largo plazo.
- Los proyectos de energía geotérmica se desarrollan mejor en escalones de 30 a 60 MW, con el fin de reducir la concentración del riesgo de recursos y de minimizar el riesgo de explotación no sostenible del yacimiento geotérmico.
- Los costos de inversión por megavatio instalado pueden variar en gran medida, desde USD 2.8 millones hasta USD 5.5 millones por MW instalado para una planta de 50 MW, según factores tales como la geología de un país o de una región, la calidad del recurso (p. ej., temperatura, velocidad de flujo, química) y la infraestructura presente en el lugar.
- A pesar de sus elevados costos por adelantado, la energía geotérmica puede ser competitiva y complementar otras fuentes de generación, gracias a factores de alta capacidad, largas vidas útiles de las centrales y la ausencia de costos recurrentes de combustibles.
- Los costos normalizados de la energía proveniente de recursos hidrotérmicos usualmente se encuentran entre USD 0.04 y 0.10 por kWh.

INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA GEOTÉRMICA

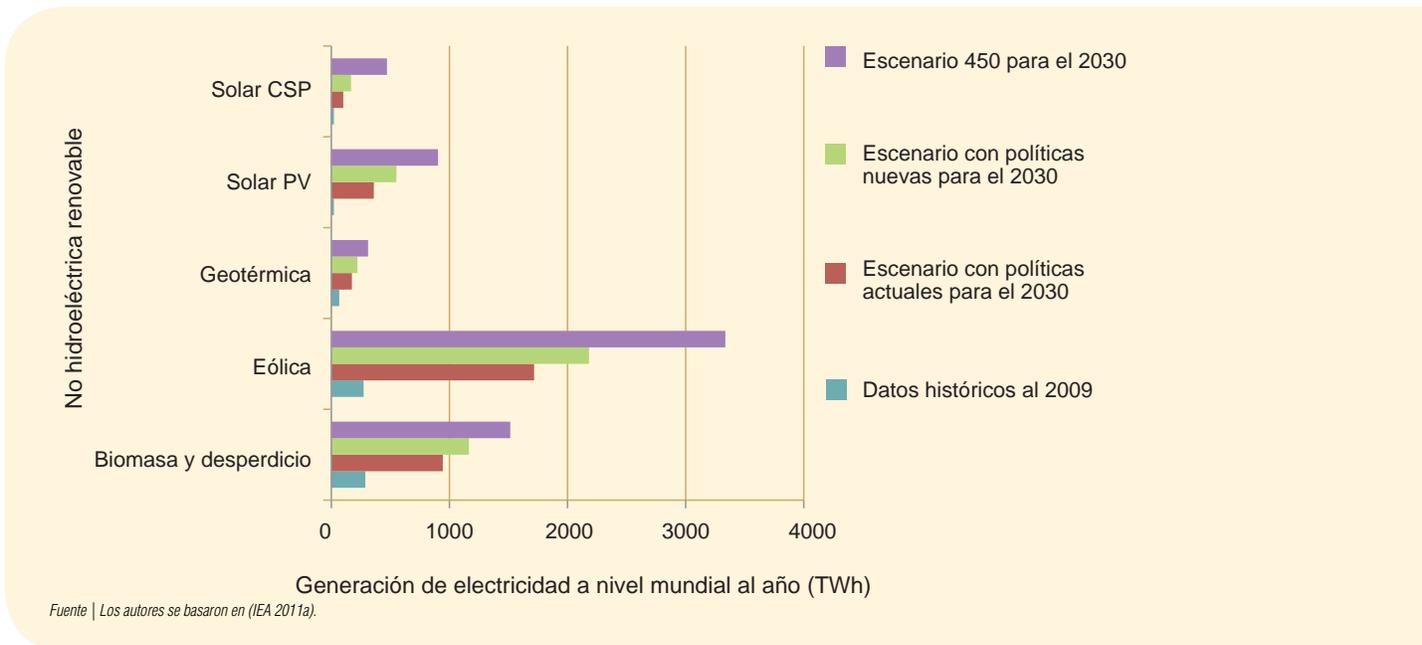
Hasta hace un siglo, la energía geotérmica se conocía principalmente como fuente de calor para fines de hidroterapia (spa) y baños termales. El uso de vapor geotérmico para producción de electricidad comenzó en el siglo XX con la construcción de la primera instalación experimental en Larderello, Toscana, Italia en 1904. Una central de energía geotérmica de 250 kWe comenzó a funcionar ahí en el año de 1913 (Kutscher 2000). Actualmente, se ha construido una capacidad de energía geotérmica de aproximadamente 11 GWe en todo el mundo y en las últimas tres décadas el incremento ha sido de más del quintuple.

La cuota de energía geotérmica en la balanza general de energía del mundo aún es muy pequeña, estando cerca del 0.3% (IEA 2011a), con la posibilidad de crecimiento hasta 0.5% para el año 2030 en el conservador Escenario Actual de Políticas de la Agencia Internacional de la Energía (IEA) o hasta aproximadamente el 1.0% en el agresivo Escenario 450.¹ La escala de la generación de energía geotérmica también es modesta cuando se la compara con otras fuentes de energía renovable (Figura 1.1).

Sin embargo, el potencial de energía geotérmica explotable en algunas partes del mundo es mucho mayor que la utilización actual, ofreciendo un panorama de inversión significativa en aumentos progresivos.

FIGURA 1.1

Generación mundial de electricidad (TWh) a partir de insumos renovables distintos a la energía hidroeléctrica para el año 2030



¹ El Escenario Actual de Políticas proporciona una línea de partida para la forma en la que los mercados energéticos globales evolucionarían en caso de que los gobiernos no hicieran cambios a sus políticas y medidas existentes. El Escenario 450 asume que se toman medidas para limitar la concentración a largo plazo de los gases de efecto invernadero (GHG) en la atmósfera a 450 partes por millón de equivalente de CO₂ para mitigar el cambio climático (IEA 2011a).

Disponibilidad de recursos geotérmicos, tipología y usos

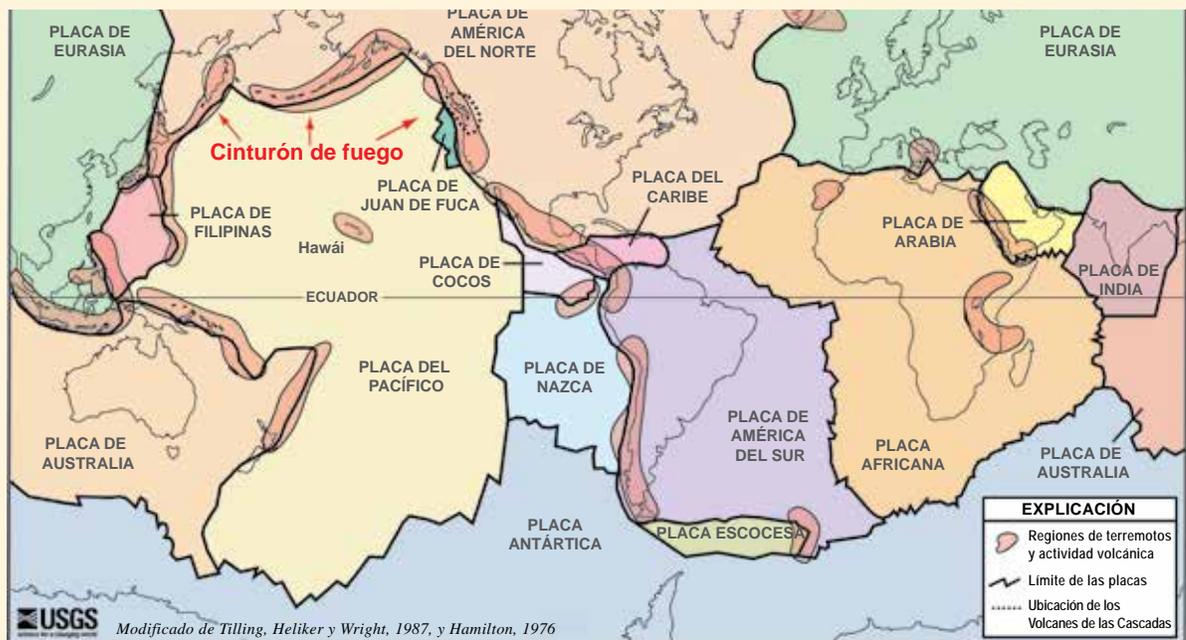
¿Qué es la energía geotérmica y dónde se encuentra?

El calor geotérmico es producido constantemente por la Tierra a partir de la descomposición del material radioactivo en el núcleo del planeta. El calor se mueve hacia la superficie por medio de conducción y convección. En la corteza, el gradiente de temperatura² es típicamente 30 °C por kilómetro, pero puede ser tan alto como 150 °C por kilómetro en áreas geotérmicas calientes.

Si se pudiera llevar aunque fuera una pequeña fracción del calor de la Tierra hasta los puntos de demanda de energía de los seres humanos, el problema del suministro de energía se solucionaría. El potencial técnico global³ del recurso es enorme y prácticamente inextinguible. Sin embargo, acceder a este tremendo yacimiento de energía renovable no es tarea fácil.

FIGURA 1.2

Mapa mundial de los límites de las placas tectónicas



Fuente | Servicio Geológico de EE. UU. (USGS).

² Un gradiente de temperatura describe los cambios en temperatura en una ubicación en particular. En términos de geofísica, se mide usualmente en grados Celsius por kilómetro vertical (°C/km).

³ El potencial técnico representa todos los proyectos que podrían implementarse globalmente, si se descubrieran y utilizaran todos los recursos geotérmicos. El potencial económico se refiere a aquellos proyectos que serían económica y financieramente viables.

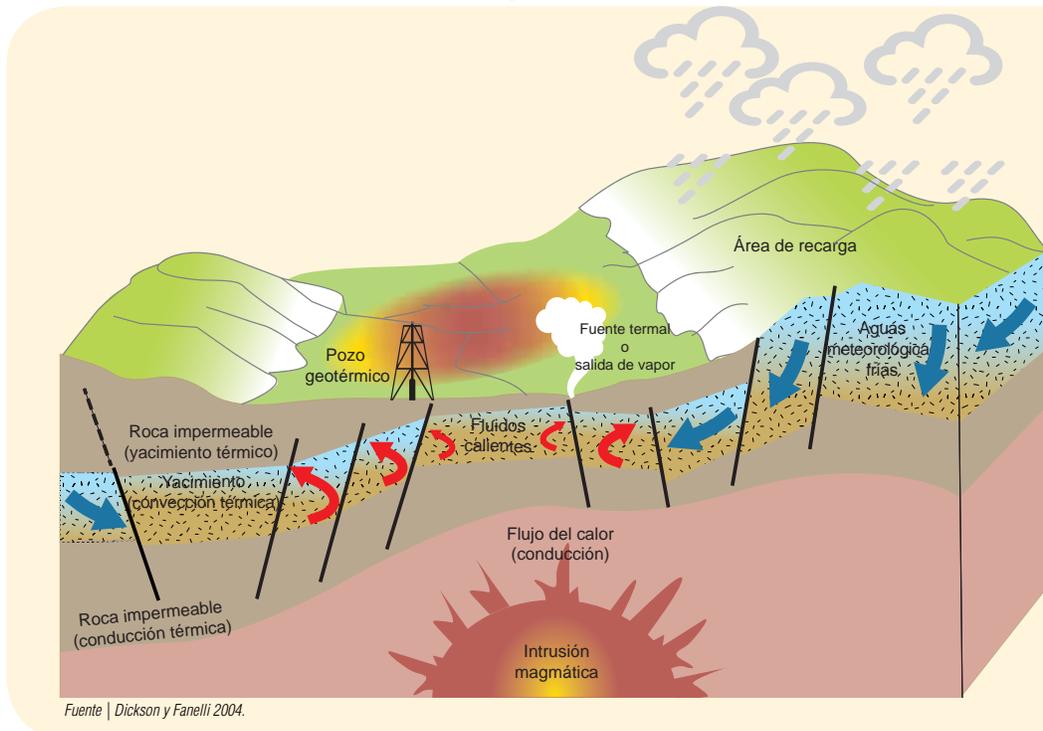
Los mejores campos geotérmicos se encuentran por lo general alrededor de áreas volcánicamente activas que a menudo se encuentran cerca de los límites de las placas tectónicas. Como se muestra en la Figura 1.2⁴, existen solo unas cuantas áreas importantes en el mundo que son ricas en potencial hidrotérmico. Aunque algunos de los recursos geotérmicos se ubican en áreas pobladas y fácilmente accesibles, muchos otros se encuentran en la profundidad del océano, en regiones montañosas y bajo glaciares o cubiertos de hielo.

Además, la tecnología actual de energía geotérmica comercialmente disponible depende de la disponibilidad de los recursos hidrotérmicos -fuentes subterráneas de fluidos o vapor caliente extraíbles- para energizar la central eléctrica. En consecuencia, cuando se aborda el tema de los recursos geotérmicos, este manual mantiene un enfoque congruente sobre recursos hidrotérmicos de alta temperatura (o de alta entalpía⁵) idóneos para generación de energía.

Aun cuando la mayor concentración de energía geotérmica está asociada a los límites de las placas de la Tierra, alguna forma de energía geotérmica se puede encontrar en la mayoría de países; la explotación de los sistemas geotérmicos en áreas de gradientes geotérmicas normales y bajas para calefacción residencial ha adquirido ímpetu durante la última década. Las bombas de calor de fuentes terrestres pueden utilizarse casi en cualquier parte del mundo para producir calor del suelo cerca de la superficie o de yacimientos de agua superficiales.

FIGURA 1.3

Vista esquemática de un sistema geotérmico ideal



⁴ USGS en www.cnsm.csulb.edu

⁵ Los profesionales de la industria a menudo usan los términos "alta entalpía" y "alta temperatura" como sinónimos cuando describen recursos geotérmicos (Eliasson 2001). La entalpía es una medida de la energía total de un sistema termodinámico, que incluye el calor latente de la vaporización/condensación. Como tal, describe con más precisión el potencial de producción de energía de un sistema geotérmico que incluye tanto agua como vapor calientes.

La Figura 1.3 muestra los componentes de un sistema hidrotérmico típico (a base de vapor o agua) relacionado con fuentes volcánicas, que son, en orden ascendente:

- La intrusión magmática (conocida también como cuerpo caliente, en donde el magma caliente penetra una distancia excepcional en la corteza terrestre) suele ser generada por la tectónica de las placas continentales.
- El yacimiento geotérmico real es donde el vapor o agua calientes quedan atrapados bajo alta presión debajo de una capa estrecha y no penetrable de roca y se calienta por la intrusión magmática debajo del mismo.
- Los pozos geotérmicos llegan hasta el yacimiento geotérmico y tienen acceso al vapor o fluido calientes, luego los transfieren por tuberías hasta la central eléctrica, después de lo cual los fluidos usualmente se regresan al yacimiento.
- El agua fresca o pluvial viene de áreas de recarga, como lagos, ríos o mares y proporciona aguas meteóricas frías, que se filtran lentamente por el suelo hasta las capas inferiores a través de grietas y fallas en las rocas.

Clasificación de los sistemas geotérmicos⁶

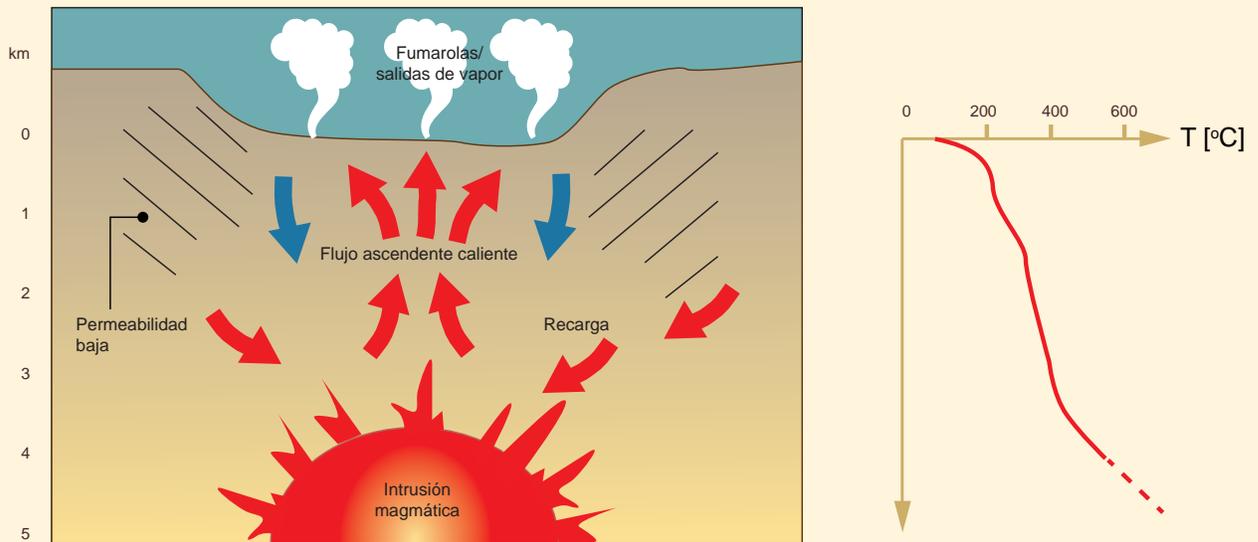
Los recursos geotérmicos se clasifican en diversas formas de acuerdo con la fuente de calor, el tipo de transferencia de calor, la temperatura del yacimiento, el estado físico, la utilización y el escenario geológico. Cuando se los define de acuerdo con la naturaleza del sistema geológico del que se originan, las diferentes categorías son las siguientes:

- **Sistemas geotérmicos volcánicos** están de una u otra forma asociados a la actividad volcánica. El fuentes de calor para tales sistemas son las intrusiones calientes o el magma. Con mayor frecuencia se les sitúa dentro o cerca de complejos volcánicos, tales como calderas, la mayoría en los límites de las placas pero algunas en áreas de zonas calientes. En los sistemas volcánicos, son principalmente fracturas permeables y zonas de fallas las que controlan el flujo de agua (Figura 1.4).
- En **sistemas convectivos de fracturas controladas** la fuente de calor es la costra caliente a profundidad en las áreas tectónicamente activas, con flujo de calor por encima del promedio. Aquí el agua geotérmica ha circulado hasta una profundidad considerable (> 1 km), la mayoría a través de fracturas verticales, para "cosechar" el calor de las rocas.
- **Los sistemas geotérmicos sedimentarios** se encuentran en muchas de las principales cuencas sedimentarias del mundo. Estos sistemas le deben su existencia a la formación de capas sedimentarias permeables a grandes profundidades (> 1 km) y gradientes geotérmicos arriba del promedio (> 30 °C/km). Estos sistemas son conductivos en naturaleza más bien que convectivos, aun cuando las fracturas y fallas desempeñen un papel en algunos casos. Algunos sistemas convectivos (tal como sistemas convectivos de fracturas controladas) pueden, sin embargo, estar arraigados en rocas sedimentarias (Figura 1.5).
- **Los sistemas geopresurizados** son análogos a yacimientos de petróleo y gas geopresurizados en los que el fluido atrapado en trampas estratigráficas puede tener presiones cercanas a los valores litostáticos. Tales sistemas son por lo general bastante profundos.
- **Los sistemas geotérmicos de roca seca caliente (HDR) o mejorados (con diseño de ingeniería) (EGS)** consisten en volúmenes de roca que se han calentado mediante volcanismo o flujo de calor

⁶ La siguiente discusión se basa en Saemundsson, Axelsson y Steingrímsson 2011.

FIGURA 1.4

Modelo conceptual de un campo de alta temperatura dentro de un sistema de cordillera volcánica

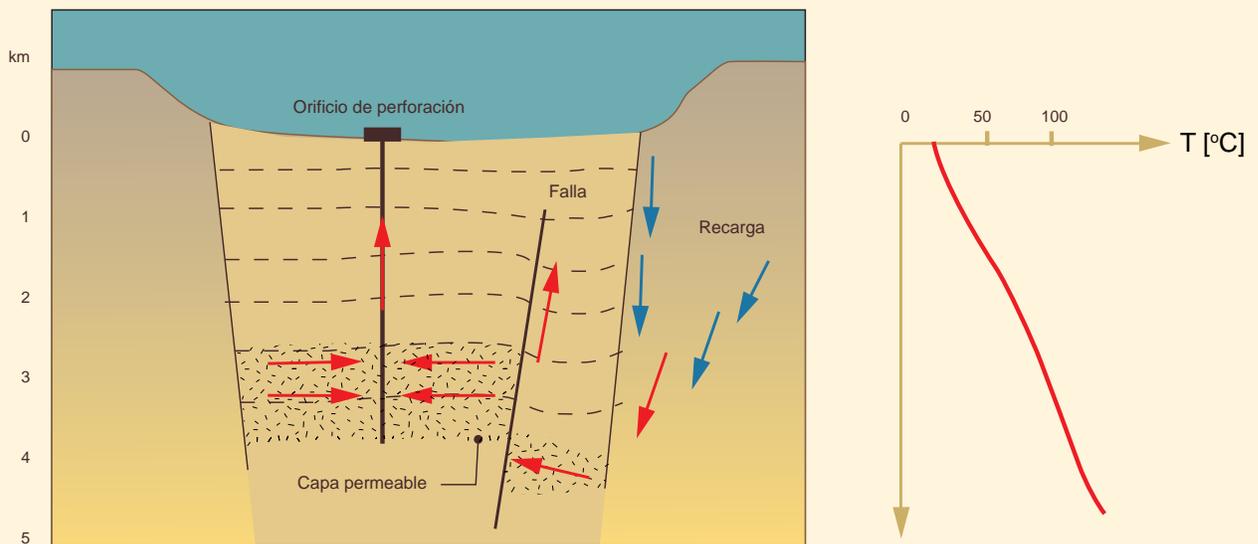


Fuente | Saemundsson, Axelsson y Steingrímsson 2011.

El perfil de temperatura a la derecha representa la parte central del modelo.

FIGURA 1.5

Figura esquemática de una cuenca sedimentaria con un yacimiento geotérmico a una profundidad de 2 a 4 km



Fuente | Saemundsson, Axelsson y Steingrímsson 2011.

El perfil de temperatura a la derecha muestra un perfil típico de gradiente geotérmico sedimentario típico.

anormalmente alto, pero que tienen baja permeabilidad o son prácticamente impermeables; por lo tanto, no se pueden explotar de forma convencional. Sin embargo, se han conducido experimentos en una serie de ubicaciones para usar hidrofracturado, que se conoce también como “fracturado hidráulico”, para intentar crear yacimientos artificiales en tales sistemas o para mejorar las redes de fracturas ya existentes. Tales sistemas se usarán la mayoría de veces a través de dobles de producción o de reinyección.⁷

CUADRO 1.1

¿Qué es un sistema geotérmico (contrario a un yacimiento o campo)?

- **SISTEMA GEOTÉRMICO** se refiere a todas las partes del sistema hidrológico implicado, incluida la zona de recarga, todas las partes en la subsuperficie y el flujo saliente del sistema.
- **YACIMIENTO GEOTÉRMICO** indica la parte caliente y permeable del sistema geotérmico que puede explotarse directamente. Para que un yacimiento geotérmico sea explotable, debe tener suficiente calor natural que se transforme en presión y lleve el vapor a la superficie.
- **CAMPO GEOTÉRMICO** es una definición geográfica, que usualmente indica un área de actividad geotérmica en la superficie de la Tierra. En casos sin actividad en la superficie, este término se puede usar para indicar el área de la superficie que corresponde al yacimiento geotérmico debajo de ella.

Algunos proyectos piloto de EGS han tenido problemas con la sismicidad inducida, que creó temblores menores, y no se ha comprobado exitosamente todavía la viabilidad comercial de la tecnología. No se abordará en detalle la tecnología EGS en este manual.

Los recursos poco profundos se refieren al flujo de calor normal a través de las formaciones cercanas a la superficie (< 200 m de profundidad) y a la energía térmica que se almacena en las rocas y sistemas subacuáticos calientes cerca de la superficie de la corteza terrestre. Los desarrollos recientes en la aplicación de bombas de calor de fuente terrestre han abierto nuevas posibilidades para la utilización de estos recursos.

Factores que determinan el uso probable de un recurso geotérmico

El uso de los recursos geotérmicos se ve fuertemente influido por la naturaleza del sistema que los produce. En términos generales, los recursos de los sistemas volcánicos calientes se utilizan principalmente para generación de energía eléctrica, en tanto que los recursos de sistemas de temperatura más bajos se utilizan principalmente para calefacción de espacios y otros usos directos.

Se debe considerar una serie de factores para determinar el uso óptimo de un recurso geotérmico. Estos incluyen el tipo (agua o vapor caliente), velocidad de flujo, temperatura, composición química y presión del fluido geotérmico, así como profundidad del yacimiento geotérmico. Los recursos geotérmicos varían en temperatura de 50 °C a 350 °C y pueden ser secos, principalmente vapor, una mezcla de vapor y agua, o solo agua líquida. Los campos hidrotérmicos se clasifican a menudo en campos de alta, media y baja temperatura. Esta división se basa en la temperatura inferida a una profundidad de 1 km; los campos de alta temperatura son aquellos en los que se alcanza una temperatura de 200 °C o más a una profundidad de 1 km; y los campos de bajas temperaturas son aquellos en los que la temperatura es menor que 150 °C

⁷ Un pozo de producción utilizado para retirar agua/vapor geotérmico, combinado con un pozo de reinyección para devolver el agua al yacimiento, se conoce como doblete.

a la misma profundidad. Los campos de alta temperatura están todos relacionados con volcanismo, en tanto que los campos de baja temperatura extraen calor del contenido calórico general de la corteza y del flujo de calor a través de la corteza. Se ha propuesto otra subdivisión de temperatura, un sistema de temperatura intermedio o medio entre las dos categorías principales. Los campos de temperatura media tienen temperaturas entre 150 y 200 °C y se incluyen en esta guía debido a que centrales eléctricas binarias pueden utilizarlos para generación de energía, lo que se aborda más adelante en este capítulo.

Siguiendo una clasificación de recursos similares basada en la temperatura, la Tabla 1.1 resume los usos más indicados y las tecnologías implicadas.

TABLA 1.1
Tipos y usos de los recursos geotérmicos

TIPO DE RECURSO BASADO EN LA TEMPERATURA	UBICACIÓN GEOGRÁFICA Y GEOLÓGICA	USO/TECNOLOGÍA
Alta: >200 °C	Globalmente alrededor de los límites de las placas tectónicas, en zonas calientes y áreas volcánicas	Generación de energía con tecnología convencional de vapor, flash, doble flash o vapor seco
Medio: 150-200 °C	En forma global principalmente en geología sedimentaria o adyacentes a recursos de alta temperatura	Generación de energía con centrales eléctricas binarias, por ejemplo, ORC o tecnología Kalina
Baja: <150 °C	Existe en la mayoría de países (el gradiente de temperatura promedio de 30 °C/km significa que los recursos de aproximadamente 150 °C se pueden encontrar en profundidades cercanas a 5 km)	Usos directos (calefacción de espacios y procesos, etc.) y, según la ubicación y la tarifa de energía ofrecida, generación de energía con central eléctrica binaria

Fuente | Autores.

Ventajas y desventajas de la energía geotérmica

Los beneficios de la energía geotérmica son muchos. La ventaja más obvia puede ser los beneficios ambientales debido a su naturaleza libre de combustibles fósiles, una característica común de prácticamente todas las tecnologías de energía renovable.

Existen varias ventajas que distinguen la energía geotérmica de otras energías renovables. La energía geotérmica es idealmente idónea para operaciones continuas como una fuente estable de energía de carga base, sin importar el clima y otros fenómenos climáticos. Tal recurso ayuda a los servicios públicos a planificar con más precisión la generación de energía con el fin de satisfacer su demanda de carga. En segundo lugar, a pesar de sus costos de inversión relativamente altos por kilovatio instalado, la energía geotérmica tiene un costo bastante competitivo por kilovatio-hora producido como resultado de su alto factor de disponibilidad⁸ y la ausencia de costos de combustibles. Durante la larga vida útil de una planta geotérmica, estos dos factores compensan los altos costos de inversión iniciales. En tercer lugar, la energía geotérmica es una tecnología técnica y comercialmente comprobada y establecida, a diferencia de otras tecnologías de energía renovable que aún son relativamente nuevas y que implican un grado importante de riesgo tecnológico. Por último, las plantas geotérmicas pueden aumentar su escala hasta el tamaño del servicio público (más de 50 MW) sin ocupar mucho terreno o espacio. Esta es una característica valiosa para un sistema de energía, ya que permite lograr economías de escala. Desde un punto de vista ambiental,

⁸ Las centrales geotérmicas son sumamente fiables y por lo regular funcionan más del 95% del tiempo; algunas plantas lo hacen más del 99%. Esto se compara con las disponibilidades del 60%-70% de las plantas nucleares y a base de carbón (Kutscher 2000). En este manual, el factor de disponibilidad de instalaciones geotérmicas modernas generalmente se asume que sea de 90% cuando se construye y pone en operación según lo previsto. Sin embargo, se debe hacer notar que las circunstancias de proyectos geotérmicos específicos construidos alrededor del mundo varían ampliamente. Muchas instalaciones usan tecnología obsoleta y algunas operan muy por debajo de la capacidad originalmente prevista. La energía geotérmica de la que informa la IEA apunta a un factor de capacidad mundial promedio de menos del 70% (WEO 2011).

esto también es un beneficio en caso de que las plantas geotérmicas se ubiquen en áreas de alto valor panorámico, como con frecuencia lo son.

Dadas las ventajas de la energía geotérmica, se tiene que responder la pregunta sobre por qué su nivel de utilización en la actualidad no es más alto de lo que es. La respuesta corta desde un punto de vista panorámico es que los recursos idóneos para generación de energía no se encuentran en todos los países. Se calcula que los recursos geotérmicos en forma de vapor o fluidos calientes se encuentran disponibles solamente en un cuarto o un tercio de la superficie del planeta. Las tecnologías y técnicas de explotación que podrían aumentar esto no están del todo técnicamente comprobadas todavía. La respuesta corta desde el punto de vista de un inversionista es que los proyectos geotérmicos son arriesgados, siendo a menudo el riesgo de exploración (o riesgo de recursos) el mayor reto, como se detallará posteriormente en este manual. En un nivel más técnico, la explicación es que muchas de las ventajas de la energía geotérmica tienen limitaciones o factores equilibrantes.

Las principales ventajas y desventajas o retos asociados a la generación de energía geotérmica se resumen a continuación como "ventajas" y "desventajas:"

- 1 | VENTAJA |** La energía geotérmica es una fuente renovable debido a que la Tierra incesantemente genera calor en su núcleo por medio de la descomposición radioactiva. Aun cuando la generación de energía geotérmica depende usualmente de un yacimiento de agua o vapor caliente (es decir, fluido geotérmico) el volumen extraído se puede reinyectar, lo que hace que su explotación sea sostenible cuando se administra de forma apropiada.
DESVENTAJA | En algunos yacimientos, la presión ha descendido (o los recursos se han agotado) debido a una tasa de extracción insosteniblemente alta o errores al reinyectar el fluido geotérmico utilizado. Abordar problemas asociados a prácticas inadecuadas de reinyección puede ser complejo y costoso.
- 2 | VENTAJA |** La utilización de energía geotérmica en lugar de combustibles fósiles, tales como petróleo, gas, carbón vegetal, etc., puede reducir las emisiones de CO₂ y contaminantes del aire a niveles bajos, a menudo ínfimos por unidad de energía producida.
DESVENTAJA | En ciertas áreas de recursos, los fluidos o vapores geotérmicos pueden contener cantidades significativas de sulfuro de hidrógeno (H₂S) y otros gases no condensables (NCG), tales como CO₂, que pueden tener impactos ambientales si se liberan a la atmósfera. Sin embargo, debido a que los NCG tienen que eliminarse del vapor antes de que este entre en la turbina, los campos geotérmicos con altas concentraciones de NCG no se pueden utilizar para generación de energía.
- 3 | VENTAJA |** Las centrales geotérmicas requieren menos terreno en comparación con la energía hidráulica con almacenamiento o plantas de carbón vegetal.⁹ Los requerimientos de terreno también se comparan favorablemente con los de energía eólica o solar conectada a la red eléctrica.
DESVENTAJA | Los recursos geotérmicos a menudo se encuentran en ubicaciones remotas, que requieren la construcción de conexiones de transmisión y otra infraestructura para que los sitios sean accesibles. Esto aumenta los requisitos indirectos de terreno (o derechos de paso). La ubicación en áreas de alto valor escénico puede complicar el otorgamiento de licencias para las empresas.
- 4 | VENTAJA |** La energía geotérmica prácticamente no depende de combustibles fósiles, con lo que ofrece una excelente protección contra las sacudidas de precios de la energía y contribuye a la seguridad energética.

⁹ Por lo general, se estima que una central geotérmica promedio use entre uno a ocho (1-8) acres de terreno por cada megavatio, en comparación con 5-10 y 19 acres por cada megavatio para plantas nucleares y de carbón vegetal, respectivamente. La energía hidráulica de grandes dimensiones necesita más de 275 acres de terreno por cada megavatio para un yacimiento de tamaño adecuado (Departamento de Energía de EE. UU., 2006).

FIGURA 1.6

Ventajas y desventajas de la energía geotérmica

VENTAJA	DESVENTAJA/DESAFÍO
Globalmente inextinguible (renovable)	Puede haber agotamiento del recurso a nivel de yacimientos individuales
Emisión baja/infima de CO ₂ y contaminantes del aire	El contenido de sulfuro de hidrógeno (H ₂ S) e incluso el de CO ₂ es alto en algunos yacimientos
Bajo requerimiento de terreno	Pueden surgir problemas de tierras o de derecho de paso para caminos de acceso y líneas de transmisión
Ninguna exposición a la volatilidad de los precios de los combustibles ni necesidad de importar combustible	El "combustible" geotérmico no es intercambiable y tiene limitaciones de ubicación
Energía estable de carga base (sin intermitencia)	Habilidad limitada de la planta geotérmica para seguir la carga/responder a la demanda
Costo relativamente bajo por kWh	Alto riesgo de recursos, alto costo de inversión y ciclo largo de desarrollo del proyecto
Tecnología comprobada/establecida	Los campos de vapor geotérmico requieren mantenimiento sofisticado
Ampliable hasta el tamaño del servicio público sin requerir mucho terreno/espacio	Se necesita mucha perforación para una planta geotérmica grande

Fuente | Autores.

DESVENTAJA | El recurso geotérmico (calor o vapor) no puede intercambiarse y presenta restricciones de ubicación (la central eléctrica no se puede ubicar muy lejos del recurso). Esto reduce las opciones para una eficiente ubicación de la central eléctrica, la que a menudo está integrada en una sola entidad con el proveedor de vapor. La restricción de la ubicación a menudo conlleva la necesidad de expansión o reforzamiento de la red eléctrica.

5 | VENTAJA | La geotermia proporciona energía fiable de carga base. Una vez la central eléctrica entra en operaciones, esta genera una producción constante sin interrupción, usualmente durante varias décadas.¹⁰

DESVENTAJA | La capacidad de las centrales de energía geotérmica de seguir la demanda de electricidad es limitada y tratar de hacerlo puede aumentar los costos de generación de energía.

6 | VENTAJA | En condiciones geológicas favorables, la generación de energía a partir de recursos renovables se encuentra entre las opciones de menor costo para la generación de energía y en muchos casos puede competir con la generación de energía nuclear, de carbón vegetal y de gas en costos de generación nivelados.

¹⁰ Las centrales geotérmicas son sumamente fiables y por lo regular funcionan más del 95% del tiempo; algunas plantas lo hacen más del 99%. Esto se compara con las disponibilidades del 60%-70% de las plantas nucleares y a base de carbón (Kutscher 2000). En este manual, se asume que el factor de disponibilidad de instalaciones geotérmicas modernas generalmente sea de 90%.

DESVENTAJA | A pesar del bajo costo nivelado de la generación que crea la promesa de un margen de utilidad razonable, los proyectos geotérmicos no son fáciles de financiar. Los altos riesgos iniciales, tales como el riesgo geológico/el riesgo de recursos, la necesidad de una inversión inicial alta y el largo ciclo de desarrollo del proyecto, hacen que los proyectos geotérmicos -especialmente, en sus fases de exploración y perforación de prueba- sean menos atractivos que otros tipos de proyectos de generación de energía para el sector privado.

7 | VENTAJA | La generación de energía geotérmica ha existido por más de un siglo y presenta pocos aspectos tecnológicos desconocidos. Para producir electricidad, usualmente se emplea generación de turbina con ciclo de vapor convencional. Los riesgos operativos y requisitos de mantenimiento son bien conocidos y manejables.

DESVENTAJA | Un campo de vapor geotérmico requiere mantenimiento sofisticado. En muchos casos, se incurre en costos adicionales debido a la perforación periódica de los pozos de restauración para reemplazar pozos anteriores que han perdido parte de su potencial de producción de vapor. También pueden surgir problemas desafiantes de formación de sarro¹¹ en áreas específicas en donde el campo contiene altos niveles de minerales, lo que requiere el diseño de características especiales para la central eléctrica, el uso de químicos o la limpieza frecuente de los pozos, todo lo cual aumenta los costos de operación.

8 | VENTAJA | Pueden lograrse economías de escala al ajustar el tamaño de la planta a una escala de servicios públicos (50 MW hasta varios cientos de megavatios). Los recursos de tierra y espacio son menos restrictivos para lograr la escala necesaria que en el caso de la mayoría de otras tecnologías de generación de energía.

DESVENTAJA | Se requiere perforar muchos pozos de producción para una planta geotérmica a gran escala y puede someter a prueba los límites de sostenibilidad de un campo determinado en varias formas. Aunque la reinyección adecuada puede por lo regular evitar el agotamiento del yacimiento, la capacidad máxima de la planta está limitada a fin de cuentas por la capacidad de producción de calor del yacimiento. Construir una gran central eléctrica en lugar de varias más pequeñas en diferentes ubicaciones puede concentrar innecesariamente el riesgo de recursos. Asimismo, aunque el área ocupada por cada pozo de producción será modesta, el área de todo el campo de vapor puede aumentar considerablemente, creando problemas potenciales ambientales o del uso de la tierra. Además, los esfuerzos por determinar el tamaño óptimo de la planta en relación con el campo pueden derivar en un plazo de entrega más largo para iniciar la operación.

UTILIZACIÓN ACTUAL DE RECURSOS GEOTÉRMICOS

Se ha generado electricidad comercialmente a partir de vapor geotérmico desde inicios del siglo XX y se ha utilizado energía geotérmica para fines de calefacción directa desde tiempos ancestrales.¹² Sin embargo, el desarrollo de generación de energía geotérmica inició formalmente a principios de la década de 1980 y se puede entender parcialmente como una respuesta de los productores de energía a la primera crisis del petróleo en 1972. Requirió cerca de 40 años desarrollar los 11 GW existentes de capacidad de generación de energía actualmente instalada (Figura 1.7).

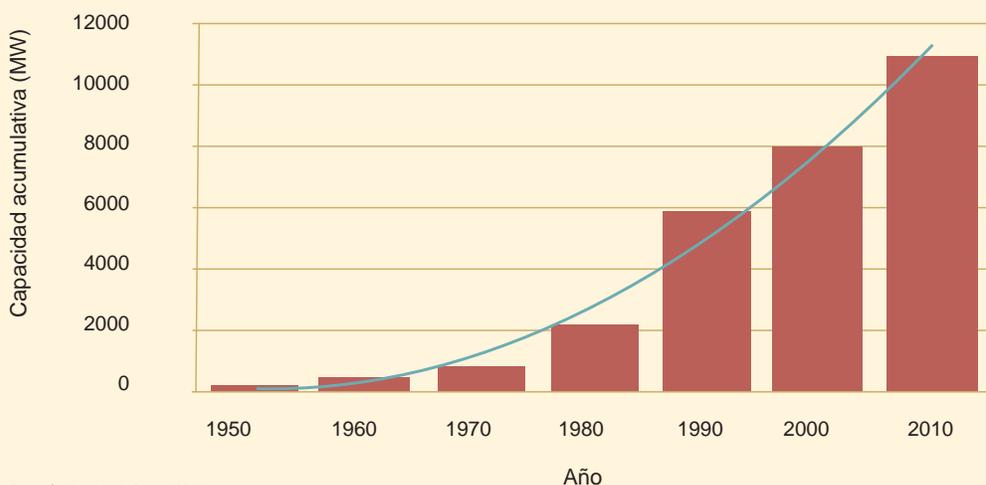
Se han identificado recursos geotérmicos en casi 90 países, con un registro de utilización geotérmica en más de 70 países. Desde el año 2010, se produce electricidad proveniente de energía geotérmica en 24 países. Islandia y El Salvador tienen la cuota más alta de energía geotérmica en la mezcla energética de su

¹¹ La formación de sarro se refiere a la formación de una capa de depósito sobre una superficie sólida (p. ej., en una caldera, tubería, intercambiador de calor u otro equipo de una central eléctrica) dentro del campo del vapor, incluidos los pozos.

¹² El término "uso directo" se refiere a las aplicaciones distintas a la generación de energía (p. ej., calefacción residencial, baños, invernaderos, enfriamiento, etc.).

FIGURA 1.7

Capacidad geotérmica global desde 1950 (en MW)

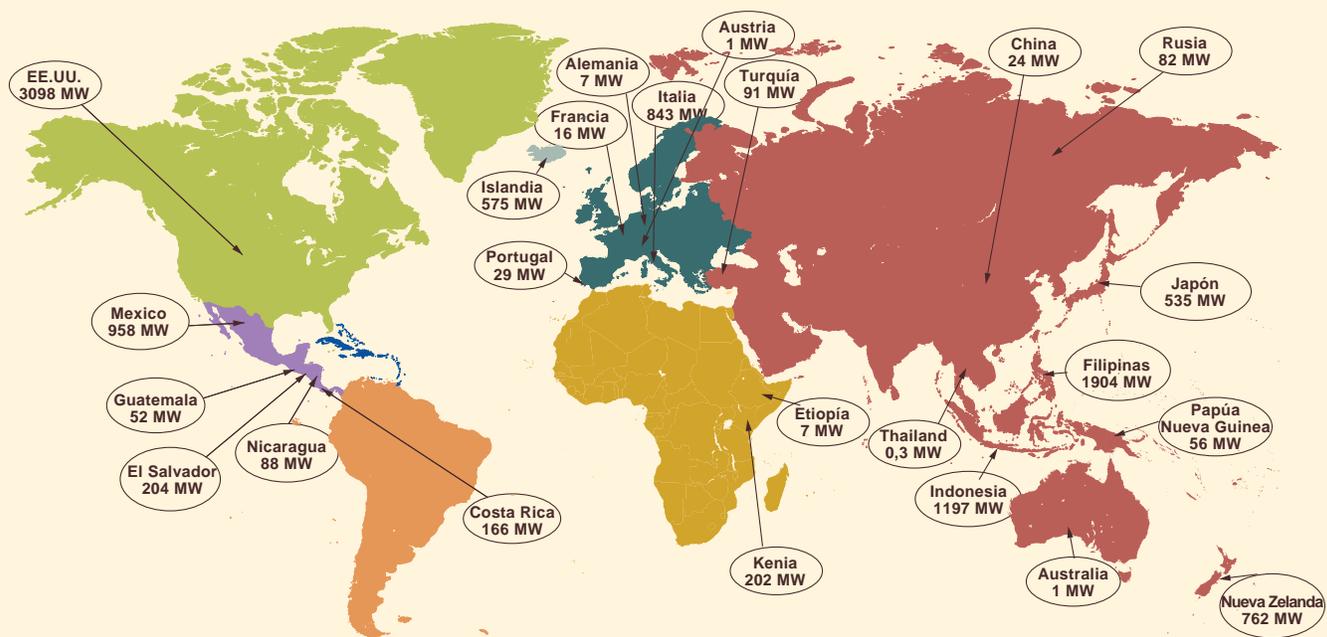


Fuente | Adaptado de Bertani 2010.

país, generando cerca del 25% de su energía eléctrica a partir de recursos geotérmicos. Estados Unidos y Filipinas tienen la mayor capacidad instalada de plantas de energía geotérmica: aproximadamente 3,000 y 1,900 MW, respectivamente. Los 24 países que usan recursos geotérmicos para generación de energía se muestran en la Figura 1.8.

FIGURA 1.8

Energía geotérmica: capacidad mundial instalada



Fuente | Basado en Bertani 2010.

Se considera que casi 40 países en todo el mundo poseen suficiente potencial geotérmico que podría, desde una perspectiva técnica más bien que económica, satisfacer su demanda total de electricidad con energía geotérmica. Los más grandes entre ellos -con una demanda total de electricidad equivalente a o que supera 1 GW que podría satisfacerse mediante energía geotérmica- son Indonesia, Filipinas, Perú, Ecuador, Islandia, Mozambique, Costa Rica y Guatemala (Earth Policy Institute 2011).

TABLA 1.2
Generación de energía geotérmica: países líderes

	INSTALADO EN 2010 (MWe)	GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD TOTAL DEL PAÍS (GWh)	GENERACIÓN GEOTÉRMICA (GWh)	PORCIÓN DE INDUSTRIA GEOTÉRMICA (%)	POBLACIÓN (2008), EN MILLONES	MWe INSTALADOS POR MILLÓN DE HABITANTES
EE. UU.	3,093	4,369,099	17,014	0.4	307	10
Filipinas	1,904	60,821	10,723	17.6	90.3	21
Indonesia	1,197	149,437	8,297	5.6	227.3	5
México	958	258,913	7,056	2.7	106.4	9
Italia	843	319,130	5,520	1.7	59.8	14
Nueva Zelanda	628	43,775	4,200	9.6	4.3	146
Islandia	575	16,468	4,038	24.5	0.3	1,917
Japón	536	1,082,014	2,752	0.3	127.7	4
El Salvador	204	5,960	1,519	25.5	6.1	33
Kenia	167	7,055	1,180	16.7	38.9	4
Costa Rica	166	9,475	1,131	11.9	4.5	37
Fuentes	Bertani 2010	IEA 2009b	IEA 2008	Cálculos de los autores	Datos del Banco Mundial	Cálculos de los autores

Nota | MWe significa megavatios eléctricos, solo se considera la generación de energía.

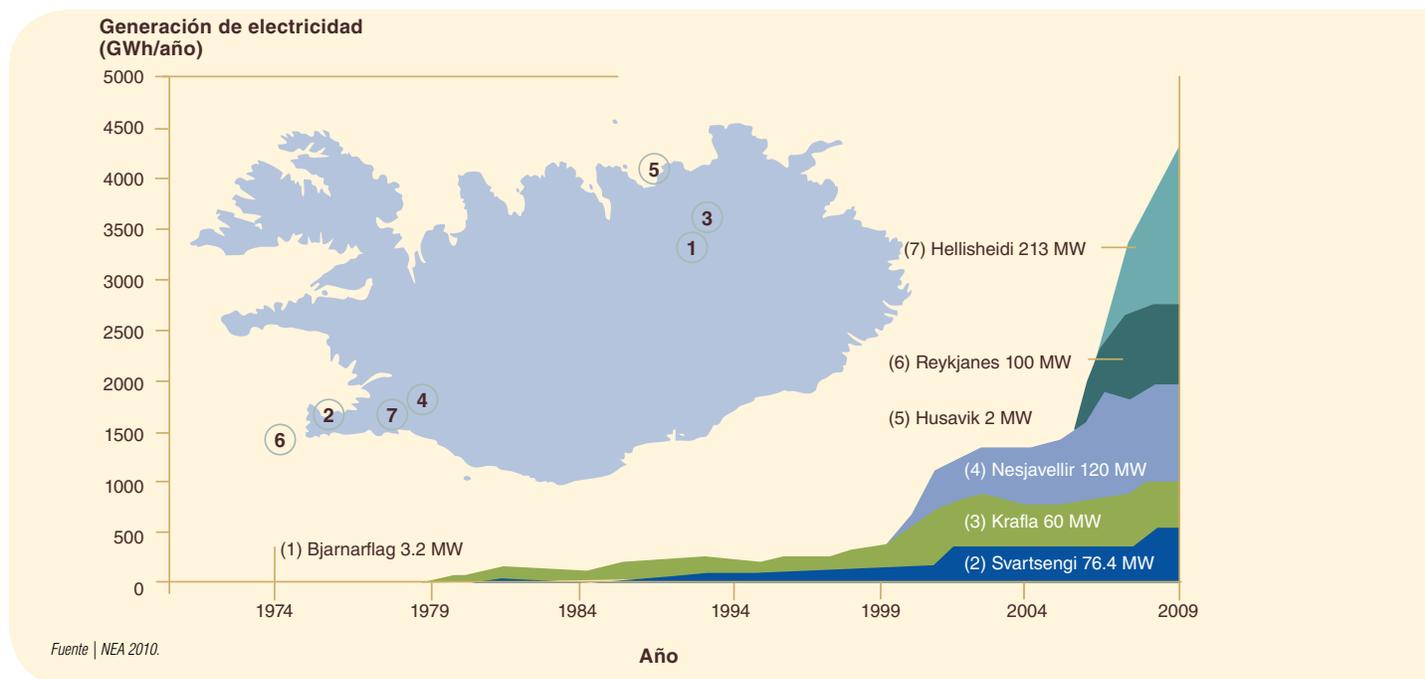
Es digno de observar el reciente desarrollo en Islandia, donde en años recientes ha habido un aumento grande en la utilización del recurso geotérmico. En 2011, Islandia había instalado una capacidad de generación geotérmica de 575 MW, un reflejo del sólido compromiso del país hacia esta forma de energía. Aunque el 75% de la electricidad de Islandia todavía se genera de energía hidráulica, cerca del 25% proviene de recursos geotérmicos. La Figura 1.9 muestra la escala de la utilización actual.

Un punto a notar es que, aunque Islandia construyó su industria geotérmica por lo menos hace tres décadas, los grandes aumentos en la utilización del recurso geotérmico en el país comenzaron apenas a inicios de la primera década de este siglo y se dispararon apenas hace unos cuantos años, incluidos los años de la crisis económica de 2008. Esto demuestra que un país con un rico potencial geotérmico y una industria establecida puede ampliar su programa de desarrollo geotérmico relativamente rápido, si hay voluntad política. Los motivos para el desarrollo acelerado de la energía geotérmica en Islandia han incluido el deseo de diversificar las fuentes de suministro de energía para apartarlas de la cada vez más escasa

y ambientalmente problemática energía hidráulica; así como perseguir el liderazgo internacional en el desarrollo geotérmico con base en la experiencia práctica establecida en casa.

FIGURA 1.9

Generación de electricidad por medio de energía geotérmica en Islandia por campo, de 1969 a 2009, Orkustofnun



Visión global de la industria geotérmica

La industria geotérmica es pequeña en comparación con sus similares convencionales, pero contiene varios productores bien establecidos. En el año 2010, la industria global de energía geotérmica tenía centrales eléctricas en funcionamiento con una capacidad instalada de aproximadamente 11 GW, y que produjeron cerca de 70,000 GWh ese año. Con base en los ingresos de la generación de energía eléctrica, el volumen de venta total de la industria geotérmica puede calcularse entre USD 3.5 y USD 7 mil millones al año.

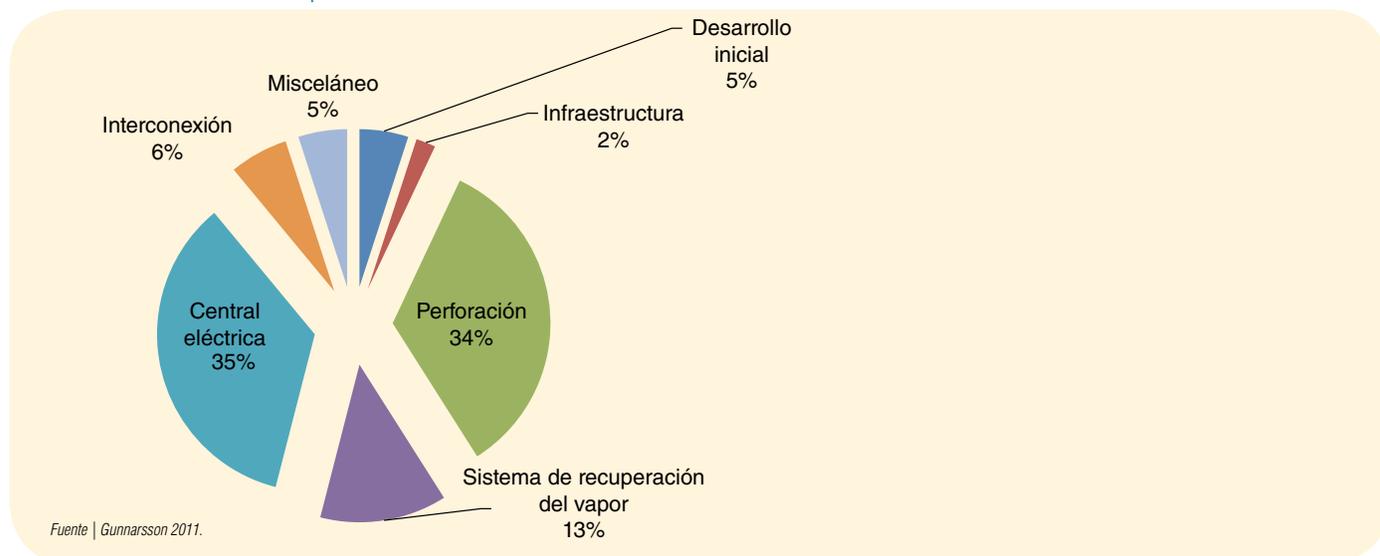
La industria de electricidad de energía geotérmica basada en recursos hidrotérmicos puede caracterizarse como completamente madura en términos de tecnología y su fase en el ciclo de desarrollo industrial, pero tiene prospectos bastante atractivos de mayor crecimiento en el mediano a largo plazo.

A fin de entender la industria geotérmica y su estructura de mercado, es útil empezar por dividir el proceso de producción de energía geotérmica en sus componentes (o fases), cada una representando una línea separada de operaciones de la empresa. La proporción del costo general de cada componente se ilustra en la Figura 1.10, que se basa en el caso de Islandia y muestra la perforación (incluidas las perforaciones de prueba)¹³ y la construcción de la central eléctrica como los dos componentes más grandes en términos de costo o valor agregado.

¹³ La porción de los costos de perforación al 34% en la Figura 1.10 refleja la experiencia de Islandia. A nivel internacional, esta porción tiende a ser un poco más alta (p. ej., cerca de un 45% de la inversión total del proyecto, como se muestra en la Tabla 1.6).

FIGURA 1.10

Punto de equilibrio en costos de inversión del desarrollo de la energía geotérmica a escala de servicios públicos de acuerdo con datos de Islandia



En principio, la estructura de mercado y el ambiente competitivo son diferentes para cada componente en la cadena de valor.

La Tabla 1.3 describe características clave del mercado en cada fase de la producción de energía geotérmica. Tal como lo indica la tabla, cada fase de desarrollo puede verse como un segmento comercial individual, con una estructura de mercado que puede ser cualquier cosa desde altamente concentrada (oligopolista), como en el caso de la fabricación y el suministro de generadores y turbinas geotérmicas, hasta altamente competitiva, como en el caso de la construcción de centrales eléctricas y la instalación de sistemas de recolección de vapor.

Una característica peculiar del segmento de perforación es la interacción con la industria de gas y petróleo. Por lo general, aunque las técnicas de perforación para la energía geotérmica son algo diferentes de las técnicas de perforación para gas y petróleo, el tipo de equipo que se usa en ambos casos suele ser el mismo. Por un lado, las perforaciones geotérmicas pueden hacerlas las empresas de gas y petróleo, lo que contribuye a una mayor capacidad de producción geotérmica y a ampliar el tamaño del mercado geotérmico general. Por otra parte, la industria geotérmica compite con las empresas de gas y petróleo por las plataformas de perforación, y esta competencia a veces causa que los costos de las plataformas suban a niveles que a las empresas geotérmicas les es difícil pagar.

El ambiente de mercado para la fabricación y suministro de equipo para centrales eléctricas para la generación de energía geotérmica es muy competitivo para la mayoría de tipos de equipo, excepto para las turbinas y los generadores (grupos electrógenos), que actualmente están disponibles solo de un grupo pequeño de proveedores grandes. Las empresas japonesas actualmente tienen la porción más grande del mercado de grupos electrónicos para geotermia. Combinados, los tres líderes del mercado (Mitsubishi, Toshiba y Fuji) han producido cerca o más del 80 por ciento de todos los grupos electrógenos vendidos a la fecha. Ormat de Israel/ EE. UU. y UTC/Turboden de EE. UU./Italia son los líderes del mercado en centrales eléctricas binarias, que son las preferidas para los recursos de temperatura baja a meda (basado en Bertani 2010).

TABLA 1.3**Estructura del mercado para los diversos segmentos de la industria geotérmica**

FASE DE DESARROLLO/ SEGMENTO COMERCIAL	ESTRUCTURA DE MERCADO/INDUSTRIA
Desarrollo inicial	Aproximadamente 5 empresas a nivel mundial se especializan en el desarrollo/exploración geotérmica como su actividad económica principal.
Infraestructura	El desarrollo de la infraestructura (tal como, trabajo en el derecho de paso, piso de perforación, sistemas de agua y comunicaciones) suele estar a cargo del sector de construcción doméstico.
Perforación	Menos de 5 empresas a nivel mundial se especializan en perforación geotérmica como su actividad económica principal; más de 20 empresas adicionales (incluidas las empresas petroleras y mineras grandes) pueden efectuar perforación geotérmica como una segunda actividad económica.
Equipo de la central eléctrica geotérmica	Intercambiadores de calor, columnas de enfriamiento, condensadores, bombas, tubería, etc., son productos de venta al público, con muchos proveedores que compiten en el mercado.
Turbinas y generadores geotérmicos (grupos electrógenos)	La competencia en este segmento está limitada a 3 a 5 empresas que ofrecen generadores y turbinas "flash" de tamaño grande y mediano.
Construcción de la central eléctrica y sistema de recolección de vapor	El mercado para la construcción de centrales eléctricas y la instalación de tuberías es altamente competitivo, pues este trabajo lo pueden realizar varias empresas que trabajan con acero.
Interconexión	La construcción y el mantenimiento de subestaciones y líneas de transmisión es un sector altamente competitivo, y usa el mismo equipo que otros proyectos eléctricos.
Operación y mantenimiento	Más de 20 empresas a nivel mundial, generalmente con el apoyo de empresas locales o nacionales.
Misceláneo	Los estudios de factibilidad y el diseño e ingeniería de la central eléctrica pueden efectuarlos más de 20 empresas a nivel mundial, con ayuda parcial de empresas locales o nacionales. Sin embargo, solo unas 3 empresas tienen una trayectoria sólida en el diseño de centrales eléctricas cuando hay fluidos geotérmicos complicados involucrados.

Fuente | Autores.

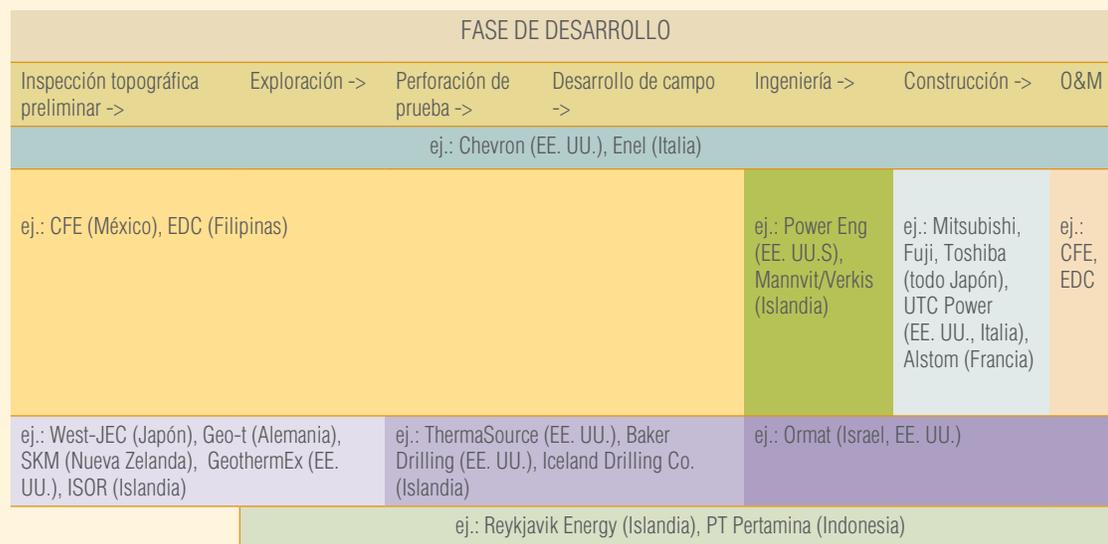
Una vez se cuenta con el equipo, la construcción de la central eléctrica geotérmica debe hacerse en el sitio, usando un diseño a la medida en la mayoría de los casos. El contratista principal debe contar con conocimiento geotérmico experto, pero el mercado de la construcción de centrales eléctricas geotérmicas en sí es competitivo. Las unidades más pequeñas, especialmente las binarias, se pueden comprar como unidades de llave en mano.

También debe hacerse ver que aunque algunas empresas operan en varios segmentos de producción, solo muy pocas de ellas están verticalmente integradas en el sentido de operar en todos los segmentos desde el desarrollo inicial hasta la construcción y operación de la central eléctrica. La integración vertical requiere un conjunto integral de conocimiento práctico tecnológico y experiencia técnica dedicados a la energía geotérmica que pocas veces se encuentra dentro de una sola empresa. Por ejemplo, la exploración del campo geotérmico solo puede hacerla una empresa con experiencia en técnicas de estudios geológicos. Solo unas pocas empresas eléctricas en el campo geotérmico cuentan con capacidades y equipo propio para realizar perforaciones y estudios geológicos.

Tal como se ilustra más adelante en la Figura 1.11, algunos de los desarrolladores geotérmicos con integración vertical pueden ser mejor conocidos por sus operaciones en otros sectores, como gas y petróleo (p. ej., Chevron) o energía eléctrica convencional (p. ej., Enel).

FIGURA 1.11

Estructura de la industria geotérmica



Fuente | Autores.

NOTA | La lista de empresas en el diagrama no las cubre a todas, y ESMAP/Banco Mundial no apoya ninguna de las empresas que se mencionan en este informe.

En términos de tamaño de capacidad de centrales geotérmicas instaladas propiedad de y operadas por una sola compañía, los líderes del mercado se enumeran en la Tabla 1.4. La tabla muestra los productores más grandes de energía geotérmica, con una capacidad instalada más de 300 MW. En la mayoría de los casos, estas empresas son ambos operadores de campos de vapor y operadores de centrales eléctricas.

TABLA 1.4

Empresas propietarias con capacidad geotérmica de más de 300 MW en el año 2010

EMPRESA	PAÍS	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	OPERACIONES EN PAÍS
Calpine	EE. UU.	1,310	EE. UU.
Chevron	EE. UU.	1,087	Filipinas/Indonesia
CFE	México	958	México
Enel Green Power	Italia	915	Italia/América Latina
Ormat	Israel	749	Globally (Binaria)
EDC	Filipinas	707	Filipinas
Terra Gen	EE. UU.	337	EE. UU.
Contact Energy	Nueva Zelanda	335	Nueva Zelanda
Reykjavik Energy	Islandia	333	Islandia
CalEnergy Generation	EE. UU.	329	EE. UU.

Fuente | Basado en Bertani 2010.

Esta lista de los productores más grandes de electricidad geotérmica muestra que son compañías multinacionales sólidas (p. ej., Chevron) o empresas grandes estatales de energía eléctrica (p. ej., CFE de México, o empresas que solían ser estatales como EDC en Filipinas) para las que la generación de energía geotérmica es una actividad comercial secundaria. En algunos casos, la generación de energía geotérmica estará relacionada al negocio principal del productor mediante actividades de minería y perforación; en otros casos, está relacionada a la generación o transmisión de energía.

Los campos geotérmicos más grandes del mundo

La Tabla 1.5 muestra que los campos geotérmicos más grandes del mundo (en términos de generación de energía instalada) están ubicados en América Central y del Norte, Italia y el sudeste de Asia.

TABLA 1.5
Plantas geotérmicas que generan más de 3,000 GWh/a (2010)

PAÍS	NOMBRE DEL CAMPO	ENERGÍA GWh	CAPACIDAD INSTALADA MW
Estados Unidos	The Geysers	7,062	1,595
México	Cerro Prieto	5,176	720
Filipinas	Tongonan	4,746	716
Italia	Lardarello	3,666	595
Indonesia (Java)	Salak	3,024	377

Fuente | Basado en Bertani 2010.

ESCENARIOS FUTUROS DE UTILIZACIÓN

Ambos el potencial teórico y el potencial técnico de la generación de energía geotérmica son muy grandes. Sin embargo, para decisiones de inversión y políticas, es el potencial económico el que importa: esa parte de la base técnica de recursos que podría extraerse económicamente en un mercado competitivo en algún punto específico en el futuro. En el corto a mediano plazo, el potencial económico consiste en sitios que se conocen y caracterizan por perforación o por evidencia geoquímica, geofísica y geológica de una fuente de energía geotérmica potencialmente económicamente viable.

Varios expertos han proporcionado proyecciones del desarrollo futuro de la generación de energía geotérmica a partir de recursos hidrotérmicos. Un enfoque bastante conocido se origina en Italia (Bertani, 2010) y calcula que la capacidad globalmente instalada podría llegar a 18 GW en el 2015, y aproximadamente a 70 GW en el 2050. IEA tiende a usar el mismo enfoque (IEA 2011a). Estos objetivos son ambiciosos porque requieren la instalación de centrales de energía geotérmica a una velocidad mucho mayor que la tendencia histórica. Los mismos incluyen el desarrollo de proyectos económicamente viables a nivel mundial, con una porción significativa proveniente de proyectos de desarrollo de temperatura media y baja con centrales de energía binaria.

Un enfoque más conservador, que utiliza proyecciones más modestas para el año 2020 y más, se utiliza para los propósitos de este manual. Con base en la información sobre proyectos planificados actualmente

y aquellos que de hecho están en construcción, se espera que para el año 2020 el aumento mundial en generación de energía geotérmica (solo de recursos hidrotérmicos) ocurra en las siguientes partes del mundo:

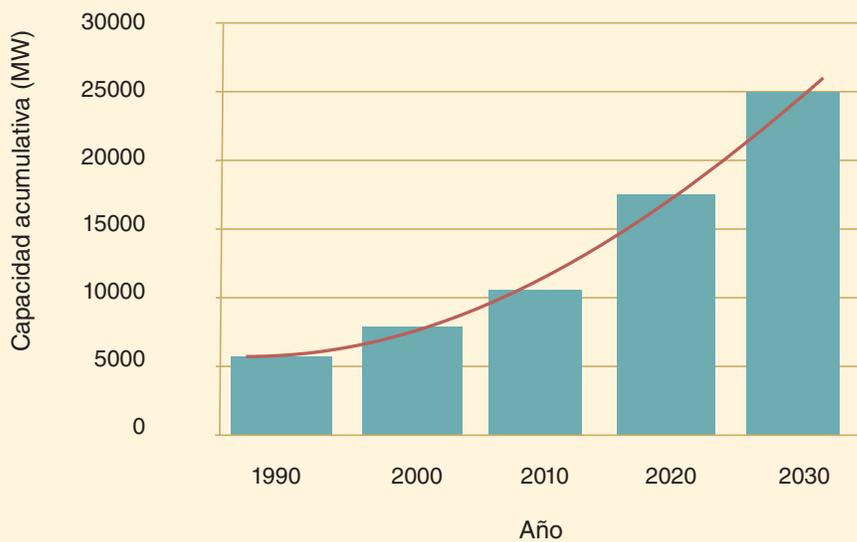
- **Asia Pacífico** | Indonesia, con su enorme potencial geotérmico, tiene un plan de expansión eléctrica muy ambicioso que podría desarrollar de 2,000 a 3,000 MW adicionales dentro de este marco de tiempo. Filipinas probablemente añadirá menos de 1,000 MW para 2020, dependiendo del éxito de los esfuerzos del gobierno por movilizar a los desarrolladores del sector privado para que inviertan en la expansión de la capacidad geotérmica existente. Malasia y Papua Nueva Guinea también ofrecen prospectos destacados. Otros países en la región podrían desarrollar varios proyectos, pero no es probable que contribuyan en gran parte al aumento global.
- **África** | Aparte de Asia Pacífico, el Valle del Rift del África del Este es la región con el potencial hidrotérmico más alto. En esta región, Kenia es líder en el desarrollo de energía geotérmica. Con el respaldo total del gobierno keniano y desarrollos institucionales estimulantes, incluida la reciente creación de una empresa pública dedicada, Geothermal Development Company (GDC), Kenia tiene planificado agregar 2,000 MW de capacidad para finales de esta década. Este desarrollo, sin embargo, aún depende de la capacidad de explotar campos geotérmicos nuevos, y la información sobre los recursos que hay ahí sigue siendo limitada. Con base en preparaciones de proyectos de 2011, Yibuti y Etiopía son los otros países en la región con probabilidad de aumentar su capacidad instalada en 50 a 200 MW. La situación en los países del área occidental del valle del Rift (Zambia, Burundi, Ruanda, la República Democrática del Congo y Uganda) es más incierta, porque ellos aún no han realizado perforaciones de prueba para comprobar la viabilidad comercial de los recursos potenciales. No obstante, debido al gran interés por parte de sus gobiernos y los resultados prometedores de las actividades de exploración, podrían desarrollarse algunos proyectos piloto. Tanzania, Eritrea, Sudán, Somalia, Malawi, Mozambique, Madagascar, Comoros y Mauricio, y varios países de África del Norte también ofrecen buenos prospectos.
- **América Latina** | México, Costa Rica, Nicaragua y El Salvador tienen probabilidades de seguir desarrollando nuevos proyectos de energía geotérmica con una capacidad total agregada de 500 a 1,500 MW para el 2020. Otros países (p. ej., Perú, Chile y Argentina) podrían empezar a desarrollar sus primeros proyectos antes del 2020. Guatemala, Honduras, Panamá, Colombia, Ecuador, Bolivia y varias islas del Caribe, incluidas Cuba y Haití y Dominica, también ofrecen buenos prospectos.
- **Estados Unidos, Japón, Nueva Zelanda e Islandia** son productores bien establecidos y probablemente seguirán desarrollando proyectos de energía geotérmica. Japón, con un potencial geotérmico significativo, podría considerar aumentar su enfoque en la geotermia después de su incidente nuclear en el 2011. Sin embargo, en la proyección conservadora que se hace aquí, no se espera un aumento significativo en la capacidad de ninguno de estos países, excepto para Estados Unidos, antes del 2020.

Cualquier capacidad instalada adicional vendría de Indonesia (2,500 MWe); seguido por Kenia (1,500 MWe); Filipinas (500 MWe); Etiopía, Yibuti y Ruanda (400 MWe en total); América Central y México (800 MWe en total); y Estados Unidos (800 MWe). Estas cifras representan un total de 6,500 MWe de capacidad

instalada nueva a nivel mundial para el 2020. Si se suman a los 11,000 MWe instalados en 2011, esto resulta en un estimado de 17,500 MWe de capacidad instalada reciente para el 2020.

FIGURA 1.12

Capacidad geotérmica global proyectada hasta el año 2030



Fuente | Autores.

Si asumimos la misma tasa de crecimiento de la capacidad hasta el 2030, la capacidad geotérmica global instalada podría ser aproximadamente 25,000 MWe. Podemos esperar más capacidad de los primeros lugares actuales (EE. UU., México, Nueva Zelanda, Japón e Islandia), así como de algunos países europeos (p. ej., Italia, Grecia, países bálticos), Turquía y sus vecinos del este, y varios países del Medio Oriente, como Yemen. Australia y algunas islas del Pacífico Sur también podrían ser capaces de utilizar sus recursos hidrotérmicos para generación de energía.

Viendo hacia el 2050, también se pueden esperar adiciones significativas a la capacidad instalada en los siguientes países y regiones:

- **Asia Pacífico** | Malasia, Papua Nueva Guinea
- **África** | Tanzania, Eritrea, Sudán, Somalia, Malawi, Zambia, Burundi, Ruanda, Uganda, República Democrática del Congo, Mozambique, Madagascar, Comoros y Mauricio, y varios países del África del Norte
- **América Latina** | Guatemala, Honduras, Panamá, Colombia, Ecuador, Bolivia y varias islas del Caribe, incluidas Cuba y Haití

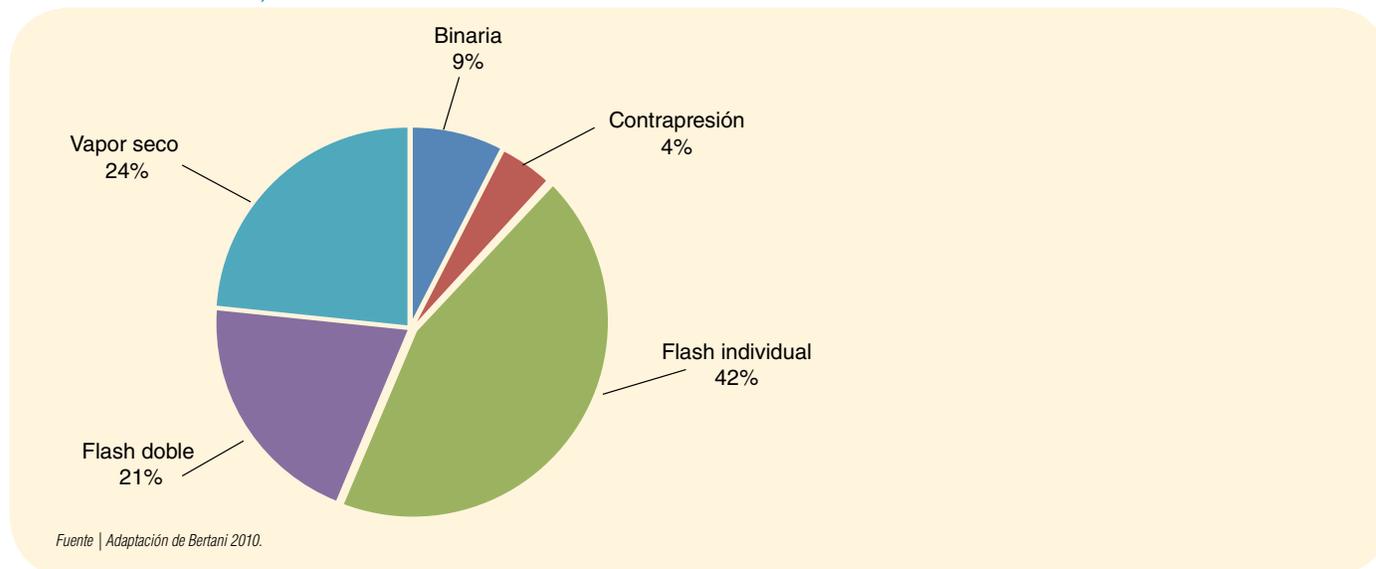
INFORMACIÓN GENERAL SOBRE TECNOLOGÍA

Generación de energía mediante las tecnologías disponibles

Este manual sigue una clasificación estándar basada en las definiciones para cinco tipos diferentes de centrales eléctricas: binaria, flash individual, doble flash, contrapresión y vapor seco. La porción relativa en generación de energía en 2010 para cada una de estas tecnologías se refleja en la Figura 1.13. Ninguna otra tecnología se utiliza para generar energía de recursos geotérmicos. La generación de electricidad a escala para servicios públicos principalmente toma lugar en plantas binarias y turbinas a vapor convencionales, dependiendo de las características del recurso geotérmico.

FIGURA 1.13

Generación de energía geotérmica mediante diversas tecnologías, 2010 (% de un total de 67 TWh)



Centrales de flash individual o doble: grupos frigoríficos o ciclo de vapor convencional

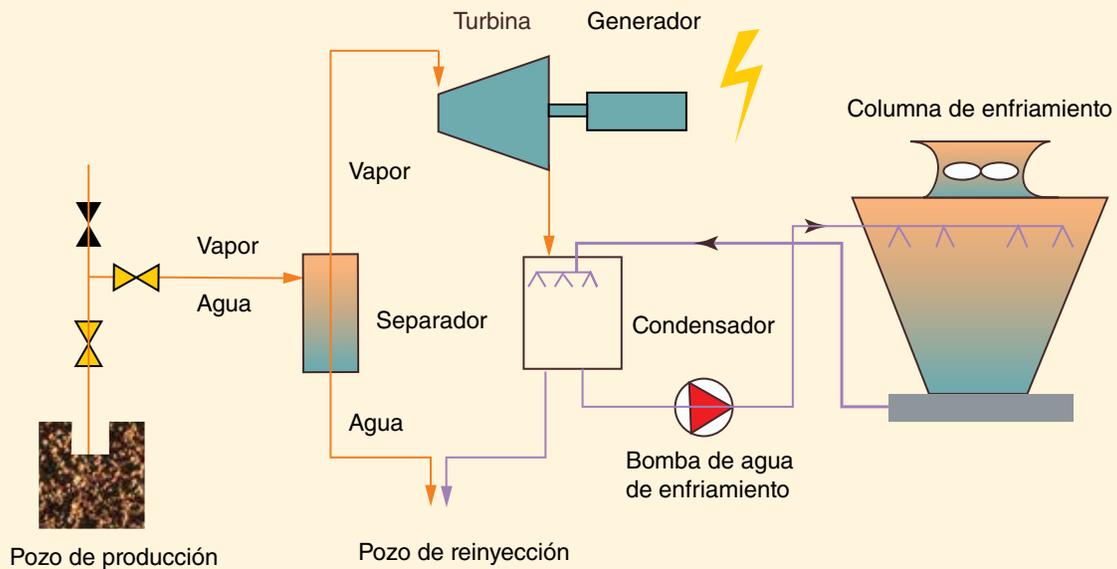
Comúnmente construidos en tamaños de 25 a 60 MWe, un "grupo frigorífico" (también llamado un ciclo de vapor convencional) es la tecnología estándar que se utiliza para generar energía a partir de un fluido o vapor a temperaturas por arriba de 200 °C. En la Figura 1.14, el flujo de los fluidos a alta temperatura se indica en rojo y el flujo del agua de enfriamiento en azul.

La versión más común del grupo frigorífico es la planta de vapor de flash individual, usualmente la opción más económica para recursos dominados por líquidos de entalpía alta. La mezcla de agua caliente o vapor líquido que sale de la boca del pozo se dirige a un separador, donde el vapor se separa del líquido. El vapor se expande a través de una turbina y luego generalmente se reinyecta, junto con la salmuera separada, de regreso al yacimiento. La salmuera podría, sin embargo, ser usada por una "unidad de reaprovechamiento"¹⁴ o en otra aplicación, como calefacción, enfriamiento o varios usos.

¹⁴ Las unidades de reaprovechamiento usan el calor residual de la central eléctrica principal para generar más energía.

FIGURA 1.14

Concepto de central geotérmica por condensación



Fuente | Modificado de Dickson y Fanelli 2004.

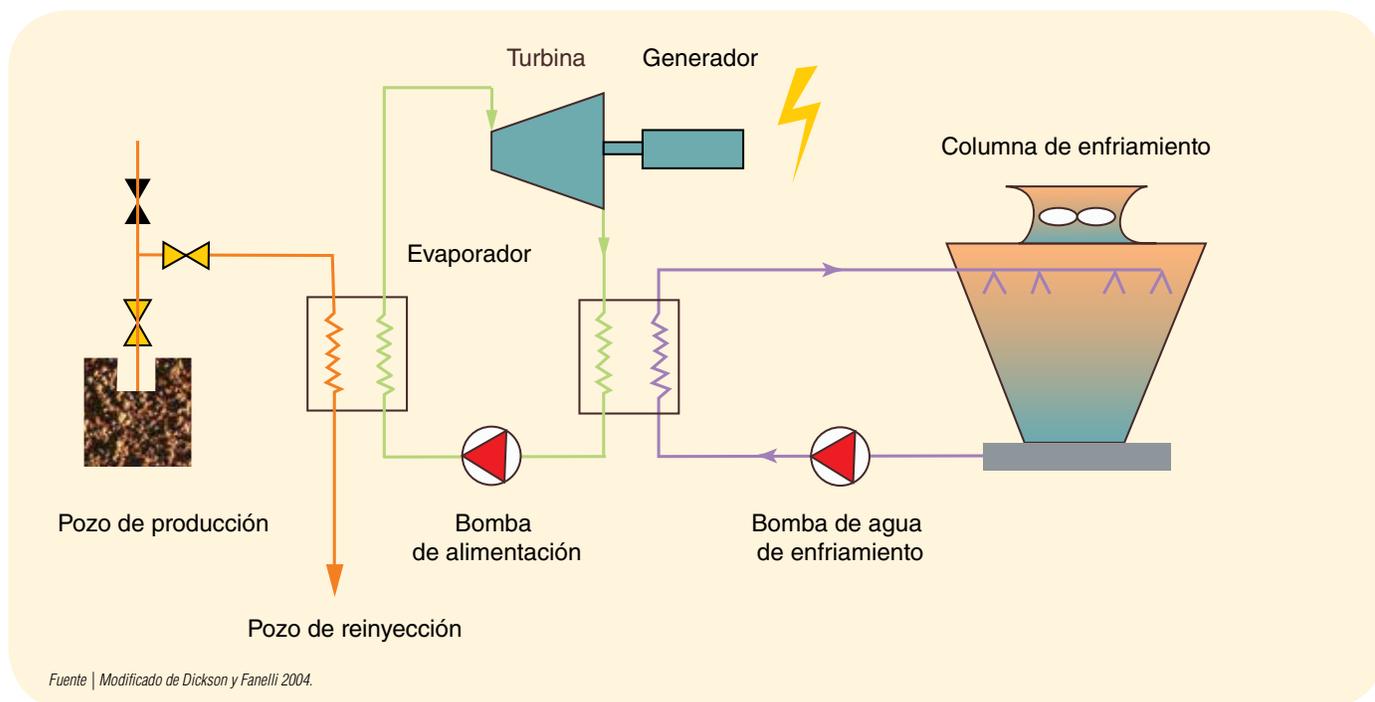
Un ciclo de vapor de doble flash se diferencia de un ciclo de flash individual en que la salmuera caliente se hace pasar a través de separadores sucesivos, cada uno a una presión subsecuentemente más baja. El vapor se encauza a una turbina de doble entrada en la que el vapor a diferentes presiones fluye hacia diferentes partes de la turbina. Esto aumenta la eficiencia general del ciclo y hace un mejor uso de los recursos geotérmicos, pero a un aumento general en el costo de capital. La decisión respecto a si una planta de doble flash vale la pena el costo extra y la complejidad, solo se puede basar en una evaluación económica minuciosa del costo de desarrollar y mantener el suministro de fluido geotérmico, los costos de la central y el valor de la electricidad a vender (Bloomquist y Knapp 2002).

Centrales binarias

Generar electricidad a partir de fluidos geotérmicos a temperatura baja o media o a partir de fluidos calientes de desecho que vienen de los separadores en campos geotérmicos dominados por líquidos, ha logrado avances considerables desde que se hicieron mejoras a la tecnología de fluidos binarios. Las centrales binarias utilizan un fluido de trabajo secundario, usualmente un fluido orgánico (típicamente n-pentano) con un punto de ebullición bajo y presión de vapor alta a bajas temperaturas en comparación con el vapor. El fluido secundario se hace funcionar a través de un ciclo de Rankine convencional: el fluido geotérmico cede calor al fluido secundario a través de intercambiadores de calor, donde el fluido secundario se calienta y vaporiza. El vapor producido impulsa una turbina, luego se enfría y se condensa y el ciclo vuelve a comenzar.

FIGURA 1.15

Concepto de una central eléctrica binaria típica, ciclo de Rankine orgánico (ORC) o ciclo Kalina



La tecnología de centrales binarias es un medio rentable y fiable de transformar la energía disponible de los campos geotérmicos dominados por líquidos a temperaturas de hasta 200 °C en electricidad. Al seleccionar fluidos secundarios adecuados, los sistemas binarios pueden diseñarse de modo que utilicen fluidos geotérmicos a temperaturas muy por debajo de 100 °C. Sin embargo, esas temperaturas tan bajas tendrían un impacto grave sobre la viabilidad financiera de los proyectos, dependiendo de su ubicación, sus opciones de uso directo y la tarifa eléctrica ofrecida.

En competencia con las ya mencionadas centrales con ciclo orgánico de Rankine (ORC), otro sistema binario, el ciclo Kalina, utiliza una mezcla de agua y amoníaco como el fluido de trabajo secundario. Esta tecnología se desarrolló en la década de 1990 y se utiliza comercialmente, particularmente en Islandia y Japón.

Las centrales binarias suelen usarse como unidades de reaprovechamiento. En estas aplicaciones, la central binaria utiliza los fluidos de desecho que vienen de los separadores así como el calor residual de una central eléctrica principal. Por ejemplo, vapor a una temperatura de 250 °C que utiliza la central eléctrica principal (usualmente una central de vapor (flash) convencional) puede, dependiendo de la química del fluido, tener una temperatura al salir de la turbina de 120 ° a 170 °C después de la expansión. En lugar de condensar este vapor mediante enfriamiento por aire o columnas de enfriamiento, puede usarse de manera efectiva para generar más energía en la unidad de reaprovechamiento y así aumentar la eficiencia general y la economía de la central eléctrica completa. Sin embargo, las unidades de reaprovechamiento son un costo adicional significativo para los costos totales del proyecto. Estos costos afectan los costos de generación de energía por kilovatio hora y podrían reducir el margen entre el costo de generación y la tarifa energética que paga el tomador regular o la empresa de servicios. La reducción resultante en las ganancias por operación es

el motivo por qué los desarrolladores de proyectos no implementan unidades de reaprovechamiento en muchos casos. Por otro lado, desde la perspectiva de país, producir de 10 a 20 por ciento más energía a partir del mismo recurso podría ser muy económico, debido a que la instalación de unas cuantas unidades de reaprovechamiento podría fácilmente sustituir la construcción de una nueva central eléctrica completa en términos de producción. Además, debido a potencial limitado de producción de vapor de cada yacimiento geotérmico, podría valer la pena considerar el uso del recurso de la manera más eficiente posible y evaluar el valor de los incentivos de políticas específicos para asegurarse de que las partes económica y financiera de dichos proyectos coincidan.

Las unidades binarias pueden producirse en tamaños muy pequeños (0.1 a 5 MW), incluso como unidades de módulo de receptáculos. Las plantas móviles pequeñas pueden no solo reducir el riesgo inherente de perforar pozos nuevos, sino también ayudar a satisfacer las necesidades de energía de áreas aisladas.

Otras tecnologías

Vapor seco | La tecnología de vapor seco se puede usar cuando un yacimiento geotérmico produce vapor caliente puro, como en ciertas áreas de Estados Unidos (especialmente California), Italia, Indonesia, y en menor grado Japón y Nueva Zelanda. La tecnología es similar al vapor convencional o flash, excepto que no se necesita un separador para separar los fluidos del vapor; las unidades son grandes y operan con alta eficiencia.

Unidades de contrapresión | Las unidades de contrapresión son turbinas a vapor que expulsan el vapor entrante, ya sea seco o húmedo, directamente a la atmósfera. Esto las hace compactas, fáciles de instalar y operar y la opción más barata disponible. Sin embargo, normalmente se usan por una cantidad de tiempo limitada (p. ej., como unidades de prueba o generadores de boca de pozo) hasta que se pueda encontrar una mejor solución, debido a que la falta de reinyección entorpece el uso de largo plazo de la generación de energía geotérmica. Las unidades de contrapresión tienen una eficiencia más baja en relación con las otras tecnologías mencionadas anteriormente, lo que significa que generan significativamente menos energía a partir de la misma cantidad de vapor. Pueden, dependiendo de la composición química de los fluidos y el vapor, ser dañinas para el medio ambiente.

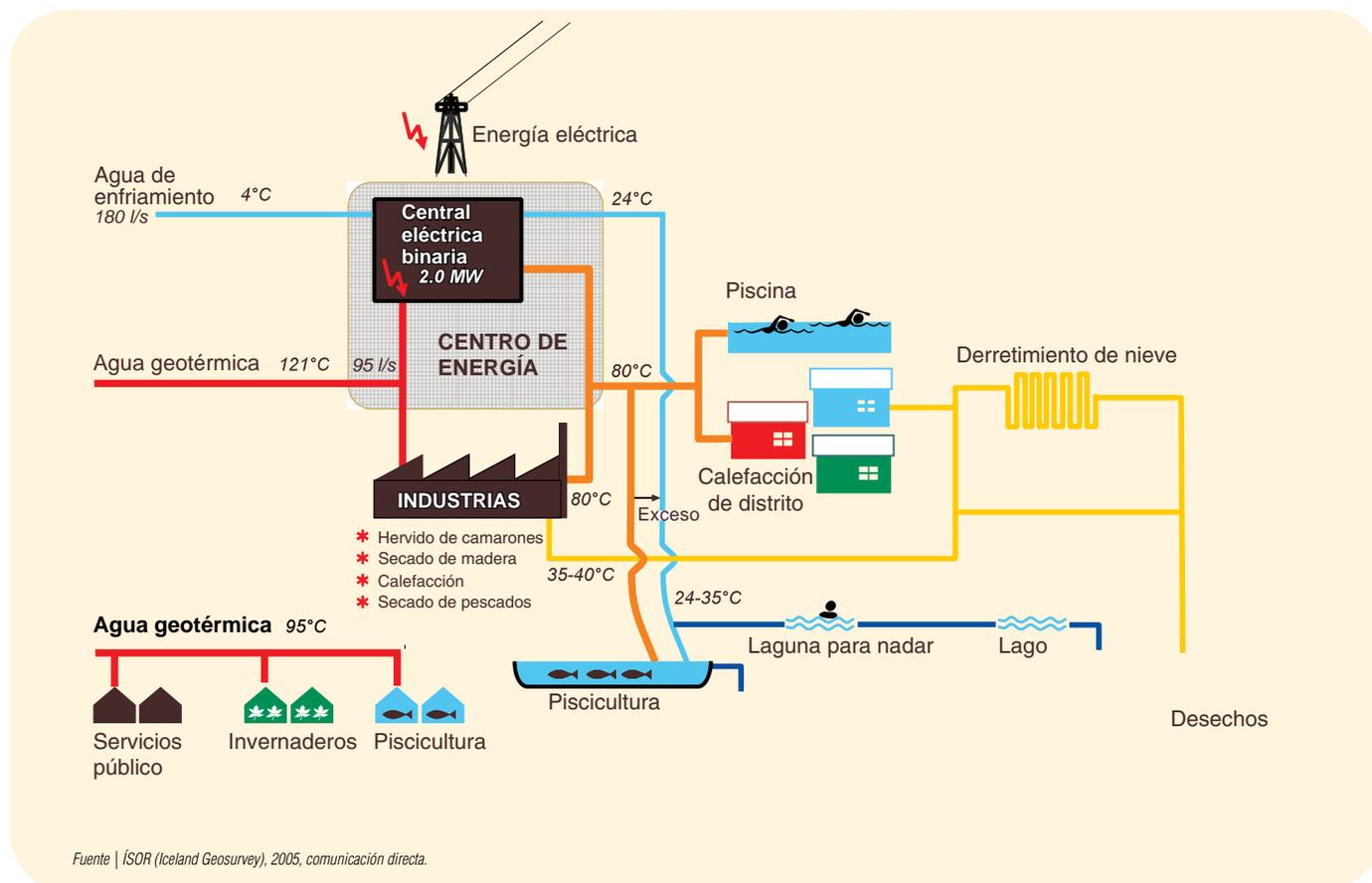
Utilización del calor residual generado por las centrales geotérmicas

Aunque este manual se enfoca principalmente en la generación de energía eléctrica, los desarrolladores y los formuladores de políticas evalúan los usos directos del calor geotérmico -así como los posibles usos del calor residual o de desecho de las centrales eléctricas y el uso de los fluidos geotérmicos para calefacción, enfriamiento y extracción mineral- en la mayoría de países productores de energía geotérmica. Una vez una central geotérmica está en funcionamiento, también se puede usar de varias formas para mejorar el resultado económico general del proyecto. A esto se le llama uso múltiple, uso en cascada o uso de calor residual o de desecho.

La Figura 1.16 es un diagrama idealizado que muestra el uso en cascada de la energía geotérmica, con base en un ejemplo de una central eléctrica binaria pequeña (2 MW) en Islandia. La central está ubicada a 18 km de sus pozos y utiliza el calor residual del fluido (después de la generación de energía) para las industrias cercanas (p. ej., industria alimenticia), calefacción de hogares para toda la ciudad, piscicultura y derretido de nieve en las calles. Como resultado, la energía contenida en los fluidos se usa casi en su totalidad. Las centrales eléctricas geotérmicas también se pueden conectar a industrias que producen calor de desecho, tales como acerías e incineradores de desechos. El calor de desecho de estas se puede usar para aumentar la temperatura del fluido geotérmico y aumentar la producción de energía.

FIGURA 1.16

Diagrama idealizado que muestra el uso múltiple de la energía geotérmica



Las opciones del uso múltiple de la energía -así como el hecho de que las unidades binarias modulares pequeñas con una capacidad de hasta 5 MW están fácilmente disponibles y son sencillas de instalar y operar- hacen que la generación de energía geotérmica sea una opción factible para instalaciones pequeñas en ubicaciones remotas e incluso fuera de la red eléctrica, especialmente cuando reemplazan la generación con combustible fósil existente que es más costosa.

En general, la fuente de ingresos del uso del calor residual puede mejorar la viabilidad financiera general de proyectos de energía tanto pequeños como de escala industrial (más de 25 MWe), con ingresos adicionales provenientes de:

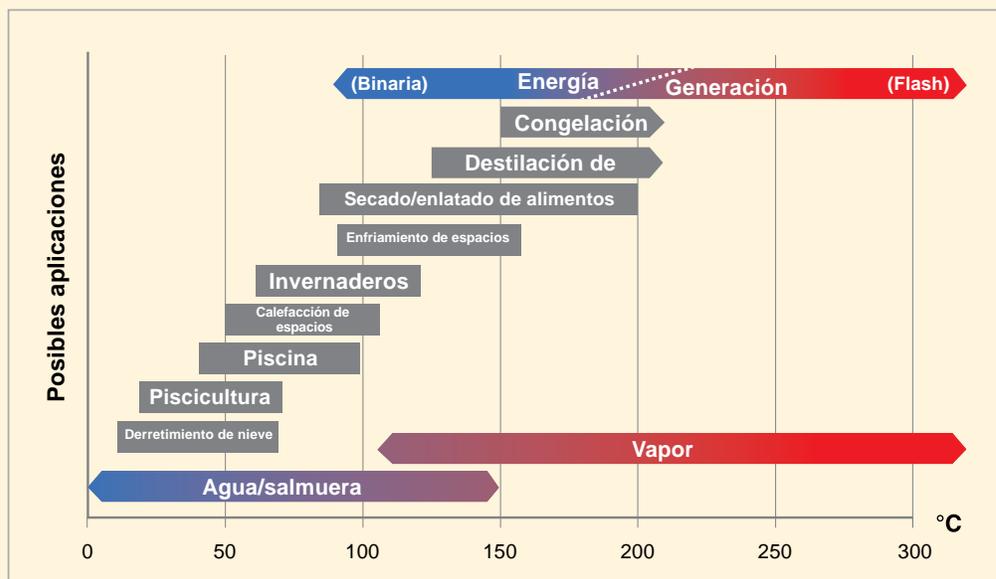
- la venta de productos agrícolas cultivados en invernaderos (p. ej., flores, plantas o vegetales),
- extracción de CO₂ de fluidos geotérmicos para propósitos industriales (p. ej., industria de bebidas gaseosas),
- peces o mariscos y otros productos de acuicultura,
- deshidratación (secado) de frutas, nueces y otros productos alimenticios,
- desalación del agua de mar para agua potable,

- uso de calor residual para procesos industriales (p. ej., químicos y biológicos),
- venta de agua caliente para propósitos de calefacción o enfriamiento de distrito, o
- extracción de minerales y sales valiosos de los fluidos geotérmicos (p. ej., sílice, manganeso, cinc y litio).

Estas opciones dependen del sitio; algunos sitios geotérmicos pueden ofrecer varias de estas opciones simultáneamente mientras que otros no ofrecen ninguna. En la Figura 1.17 se muestra una visión más completa de cómo pueden usarse el vapor y los fluidos geotérmicos dependiendo del rango de temperatura.

FIGURA 1.17

Diagrama Lindal modificado que muestra aplicaciones para fluidos geotérmicos



Fuente | Autores.

Coproducción mediante extracción de fluidos geotérmicos

Coproducción (la producción de sílice y otros productos que se puedan comercializar a partir de las salmueras geotérmicas) podría convertirse en una fuente viable de ingresos adicionales para los propietarios de las centrales eléctricas. También es una técnica clave para mejorar la economía de las centrales eléctricas al reducir los costos de operación y mantenimiento. La extracción de sílice podría permitir la extracción adicional de energía geotérmica en los ciclos de reaprovechamiento (usualmente en centrales binarias que usan el calor de desecho del ciclo de vapor convencional o flash) o usos adicionales del calor de calidad inferior que están prohibidos actualmente debido a problemas de formación de sarro.

El sílice precipitado tiene un valor de mercado relativamente alto (USD 1 a 10 por kg) para tales usos como control de olores y desechos, o como un aditivo en papel, pintura y hule. La extracción de sílice tiene el

beneficio adicional de ayudar a minimizar los problemas de reinyección de fluidos, y, al mismo tiempo, abre la puerta a la extracción de minerales (p. ej., cinc, manganeso, litio), todos con valores de mercado relativamente altos. La primera instalación comercial para la extracción de cinc de salmuera geotérmica se construyó en el área geotérmica de Salton Sea del sur de California en el año 2000. Las instalaciones se diseñaron para producir 30,000 toneladas métricas de cinc 99.99 por ciento puro al año a un valor de aproximadamente USD 50 millones, mientras que el valor de mercado aproximado del sílice extraído se calculó en USD 84 millones al año. Lastimosamente fue necesario retirar la planta del servicio activo debido a la baja en los precios del cinc y ciertas dificultades operacionales (Bloomquist y Knapp 2002 e información actualizada de Bloomquist en 2011).

ECONOMÍA DE LA ENERGÍA GEOTÉRMICA

Determinación del tamaño de las centrales según el análisis de demanda

Dos factores determinan en gran parte la capacidad instalada más alta posible, y así la generación de energía, de una central geotérmica: (a) la parte de la demanda de electricidad en el país o dentro del sistema que se puede satisfacer desde la planta, y (b) el potencial del yacimiento geotérmico.

La carga eléctrica en un país depende de la suficiencia de la generación de electricidad por un lado, y el consumo de electricidad por el otro. El sistema solo funciona si la generación y la demanda son iguales en todo momento.

La Figura 1.18 presenta un ejemplo de la curva de carga de un país, en este caso con dos picos diarios correspondientes al uso adicional de electricidad para iluminación, aire acondicionado o entretenimiento. Dependiendo del país, las curvas de carga tienen formas diferentes, de acuerdo con la demanda del sistema que reflejan.

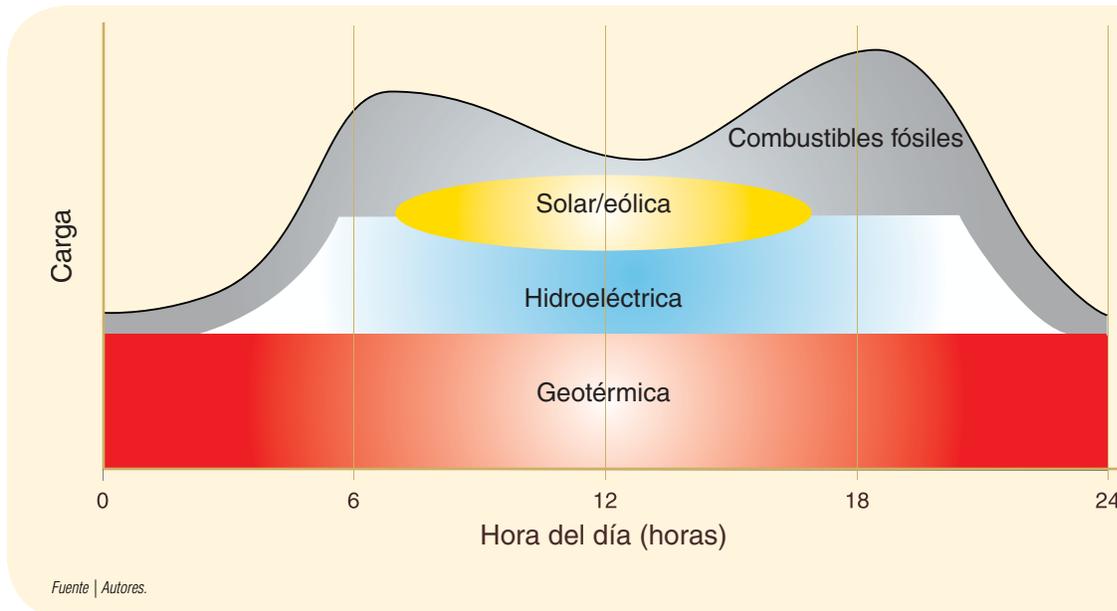
Las centrales eléctricas geotérmicas no suelen estar equipadas de modo que puedan cumplir con la demanda del sistema y usualmente se implementan para poder proporcionar carga base al sistema, tal como se muestra en la Figura 1.18. Otras fuentes de energía, como los generadores diésel y las centrales hidroeléctricas, se pueden adaptar más rápido a la demanda. Junto con las centrales eléctricas a gas, estas fuentes de generación se pueden usar para llevar un registro de la carga dentro del sistema. El despacho de diversas fuentes de energía depende de si se pueden usar para la carga base o para operaciones de las horas de mayor consumo, y de qué tan rápido pueden adaptarse a cambios en la demanda del sistema. Es una práctica común dar prioridad de despacho a la energía geotérmica, así como a la mayoría de otras formas de energía renovable, a fin de reducir el uso de combustibles fósiles para que el agua en los yacimientos que se usa para la generación hidroeléctrica esté disponible por un período más largo del año. Por lo tanto, como una propuesta general, el tamaño combinado de las centrales eléctricas geotérmicas de un país no debe exceder la demanda mínima del sistema a menos que:

- el exceso de energía generada se puede exportar mediante una interconexión de transmisión a los países vecinos;
- las centrales eléctricas geotérmicas estén equipadas con controles de registro de la carga. Es probable que esto cause inversiones adicionales en válvulas de control, intercambiadores de calor, y, en algunos casos, hasta turbinas y generadores, que por supuesto afectarían la viabilidad financiera del proyecto. El registro de la carga es fácil de hacer con centrales binarias de temperatura media, especialmente si los pozos de producción están equipados con bombas, o

- se instala un baipás de turbina, lo que permite que el vapor se enrute sin pasar por la turbina y a través de una instalación para el tratamiento de gases a fin de evitar los impactos ambientales potenciales de la liberación directa a la atmósfera.

FIGURA 1.18

Curva de carga simplificada con fuentes típicas de combustibles



Si ninguna de las opciones anteriores está disponible, el tamaño de la central geotérmica debe determinarlo la demanda más pequeña del sistema a lo largo del año completo. Por ejemplo, supongamos que la demanda del sistema de un país normalmente está por encima de un nivel a lo largo de un período de tiempo determinado (un año), de acuerdo con los datos del servicio público o regulador de electricidad. Sin embargo, cada año durante un período de tres meses, la demanda cae significativamente debajo de ese nivel normal. En este ejemplo, la capacidad de energía geotérmica para un país como este no debe exceder la capacidad que se necesita para satisfacer la demanda durante el período de tres meses que refleja el punto más bajo de la curva de carga. Esta es la demanda del sistema que el sistema siempre puede mantener, y por lo tanto, la capacidad geotérmica instalada no debe exceder este nivel en ningún momento. Deben implementarse otras fuentes de energía para satisfacer la demanda de electricidad restante.

Además del nivel de demanda del sistema, el otro factor principal que influye en el tamaño y la capacidad de una central eléctrica geotérmica planificada es el potencial del yacimiento. La mejor práctica internacional es desarrollar plantas geotérmicas en pasos dependiendo del potencial estimado (el cual se basa en exploración científica) y de los resultados de las perforaciones de prueba. Para los proyectos de energía geotérmica de alta temperatura, los pasos comunes están entre 30 y 60 MW por generador (grupo electrógeno) instalado. Esto significa que los proyectos de energía geotérmica no se pueden considerar una solución fácil para los problemas de suministro de energía de cualquier país, sino deben ser parte de una estrategia de largo plazo. La operación de la unidad inicial durante algunos años proporcionará información valiosa sobre el potencial fiable del yacimiento y de ese modo facilitará la planificación basada en hechos para las expansiones futuras de la central eléctrica.

Respeto de los límites de sostenibilidad

En los casos en los que el programa de exploración de un campo geotérmico dado muestra resultados muy positivos y donde la demanda de electricidad es suficiente, es tentador para el desarrollador asumir que debería ser posible construir una central eléctrica grande en un solo paso para captar la capacidad productiva total del campo geotérmico. Sin embargo, aun si la reinyección se hace de la forma necesaria, construir una central demasiado grande puede resultar en exceder la capacidad productiva del recurso geotérmico.

CUADRO 1.2

Lecciones a aprender del campo The Geysers en California

En la década de 1970, cuatro empresas privadas independientes perforaron el campo The Geysers en California pero estas no lograron coordinar debidamente las actividades de explotación. La capacidad instalada combinada de todas las centrales eléctricas construidas durante esta década sobrepasó los 2,000 MW. Se perforaron demasiados pozos, la presión de los yacimientos bajó de manera precipitada, y todavía se necesitaban más pozos para abastecer suficiente vapor a las turbinas a la presión requerida. Esto conllevó a una reducción drástica de la capacidad eléctrica en The Geysers. Posteriormente, la reducción en la presión de vapor se mitigó por medio de aumentar el porcentaje de reinyección a su máximo y agregar aguas negras de las ciudades cercanas, solo para estabilizarla a cerca de la mitad de su pico histórico.

Fuente | Calpine 2010.

Exceder la capacidad productiva también puede resultar en una falta de coordinación entre los desarrolladores de un yacimiento geotérmico compartido.¹⁵ Varios proyectos, siendo el mejor ejemplo “The Geysers” en California, EE. UU. (Cuadro 1.2), han enfrentado este problema. En algunos de esos ejemplos de mala coordinación, el resultado fue una pérdida parcial o total de la inversión debido a la pérdida de la capacidad productiva del recurso.

Ahora, los desarrolladores geotérmicos han aprendido a utilizar un enfoque más juicioso. Con el propósito de minimizar los riesgos de caídas de presión o agotamiento del yacimiento, la capacidad de la central geotérmica debe ampliarse en incrementos de aproximadamente 30 a 60 MW a la vez. Si el presupuesto de inversión lo permite, varios proyectos de energía geotérmica pueden desarrollarse en paralelo, explotando campos diferentes. Este enfoque aumenta el suministro de una forma más rápida, más económica y con menos riesgo geológico que lo que lo haría un intento por captar la capacidad total de un campo de un solo (como se discute más adelante en el Capítulo 3).

Cálculos estimados del costo de la inversión

La Tabla 1.6 presenta un análisis de costo indicativo para el desarrollo de un proyecto típico de 50 MW con instalaciones nuevas en un campo geotérmico con perforaciones de aproximadamente 2 km de profundidad. Las centrales eléctricas de hasta 50 MW muchas veces constituyen una unidad de primer paso adecuada, que puede ampliarse o multiplicarse en una fase futura, o permanecer como la unidad final. La práctica de la industria para profundidades de pozos usualmente está entre 1.5 y 3 km, con un promedio internacional de aproximadamente 2 km, el cual se usará para los siguientes cálculos. Las cifras de los costos incluyen todos los costos de exploración y perforación, así como un costo de financiación estimado para el desarrollo de un yacimiento hidrotérmico para la generación de energía.

¹⁵ Al problema se le conoce en la teoría económica como la “Tragedia de los comunes”.

TABLA 1.6

Costos indicativos para el desarrollo geotérmico (50 MW fuera de la capacidad del generador), en millones de USD

FASE/ACTIVIDAD	ESTIMADO BAJO	ESTIMADO MEDIO	ESTIMADO ALTO
1 Inspección topográfica preliminar, permisos, análisis de mercado ¹⁶	1	2	5
2 Exploración ¹⁷	2	3	4
3 Perforaciones de prueba, prueba de pozos, evaluación del yacimiento ¹⁸	11	18	30
4 Estudio de factibilidad, planificación del proyecto, financiación, contratos, seguros, etc. ¹⁹	5	7	10
5 Perforaciones (20 orificios de perforación) ²⁰	45	70	100
6 Construcción (central generadora, enfriamiento, infraestructura, etc.) ²¹	65	75	95
Sistema de recolección de vapor y subestación, conexión a la red eléctrica (transmisión) ²²	10	16	22
7 Arranque y puesta en servicio ²³	3	5	8
TOTAL	142	196	274
En USD millones por MW instalado	2.8	3.9	5.5

Fuente | Autores.

Costos de la energía generada

Los costos de inversión por megavatio instalado pueden variar tanto como lo indica la Tabla 1.6, dependiendo del país, la región, geología, infraestructura existente y dificultad para explorar y perforar el campo. La distancia al punto de acceso de la siguiente red eléctrica de transmisión también es un factor importante. Ya que los proyectos geotérmicos suelen tener un período de operación largo y estable con un tiempo de utilización de varias décadas, las cifras presentadas en la tabla anterior se traducirían en el siguiente costo nivelado de la energía (LCOE, por su sigla en inglés)²⁴ real por kWh generado en varios países (Tabla 1.7). Solo en muy pocos casos los gobiernos o los operadores privados publican las cifras oficiales del LCOE real para la generación a partir de recursos geotérmicos. En consecuencia, en la mayoría de los casos se proporciona un rango de precios indicativo con una base lógica relevante.

¹⁶ Los costos de la inspección topográfica dependen en gran parte del tamaño y accesibilidad del área. Los costos de EIA dependen de las regulaciones del país.

¹⁷ Dependiendo de los métodos usados y la accesibilidad y el tamaño del área.

¹⁸ Para 3 a 5 perforaciones con profundidades y diámetro variables, desde orificio angosto hasta pozos de producción de tamaño real (más de 8 pulgadas de diámetro).

¹⁹ Estudios y contratos proporcionados por proveedores externos o la propia empresa. Condiciones y regulaciones del país relevante.

²⁰ Dependiendo de la profundidad, el diámetro y la química de fluidos, requisitos de la boca del pozo e intubación en términos de presión y material de acero/recubrimiento. También se ve influenciado por factores subterráneos y fracturas (dificultad y tiempo de perforación).

²² Dependiendo de la distancia desde la planta hasta el punto de acceso de la red eléctrica de transmisión, y de la distancia entre los orificios de perforación y la central eléctrica.

²³ Proceso industrial estándar. La central eléctrica podría necesitar ajustes finos de algunas adaptaciones de tiempo y menores. Para el cálculo estimado alto, se necesitan cambios mayores, reparaciones y mejoras a fin de suministrar energía de acuerdo con PPA.

²⁴ El término "nivelado" se refiere a los costos promedio descontados a lo largo del ciclo de vida del proyecto, usualmente de 20 a 30 años, incluidos todos los costos.

Las cifras de costos en la Tabla 1.7 son similares a las obtenidas en un estudio de ESMAP en el 2007, en el cual el LCOE se calculó en USD 0.0427 por kWh para una inversión aproximada de USD 2.6 millones por MW instalado. Un informe reciente del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (UNEP, por su sigla en inglés (2009) indica que en el año 2008, USD 2.2 mil millones en el desarrollo de energía geotérmica -la cifra más alta entre tecnologías de energía renovable y hasta 149 por ciento desde el 2007. De acuerdo con UNEP, el total de 1.3 GW de capacidad instalada nueva se atribuyó principalmente a su costo nivelado de la energía competitivo (USD\$ 0.044 a 0.102 por kWh), la fiabilidad de la producción de electricidad geotérmica, la ausencia de costo de combustibles y vidas largas de las centrales.

TABLA 1.7
Costos indicativos observados para la generación de energía en 2010

PAÍS	PROYECTO O TAMAÑO	USD POR KWh	COMENTARIOS
Costa Rica	4 proyectos con un total de 200 MW	USD 0,04 - 0.05	Cifras de ICE ¹
Filipinas	Total existente 2,000 MW	USD 0,04 - 0,055	Privado, pero en su mayoría construidos por empresas públicas y luego privatizados. Cálculo estimado propio basado en el precio de compra del servicio público de electricidad
Indonesia	Total 1,000 MW	USD 0,045 - 0,07 < USD 0,097	Cálculo estimado basado en estudio ² Tarifa tope establecida por el gobierno
Etiopía	Central de 35 MW planificada	USD 0.05 - 0.08	Cálculo estimado
Kenia	130 MW en unidades existentes	USD 0,043 - 0,064	Plan de expansión de KenGen 2008 ³
	280 MW planificados en 4 unidades	< USD 0.08	Tarifa tope establecida por el gobierno, pero 10-20% más baja de acuerdo con fuentes kenianas ⁴
Islandia	500 MW en unidades grandes	USD 0.03 - 0.05	Cálculo estimado ⁵ ; Electricidad vendida a empresas de aluminio a precio de contrato
México	960 MW en total	USD 0,08	Costos promedio de todas las unidades ⁶

Notas | ¹ P. Moya 2009; ² Estudio del Banco Mundial 2010; ³ Simiyu; ⁴ Business Daily 2010; ⁵ Johannesson 2011; ⁶ Quijano 2010.

Fuente | Autores.

Debe hacerse ver que los costos de financiación (incluidos los intereses durante la construcción y el costo de capital general por el cual se descuentan los flujos de efectivo) pueden afectar considerablemente los costos de generación de energía geotérmica. Los costos y niveles de tarifas que se muestran en la Tabla 1.7 generalmente cubren los costos de capital de fuentes públicas. En aquellos casos en los que el desarrollador depende de fuentes privadas de financiación, las tarifas que cubren los costos en su totalidad tenderían a ser más altas. Los aspectos financieros del desarrollo geotérmicos se discuten en detalle en el Capítulo 3.

Comparación con otras tecnologías

En cuanto a cualquier otro proyecto de generación de electricidad, desarrollar un proyecto geotérmico requiere que los recursos involucrados se puedan justificar económicamente. En general, esto significa que el proyecto se convierte en parte de un plan de desarrollo de costo mínimo, tomando en cuenta los recursos alternativos que un país dado puede desarrollar dentro del marco de tiempo de planificación. Estos incluyen opciones térmicas basadas en combustibles fósiles, tales como carbón vegetal, gasóleo de diferentes grados y precios, y gas natural, así como recursos renovables que no sean geotérmicos, como hidroenergía, viento y solar.

La economía de diferentes recursos se puede comparar tomando las diferentes características de costos y calcular el LCOE el cual variará de acuerdo a los costos de inversión, costos de combustibles, costos fijos y variables de operación y mantenimiento, largo de vida útil, y la tasa de descuento. La Tabla 1.8 muestra los parámetros básicos de un grupo de opciones de desarrollo alternativas que ilustra un rango de diferentes posibilidades. Estos incluyen:

- Motores diésel de velocidad media (MSD, por su sigla en inglés), que generalmente funcionan con gasóleo pesado (HFO, por su sigla en inglés), equivalente a gasóleo #6 y proporcionan un amplio rango de factores de capacidad. El costo del combustible varía en relación con el precio del petróleo para motores de tamaños que no suelen sobrepasar los 20 MW.
- Turbinas a vapor que usan HFO o carbón vegetal. Las turbinas a vapor exhiben economías a escala, que normalmente tienen tamaños de más de 100 MW. En el caso del carbón vegetal, los costos de inversión varían mucho dependiendo del equipo de mitigación ambiental requerido (que dependerá del grado del carbón), así como de los requisitos de tratamiento del combustible.
- Turbinas de combustión que funcionan ya sea con gasóleo (p. ej., gasóleo #4) o gas natural. Pueden ser de ciclo sencillo o ciclo combinado, en cuyo caso hay una turbina a vapor que funciona con el calor extraído de los gases de escape de la turbina de combustión. Los tamaños no suelen ser de más de 150 MW. Las turbinas de combustión modernas están diseñadas para operar con combustibles pesados.
- Turbinas eólicas pequeñas, que son específicas para el sitio y suelen instalarse para servir como complemento de los sistemas más grandes. Su factor de capacidad es generalmente bastante bajo (aproximadamente 20 a 30 por ciento).
- Turbinas eólicas grandes, también específicas para el sitio, que suelen instalarse en sitios favorables para brindar factores de capacidad de hasta 40 por ciento.
- Centrales hidroeléctricas, con costos que pueden variar mucho dependiendo de las características físicas de la ubicación y del régimen hidrológico. Los factores de capacidad hidroeléctrica usualmente varían entre 40 a 60 por ciento.

La Tabla 1.9 muestra los valores aproximados de los costos de combustible al 2010, basados en un costo de referencia del petróleo de USD 75 por barril. Una comparación de los aspectos económicos relativos de las diferentes alternativas puede hacerse mediante curvas de selección; un conjunto de estas curvas ilustra el costo total asociado al despacho de un kilovatio de cada tipo de central de acuerdo con el factor de capacidad. En el caso de las alternativas térmicas, a medida que aumenta el factor de capacidad, el costo asociado aumenta proporcionalmente al consumo de combustible. Las energías renovables tienen un perfil más plano, como se muestra en la Tabla 1.10.

TABLA 1.8
Características de las centrales*

CENTRAL	COM- BUSTIBLE	CAPACI- DAD	VIDA ECONÓMICA	COSTO DE INVERSIÓN	COSTO DE INVERSIÓN ANUALIZADO	VARIABLE O&M COSTO	FIJOS O&M COSTOS	EFICIENCIA/ CONSUMO DE CALOR	
		MW	AÑOS	USD/kW	USD/kW/Año	USD/MWh	USD/kW/ Año	%	BTU/ kWh
MSD	HFO	20	20	1,900	257	7.5	47	43	7,862
Turbina a vapor	HFO	200	25	2,500	321	2.1	34	31	11,006
Turbina a vapor	Carbón vegetal	250	25	2,250	289	2.1	34	32	10,663
Turbina de combustión	NG	100	20	730	99	2.4	9.8	28	12,186
Ciclo combinado	NG	150	25	1,500	192	1.5	24.5	53	6,438
Ciclo combinado	LNG	150	25	1,500	192	1.5	24.5	53	6,438
Ciclo combinado	FO #4	150	25	1,500	192	1.5	24.5	53	6,438
Turbina de combustión	FO #4	100	20	800	108	2.5	12	28	12,186
Turbina eólica pequeña	Viento	0.5	30	2,260	282	4	55		
Turbina eólica grande	Viento	1.5	30	1,700	212	2	35		
Pequeña Hidroenergía	Agua	20	40	2,500	304	4	20		
Grande Hidroenergía	Agua	500	50	2,800	337	1	15		
Geotérmico	Vapor	50	30	3,000	374	2	35		

*Tasa de descuento 12%.

Fuente | Fernando Lecaros.

En la parte superior de la Figura 1.19, la curva más inclinada corresponde a una turbina de combustión que funciona con gasóleo (FO #4), con un costo de capital inicial bajo, pero un costo unitario que aumenta rápidamente debido al consumo de combustible a factores de capacidad más elevados.

Esta curva de selección ofrece una primera aproximación a la elección de diferentes tipos de centrales eléctricas, particularmente cuando se elige entre alternativas que pueden alcanzar factores de capacidad altos, lo cual no es el caso con las energías renovables intermitentes, como la eólica o la hidroenergía de la corriente de un río. La combinación ideal y más rentable, teóricamente, se encuentra en la parte inferior de las diferentes alternativas tal como se muestra en la línea punteada en la figura.

TABLA 1.9

Costos de combustibles, en USD

COSTOS DE COMBUSTIBLES	VALOR	USD/GJ
Petróleo \$/bbl	74.94	
HFO \$/L	0.367	8.79
FO #4 \$/L	0.500	12.00
Carbón vegetal \$/ton	118.00	4.07
LNG \$/m ³	0.287	8.39
Gas natural \$/MBTU	5.00	4.74

Fuente | Fernando Lecaros.

TABLA 1.10

Datos de la curva de selección: costos totales anuales de capital y de operación (USD/kWh-año) como una función del factor de capacidad

FACTOR DE CAPACIDAD	0%	20%	40%	60%	80%	100%
MSD HFO	304	445	586	727	868	1,008
Turbina a vapor HFO	355	537	720	902	1,085	1,267
Turbina a vapor carbón	323	406	490	574	658	742
Turbina de combustión NG	109	220	330	441	552	663
Ciclo combinado NG	217	276	335	394	453	512
Ciclo combinado LNG	217	319	422	524	627	729
Ciclo combinado FO# 4	217	362	508	653	799	944
Ciclo de combustión FO# 4	120	395	670	944	1,219	1,494
Turbina eólica pequeña	337	344	358			
Turbina eólica grande	247	250	257			
Hidroeléctrica pequeña	324	331	345	366		
Hidroeléctrica grande	352	354	358	363		
Geotérmico	409	412	419	430	444	461

Fuente | Fernando Lecaros.

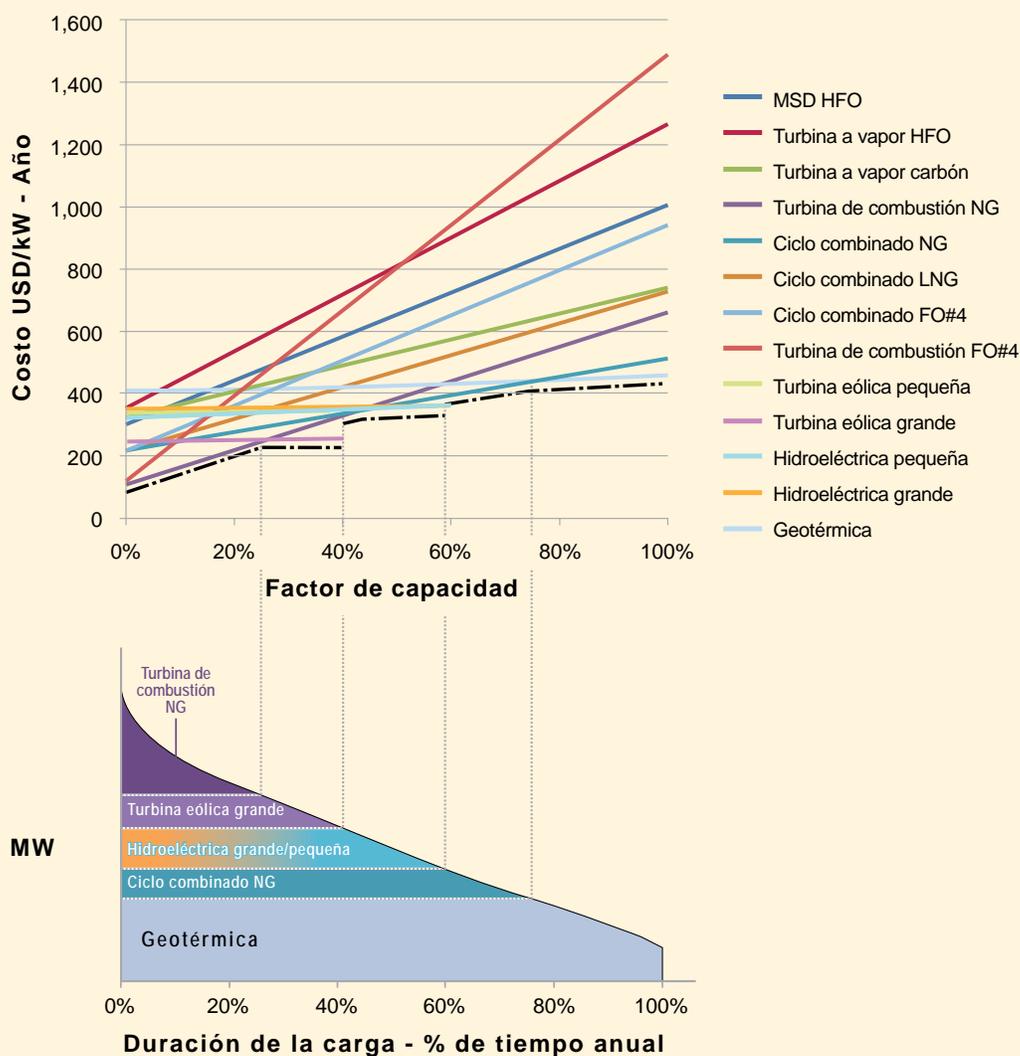
Como se muestra en la parte inferior de la Figura 1.19, la curva de selección ofrece una primera aproximación del despacho de diferentes recursos bajo la misma curva de duración de la carga (LDC, por su sigla en inglés).²⁵ Al conectar los puntos inicial y final de la línea punteada horizontal en la parte superior de la gráfica a la LDC en la parte inferior -que se muestra aquí con líneas punteadas verticales- la curva de carga de un país dado puede mostrar cuáles tecnologías serían más rentables en proporcionar la carga del sistema durante cierto período de tiempo desde la demanda máxima arriba hasta la electricidad de carga base abajo.

²⁵ La LDC es una representación normalizada de la curva de carga del sistema por medio de la cual las cargas son "apiladas" de acuerdo con cuántas horas están presentes en el sistema.

La distribución resultante de la capacidad podría no ser factible (p. ej., puede que no haya suficiente capacidad geotérmica disponible para cubrir toda la banda generacional asignada a la misma) mientras que podría haber un exceso de capacidad de otras tecnologías. Se necesitan programas detallados de optimización y costos de producción con el fin de diseñar un tamaño de central que satisfaga las condiciones específicas para tratar con estas complejidades, pero el enfoque de la curva de selección ofrece una primera aproximación de la priorización de los diferentes recursos. Seguir este enfoque muestra cómo la energía geotérmica puede ser competitiva y complementar otras fuentes de generación, a pesar del alto costo inicial.

FIGURA 1.19

Curva de selección de tecnologías seleccionadas



Notas | Parte superior | Costos totales anuales de capital y operativos por 1 kW como una función del factor de capacidad y su reflejo en la LDC | Parte inferior | Despacho posible.
Fuente | Magnus Gehringer.

Otra opción para analizar los datos es examinar el costo promedio por kilovatio hora para diferentes factores de capacidad (Tabla 1.11).

TABLA 1.11

Costo nivelado en la curva de selección (USD por cada kWh)

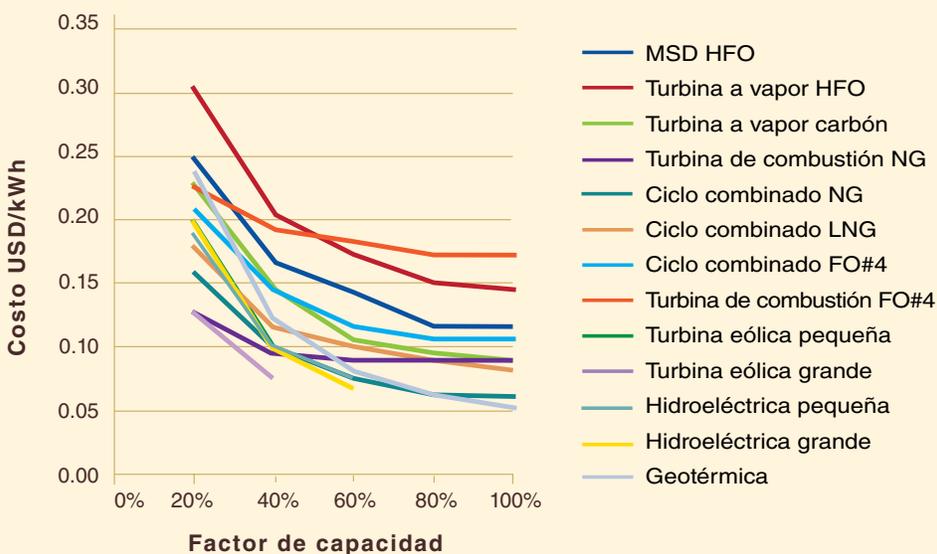
FACTOR DE CAPACIDAD	0%	20%	40%	60%	80%	100%
MSD HFO	∞	0.25	0.17	0.14	0.12	0.12
Turbina a vapor HFO	∞	0.31	0.21	0.17	0.15	0.14
Turbina a vapor carbón	∞	0.23	0.14	0.11	0.09	0.08
Turbina de combustión NG	∞	0.13	0.09	0.08	0.08	0.08
Ciclo combinado NG	∞	0.16	0.10	0.07	0.06	0.06
Ciclo combinado LNG	∞	0.18	0.12	0.10	0.09	0.08
Ciclo combinado FO# 4	∞	0.21	0.14	0.12	0.11	0.11
Ciclo de combustión FO# 4	∞	0.23	0.19	0.18	0.17	0.17
Turbina eólica pequeña	∞	0.20	0.10			
Turbina eólica grande	∞	0.14	0.07			
Hidroeléctrica pequeña	∞	0.19	0.10	0.07		
Hidroeléctrica grande	∞	0.20	0.10	0.07		
Geotérmico	∞	0.24	0.12	0.08	0.06	0.05

Fuente | Fernando Lecaros.

En la Figura 1.19 y la correspondiente Tabla 1.11, la energía geotérmica tiene un costo alto para factores de capacidad baja. Sin embargo, el costo disminuye y se convierte en el costo más bajo por kWh cuando el factor de capacidad aumenta a más que cerca del 80 por ciento.

FIGURA 1.20

Costos nivelados de energía (USD/kWh) como una función del factor de capacidad



Fuente | Autores.

Análisis del punto de equilibrio para costos de proyectos geotérmicos

El análisis previo se basó en un costo de inversión de USE 3,000/kW para energía geotérmica. Sin embargo, la Tabla 1.6 muestra un rango de costos de inversión estimados de acuerdo con las distintas actividades de desarrollo de una planta geotérmica típica de 50 MW. Estos cálculos estimados están entre USD 2.8 y 5.5 millones por megavatio instalado, lo que se traduce en USD 2,800 a 5,500 por kilovatio instalado.

Dada esta variabilidad de los costos de inversión de la energía geotérmica, una pregunta útil de hacer es: ¿qué tan alto puede llegar el costo de inversión de la energía geotérmica antes de que deje de ser económicamente competitiva? Esto se puede lograr si se compara la energía geotérmica con otras tecnologías de carga base, como las turbinas a vapor que usan HFO o carbón vegetal, motores diésel de velocidad media que usan HFO, y eventualmente centrales hidroeléctricas grandes.

Usando el método descrito arriba y basándose en los costos de combustible de la Tabla 1.9, los costos de inversión para el punto de equilibrio económico para la energía geotérmica podrían estar en el rango de:

- USD 8,900 por kW instalado, en comparación con turbinas a vapor que usan HFO
- USD 7,000 por kW en comparación con MSD
- USD 5,200 por kW en comparación con turbinas a vapor que usan carbón vegetal
- USD 4,400 por kW en comparación con una hidroeléctrica grande con un factor de capacidad del 60 por ciento

Desafíos de la planificación de sistemas

Los análisis previos muestran cómo la electricidad geotérmica se compara en términos generales con otras opciones de generación de electricidad. Determinar el tamaño real y la secuencia de las centrales eléctricas geotérmicas a desarrollar como parte del plan de expansión de generación de electricidad de un país generalmente se basa en los resultados de modelos más sofisticados que consideran diferentes fuentes de incertidumbre. Uno de los primeros modelos de optimización de la expansión de la generación de electricidad, desarrollado por la Agencia Internacional de Energía Atómica y conocido como el modelo Wien Automatic System Planning (WASP), toma en cuenta consideraciones de fiabilidad durante la operación de un sistema de electricidad, y se puede aplicar principalmente a sistemas térmicos. Cuando la fuente de incertidumbre surge de consideraciones operativas, tales como hidroenergía o viento, simulaciones detalladas adicionales basadas en las distribuciones de probabilidad de factores operativos específicos permiten una evaluación de los costos de operación esperados para diferentes configuraciones de centrales eléctricas. Esto se logra mediante programas de simulación detallados que están comercialmente disponibles, tales como el modelo Stochastic Dual Dynamic Programming (SDDP).²⁶ En el caso de la energía geotérmica, la fuente principal de incertidumbre está en el costo de inversión, reflejando principalmente la incertidumbre del costo de exploración y perforación. Los modelos de computadora que toman en cuenta esta fuente de incertidumbre para cuantificar las ventajas y desventajas con los recursos en competencia aún no se han desarrollado.

²⁶ SDDP es un modelo que se usa para la planificación a mediano y largo plazo de sistemas de generación y transmisión de energía eléctrica.

La electricidad geotérmica puede implicar costos de inversión adicionales para el sistema en comparación con otras fuentes de generación de electricidad. Estos costos deben factorizarse en la planificación de la expansión eléctrica. Por ejemplo, podría necesitarse una inversión adicional en líneas de transmisión debido a que una planta eléctrica geotérmica no puede construirse demasiado lejos de la fuente del suministro de combustible (energía geotérmica). Típicamente, las áreas que prometen un recurso geotérmico viable no coinciden con los centros de carga eléctrica. Las ciudades con poblaciones grandes no suelen estar construidas sobre fallas geológicas que son lo suficientemente activas como para soportar centrales geotérmicas de gran escala como las centrales flash. Esto introduce el riesgo adicional de encontrar yacimientos geotérmicos de tamaño suficiente como para construir centrales eléctricas lo suficientemente grandes para justificar el costo de las líneas de transmisión al centro de carga.

DESARROLLO DE PROYECTOS GEOTÉRMICOS: FASES Y RIESGOS

ASPECTOS DESTACADOS

- Un proyecto de energía geotérmica se puede dividir en una serie de fases de desarrollo antes de que inicie la fase real de operación y mantenimiento: inspección topográfica preliminar; exploración; perforación de prueba; revisión y planificación del proyecto; desarrollo del campo; construcción, y arranque y puesta en servicio.
- El desarrollo de un proyecto típico geotérmico para la industria de servicios públicos usualmente toma entre 5 y 10 años, dependiendo de las condiciones geológicas del país, la información disponible sobre el recurso, el clima institucional y normativo, el acceso a financiación adecuada y otros factores.
- Los riesgos que enfrenta un proyecto de energía geotérmica conectado a la red eléctrica incluyen: riesgo de recursos y el riesgo relacionado de sobredimensionar la central eléctrica; riesgos financieros debido al alto costo inicial y el largo tiempo espera; riesgo de compleción/retraso; riesgos operativos; riesgo de tomadores principales; riesgo de precio; riesgo normativo; limitaciones de la capacidad institucional, y barreras de información.
- Las fases exploración/explotación/producción (upstream), y especialmente la fase de perforación de prueba, usualmente se ven como las partes de mayor riesgo del desarrollo de proyectos geotérmicos, reflejando la dificultad de calcular la capacidad del recurso de un campo geotérmico y los costos asociados a su desarrollo.
- Equilibrar la probabilidad de éxito contra los costos de la incapacidad de alcanzar el mejor resultado esperado pueden manejarse con técnicas formales como el uso de un árbol de decisiones. La técnica permite analizar y adoptar opciones que maximizan el valor previsto del desarrollo geotérmico al aplicar probabilidades a diversos resultados del proyecto.
- Los impactos ambientales locales del reemplazo de la energía geotérmica por el uso de combustibles fósiles tienden a ser positivos en general. Sin embargo, al igual que el desarrollo de cualquier infraestructura, la energía geotérmica tiene sus propios impactos y riesgos sociales y ambientales que es necesario manejar. También es crítico consultar e involucrar a todos los interesados relevantes, presentando ventajas y desventajas y formas de superar los retos específicos al proyecto.

FASES DE DESARROLLO DE UN PROYECTO DE ENERGÍA GEOTÉRMICA

Los proyectos de geotermia han visto siete fases de desarrollo clave antes de que la fase efectiva de operación y mantenimiento (O&M) comience. De acuerdo con la programación en la Figura 2.1, toma aproximadamente siete años desarrollar un proyecto típico de energía geotérmica de tamaño real con, por ejemplo, una turbina de 50 MW como primer paso. Sin embargo, el tiempo de desarrollo del proyecto puede variar, dependiendo de las condiciones geológicas relevantes del país, la información disponible sobre el recurso, el clima institucional y normativo, el acceso a financiación adecuada, y otros factores.

Cada fase del desarrollo de los proyectos geotérmicos consiste en varias tareas. Después de cada logro, el desarrollador -ya sea una empresa de proyectos o una institución del país- tendrá que decidir si continuar desarrollando el proyecto o no. Las primeras tres fases, o logros, llevan al desarrollador desde los primeros pasos de reconocimiento hasta la exploración del campo hasta las perforaciones de prueba. La primera parte del desarrollo del proyecto (a la que podría llamarse en términos generales la fase de exploración) confirma la existencia, o ausencia, de un yacimiento geotérmico adecuado para la generación de electricidad; usualmente se ve como la parte más riesgosa del desarrollo del proyecto. Si el resultado de las primeras tres fases, incluidas las perforaciones de prueba, es positivo y se confirma el potencial geotérmico, se inicia la Fase 4 con el diseño real del proyecto de electricidad, lo que incluye el estudio de factibilidad, la ingeniería de los componentes y la finalización de todos los trámites de financiación. Las Fases 5 a 7 abarcan el desarrollo del proyecto en sí, y consisten en la perforación de los pozos geotérmicos de producción, la construcción de tuberías, la construcción de la central eléctrica y la conexión de la central a la red eléctrica. La Figura 2.1 presenta las fases del proyecto gráficamente.

Fase 1: Inspección topográfica preliminar

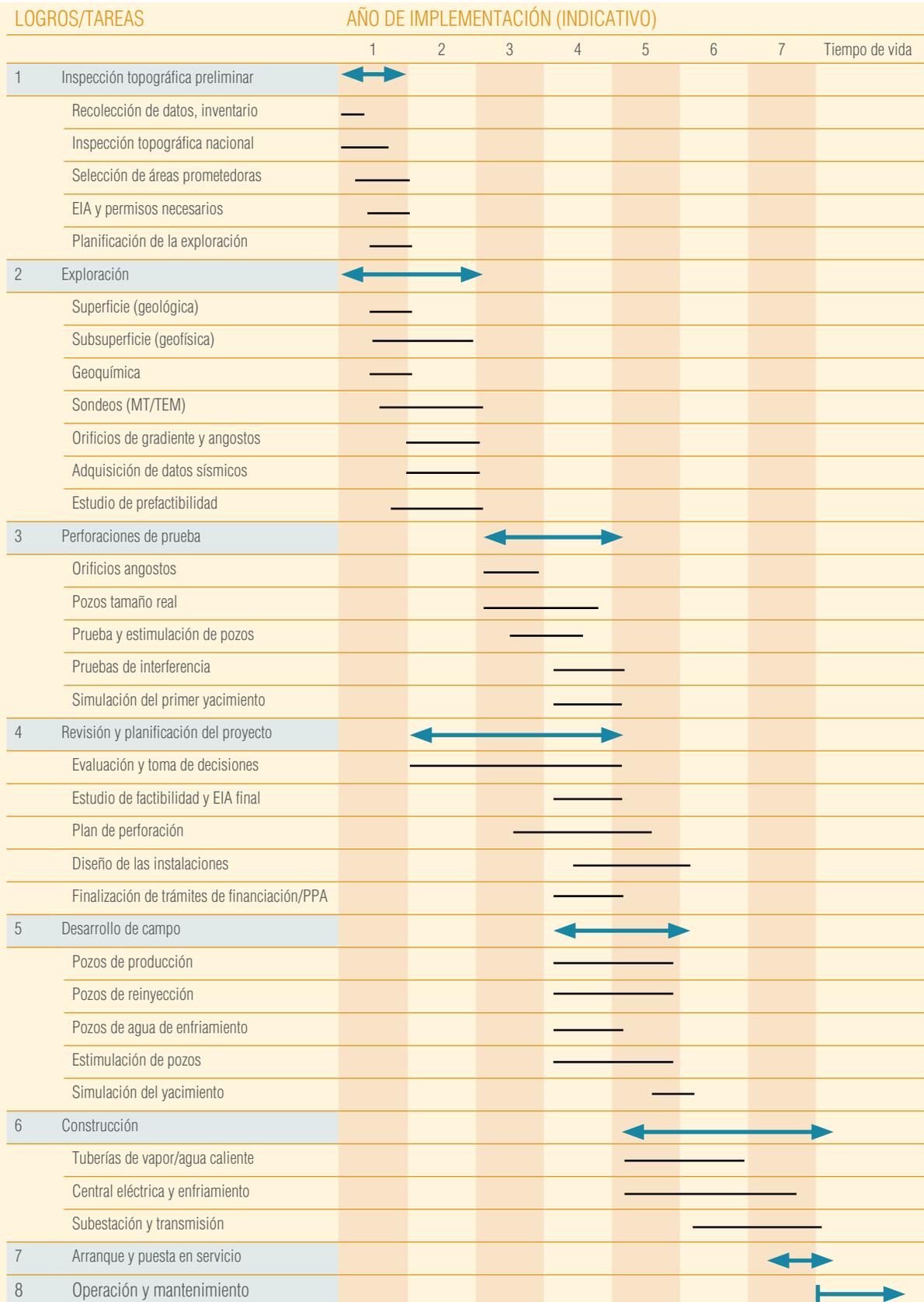
La fase de la inspección topográfica preliminar incluye un primer reconocimiento de un área geotérmica con base en un estudio a nivel nacional o regional. Si no hay estudios de planes maestros geotérmicos disponibles, los desarrolladores usualmente realizan sus propios estudios basándose en literatura y datos disponibles, o ejecutan su propio trabajo de reconocimiento para seleccionar áreas en las que solicitarán concesiones de exploración. Los métodos incluyen una revisión de estudios geológicos de suelos, así como esfuerzos por documentar el sitio a través de imágenes de satélite y aéreas.

Una vez se otorga la concesión o se selecciona el campo, se inicia un estudio de prefactibilidad a fin de explorar la probabilidad de la existencia de un yacimiento geotérmico comercial y para obtener un primer cálculo estimado del potencial explotable del mismo. El estudio de prefactibilidad también abarca aspectos tales como las características del mercado de electricidad del país (demanda y suministro, tomadores regulares potenciales y clientes), sistema de transmisión y distribución, disponibilidad de infraestructura básica (carreteras, suministro de agua potable, comunicaciones, etc.), y asuntos ambientales y sociales. El marco institucional y normativo del país se estudió para poder evaluar las condiciones para obtener permisos y licencias para el desarrollo y la operación del proyecto, y para establecer un Contrato de compra de energía (PPA, por su sigla en inglés)²⁷ con la empresa de servicios públicos relevante u otros clientes.

Con el propósito de obtener los derechos para explorar y desarrollar recursos geotérmicos dentro de un área específica, el desarrollador del proyecto (si no es el propietario del terreno) debe obtener acceso mediante un arrendamiento o concesión de los dueños de la superficie o subsuperficie. El marco normativo y la velocidad y calidad de las decisiones normativas tomadas en esta fase pueden afectar significativamente la cronología del proyecto y el rumbo del desarrollo. Dependiendo del país, los recursos de tierra, minerales y agua pueden ser de propietarios privados o pueden ser públicos. Por esto, el desarrollador tiene que celebrar un contrato con el titular de estos bienes, lo cual normalmente requiere una cuota anual por arrendamiento o regalías de producción. El impacto que tienen de estas cuotas sobre la viabilidad financiera del proyecto debe evaluarse y calcularse cuidadosamente.

²⁷ Varios proyectos de energía geotérmica son operados por generadores eléctricos y proveedores de vapor separados. En tales casos, será necesario celebrar un acuerdo adicional por venta de vapor. Se pueden encontrar ejemplos en Indonesia y Filipinas.

FIGURA 2.1
Desarrollo de un proyecto geotérmico para una unidad de aproximadamente 50 MW



Fuente | Autores.

Además, obtener las licencias y permisos necesarios suele ser una tarea compleja, especialmente para permisos ambientales y derechos de agua. Por lo general se requiere una Evaluación de impacto ambiental (EIA, por su sigla en inglés) para cualquier proyecto energético grande que también tendría que tratar con la fase de perforación en el caso de la energía geotérmica; preparar estos documentos suele requerir cantidades significativas de tiempo y dinero.

La Fase 1 es importante para establecer un análisis razonado y evaluar la necesidad del proyecto en cuestión y, al mismo tiempo, justificar las inversiones necesarias para la exploración y las perforaciones de prueba (Fases 1 y 2). Los costos de esta primera fase generalmente se calculan en USD 0.5 a 1 millón. Sin embargo, este estimado asume que la información básica de la geología del área en consideración ya está disponible. En las áreas de proyectos nuevos, esto puede aumentar hasta USD 5 millones (Tabla 1.6). Por estos motivos, la Fase 1 toma desde varios meses hasta 1 año en completarse.

Fase 2: Exploración²⁸

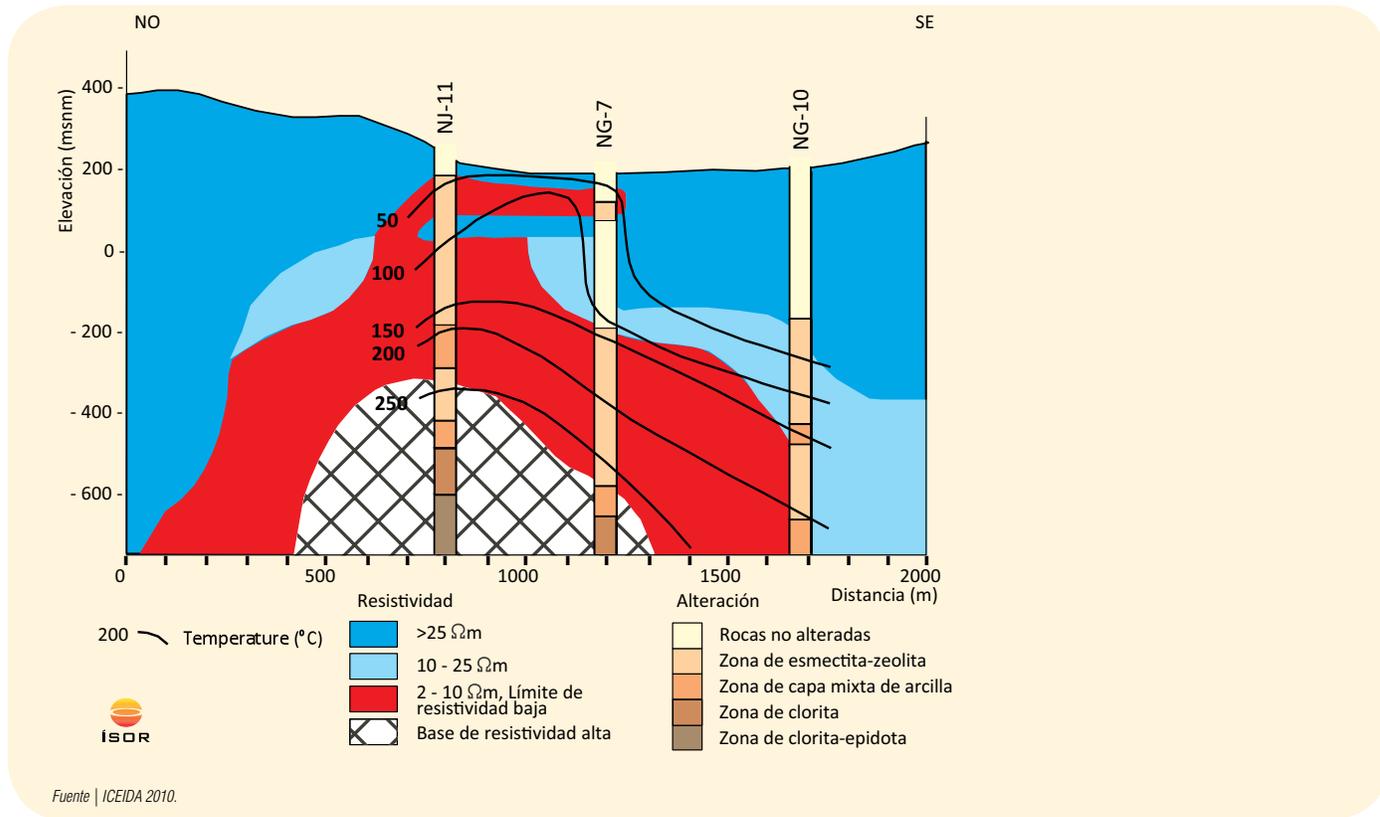
La fase de exploración consiste en inspecciones topográficas al nivel de la superficie para confirmar la evaluación de recursos preliminar. La misma empieza tan pronto como el desarrollador del proyecto está satisfecho con los resultados de la Fase 1 y ha cumplido con los requisitos legales. En total, la segunda fase puede tomar hasta dos años, dependiendo del tamaño y la accesibilidad del campo geotérmico y los datos ya disponibles. Al inicio de esta fase, se produce un plan de exploración que puede incluir algunos o todos de los siguientes métodos de exploración:

- **Exploración geotérmica I** Se toman muestras de las fuentes termales existentes y se analizan. El resultados permiten hacer cálculos estimados con respecto a la temperatura del fluido a la profundidad del yacimiento y un cálculo estimado del origen y la recarga del fluido dentro del yacimiento geotérmico, indicando así el grado de permeabilidad de la estructura de roca del yacimiento.
- **Exploración geológica I** Se pueden tomar muestras de rocas, sedimentos y lava ya sea de la superficie u obtenerse mediante sondeo con testigos para exponer el tipo de fuente de calor y estimar la ubicación y el potencial.
- **Exploración geofísica I** Se pueden usar varios métodos para medir la conductividad o resistividad de las rocas de la superficie; el método Transitorio electromagnético (TEM, por su sigla en inglés) y el método Magnetoteléurico (MT) son los más usados en la actualidad. Estos dos métodos se complementan entre sí debido a que el MT muestra los resultados a una profundidad bastante grande mientras que el TEM muestra resultados a poca profundidad y resuelve el problema del movimiento telúrico del MT.
- **La exploración geofísica con mediciones de gravedad de Bouguer complementa** las mediciones de MT y TEM al medir anomalías en la distribución de la densidad de las rocas de la subsuperficie, permitiendo así la identificación de estructuras geológicas grandes con límites relacionados a características tectónicas que a su vez podrían llevar a fallas y fracturas. Los resultados de la exploración geofísica, usados en combinación con datos geológicos, pueden llevar a la ubicación de la fuente de calor y proporcionar blancos para las perforaciones de prueba (perforaciones de exploración).

²⁸ En este contexto, el término "fase de exploración" se refiere a la segunda fase en la distribución detallada del ciclo del proyecto. Este uso es distinto a "exploración" en términos generales, la cual consiste en las tres primeras fases, incluida la fase de perforación de prueba. Este último uso es más común para la industria de gas y petróleo.

FIGURA 2.2

Sección transversal de resistividad por un campo geotérmico en Islandia



- **Los orificios de gradiente de temperatura** son orificios de perforación angostos y poco profundos, usualmente menos de 500 metros de profundidad y menos de 6 pulgadas de diámetro, perforados para medir el aumento de la temperatura con la profundidad. El gradiente de temperatura estándar a nivel mundial es aproximadamente 30 °C por cada kilómetro de profundidad adicional, resultando en una temperatura promedio de 90 °C a una profundidad de 3 kilómetros. Si, en un área específica, el gradiente de temperatura aumenta a 90 °C/km, esto resultaría en una temperatura de 270 °C a una profundidad de 3 kilómetros y eso sería muy prometedor para la generación de energía geotérmica, siempre que pueda extraerse suficiente vapor del yacimiento. Los orificios de gradiente también permiten recolectar muestras adicionales de fluidos para realizarles un análisis químico. Es común perforar de tres a cinco orificios de gradiente como parte del plan de exploración para un proyecto geotérmico nuevo, especialmente en áreas donde no hay señales de volcanismo reciente.
- **La exploración sísmica**, muy conocida y usada en la industria de gas y petróleo, es un método geofísico que usa “ondas” desde la superficie para mapear estructuras subsuperficiales como fallas y grietas, que son importantes porque muchas veces son canales del vapor caliente y fluidos. La mayoría de perforaciones para recursos geotérmicos estarán dirigidas a llegar a al menos una falla subsuperficial; usando métodos direccionales de perforación, es posible llegar a

más de una falla y así aumentar aún más, incluso, multiplicar, la producción de vapor o fluido del pozo geotérmico. La exploración sísmica es más efectiva en las cuencas sedimentarias que en las áreas volcánicas, donde se encuentran los mejores recursos hidrotérmicos. Esto a veces se considera una limitación en el uso de la exploración sísmica para recursos geotérmicos.

En esta fase, ya se concluyó el estudio de prefactibilidad que se inició al principio de la Fase 1. La interpretación de información previa y los resultados de las inspecciones topográficas nuevas se usan para desarrollar un modelo de yacimiento preliminar, el cual estima las propiedades del yacimiento, tales como la permeabilidad, los parámetros de flujo, las temperaturas, el grosos y la extensión del área.

Después de completar la exploración de la superficie, el primer paso para evaluar el recurso es conducir una evaluación volumétrica de los recursos, la cual se puede mejorar con información obtenida de las perforaciones de prueba durante la Fase 3. Para este propósito, suelen aplicarse simulaciones probabilísticas (p. ej., Monte Carlo) para realizar la evaluación volumétrica. Realizar pruebas a largo plazo de los pozos de exploración productivos sirve para definir la productividad esperada de pozos futuros, así como para generar información sobre la respuesta de la presión (descenso) del yacimiento a la producción de fluido. La respuesta de la presión se puede usar para modelar parámetros agrupados del yacimiento para poder predecir la respuesta futura del yacimiento durante la utilización. Esto se hace necesario a fin de planificar los siguientes pasos en el desarrollo del recurso geotérmico, hacer el primer cálculo estimado del potencial, y decidir dónde enfocar el trabajo dentro del área de la licencia de explotación. Al concluir esta fase, se desarrolla un informe geocientífico detallado que cubre el área explorada, incluido un modelo conceptual de la geología del campo geotérmico. El informe debe presentar recomendaciones así como estrategias de desarrollo preliminar para el área.²⁹

Los costos de la Fase 2 (es decir, para realizar los MT, TEM, orificios de gradiente de perforación o sísmicos) dependen del tamaño y la accesibilidad del sitio geotérmico y de la disponibilidad de las herramientas y el equipo necesarios. Mientras que los costos mínimos de exploración de un sitio geotérmico serían en muchos casos de USD1 a 2 millones, cada pozo de gradiente podría agregar de USD 0.5 a 1 millón a esa cifra. Debido a que todos los proyectos y campos geotérmicos son diferentes, es difícil generalizar los costos de inversión necesarios para las Fases 1 y 2.

Fase 3: Perforación de prueba

Esta fase es la última de las fases exploratorias. Al inicio de esta fase, se diseña un programa de perforación para desarrollar un objetivo para confirmar la existencia, ubicación exacta y potencial del yacimiento. Usualmente se perforan de tres a cinco pozos geotérmicos de tamaño real³⁰, pero dependiendo de la ubicación, accesibilidad e infraestructura en el campo geotérmico, podría ser prudente comenzar con orificios angostos (orificios con un diámetro de menos de 6 pulgadas/15 cm que se pueden perforar con equipo más liviano (plataforma de perforación)) que aquellos que se usan para pozos tamaño real (con un diámetro de más de 8 pulgadas/20 cm). En este contexto también vale la pena mencionar que los planes de perforación deben revisarse regularmente durante la actividad de perforación debido a los resultados de las pruebas de los pozos. Perforar agujeros angostos para confirmación del yacimiento, temperatura y química, se está volviendo más atractivo pues tales pozos se pueden perforar a 1,500 metros a aproximadamente el 50 por ciento del costo de un pozo similar de profundidad regular (Johannesson 2011, comunicación personal).

²⁹ Basado en ISOR 2009.

³⁰ Por ejemplo, un pozo de tamaño real podría tener una profundidad de 1.5 a 3.5 km y tener un diámetro inferior del agujero de 7 a 8 pulgadas. El diámetro superior (en la superficie) puede ser de más de 20 pulgadas.

Perforar pozos de tamaño real requiere movilizar equipo pesado de varios cientos de toneladas (Figura 2.3),³¹ que se transportan en varias docenas de contenedores. En esta fase, no se toma ninguna decisión final sobre si estos pozos se usarán como pozos de producción o reinyección, ya que el desarrollador no puede predecir el desempeño futuro de los mismos. Es posible que sea necesario “estimular” los pozos nuevos después de perforarlos con el fin de eliminar el lodo o cualquier otro material que tape las grietas o fallas en las rocas. El propósito de la estimulación es aumentar la permeabilidad y el caudal de volumen de los fluidos o vapor geotérmicos hacia el orificio de perforación. Se realizan pruebas de interferencia entre los distintos orificios de perforación para mostrar si y cómo están interconectados los pozos. Esto les da a los científicos una imagen más clara del potencial, forma y tamaño del yacimiento en la subsuperficie, así como un entendimiento más claro del potencial de enfriamiento prematuro de los pozos de producción. La perforación dirigida, una tecnología costosa de la industria de gas y petróleo, puede llegar a varias fracturas en el mismo pozo, aumentando así o incluso multiplicando la producción del pozo.

FIGURA 2.3
Plataforma de perforación de tamaño mediano en el Caribe



Fuente | Sigurður Sveinn Jónsson, ÍSOR (Iceland Geosurvey).

³¹ Foto de la plataforma de perforación Sleipnir de Iceland Drilling Ltd. en el orificio de perforación WW-03 en Dominica (ÍSOR (Iceland Geosurvey)).

De nuevo, las inversiones relacionadas a la Fase 3 pueden ser altas, pero los costos son muy específicos de los proyectos. Dependiendo de la ubicación y profundidad de la perforación, la perforación de un orificio angosto cuesta entre USD 0.5 y 1.5 millones, mientras que un pozo tamaño real usualmente costaría entre USD 2 y 6 millones. Por ejemplo, para cuatro pozos tamaño real de 2.5 a 3 km de profundidad, incluido el trabajo científico relacionado, la inversión típicamente costaría entre USD 10 y 25 millones. Dependiendo de la ubicación del campo geotérmico y de la necesidad de construir o reforzar las carreteras de acceso, los costos de movilización del equipo de perforación pueden ser una parte significativa del costo total de esta fase, debido a que deben transportarse docenas de contenedores grandes con generadores eléctricos y combustible, tubería larga de acero (armazones), lodo de perforación y cemento al sitio de perforación.

Según se discute en el Capítulo 3, el apoyo financiero de los gobiernos para reducir los riesgos de exploración de los desarrolladores asociados a estas tres fases es muchas veces la única forma de asegurar la participación privada en el desarrollo inicial de los proyectos geotérmicos. Los gobiernos que exhortan al sector privado a desarrollar proyectos desde el inicio, incluidas las tres primeras fases del proyecto, usualmente consideran dar subvenciones, subsidios u otros incentivos a las empresas privadas. Los acuerdos de compartición de riesgos entre el sector privado y público que se definen claramente antes de hacer cualquier inversión también pueden facilitar la financiación de estas fases del proyecto al compartir costos y limitar las pérdidas financieras potenciales en caso de que el yacimiento geotérmico no sea adecuado para generación de electricidad.

Fase 4: Revisión y planificación del proyecto

Esta fase incluye la evaluación de todos los datos existentes por parte del desarrollador, incluidos los datos nuevos de las fases de exploración. Los resultados de las perforaciones de prueba le permitirán al desarrollador del proyecto terminar su estudio de factibilidad, incluidos todos los cálculos financieros; la ingeniería conceptual de todos los componentes a construir, y el programa de perforación. En esta fase, el desarrollador del proyecto determina el tamaño de proyecto más ventajoso a nivel financiero y las inversiones necesarias.

Los costos del estudio de factibilidad incluyen todos los costos de las Fases 1 a 3, más un plan contingencia para todas las negociaciones, permisos, y trabajo de escritorio y de ingeniería financieros, legales y ambientales necesarios para trasladar el proyecto a la fase de construcción.

La energía geotérmica es diferente de otras tecnologías de generación de energía, como carbón vegetal, gas o hidroenergía, porque no se puede hacer un estudio de factibilidad de producción de electricidad hasta que se haya demostrado el potencial del yacimiento geotérmico luego de hacer las perforaciones, y porque el suministro de combustible (energía geotérmica) está intrínsecamente relacionado al desarrollo de una central eléctrica. Las perforaciones de prueba que conllevan un alto costo y muchos riesgos, pueden verse como parte de la preparación del estudio de factibilidad del proyecto, lo cual explica la falta de voluntad de las empresas privadas a desarrollar proyectos geotérmicos desde la primera fase.

Al haber terminado el estudio de factibilidad financiera y técnica del proyecto de generación electricidad, el desarrollador usualmente celebra un PPA³² con la empresa de servicios públicos relevante u otros consumidores de electricidad. El PPA y el acuerdo de concesión especifican la fuente de ingresos así como las obligaciones y la asignación de riesgos. El estudio de factibilidad finalizado y el PPA permiten entonces al desarrollador acercarse a los financistas.

³² Los PPA de electricidad de generación geotérmica usualmente abordan los mismos temas que los PPA de otras tecnologías de generación de electricidad. Sin embargo, es necesario abordar algunos temas únicos de la geotermia, especialmente los relacionados a los riesgos operativos que evitarían que el operador alcance la producción acordada. Los temas incluyen, por ejemplo, la degradación del yacimiento y los costos relacionados a un aumento en el mantenimiento por motivos geológicos o químicos, tales como pozos complementarios y fuerza mayor.

FIGURA 2.4

Boca y silenciador de pozo geotérmico



Fuente | NEA 2011. Orkustofnun, the Icelandic National Energy Agency. Foto de bocas de pozo y silenciador en la central eléctrica Hellisheiði.

Fase 5: Desarrollo de campo

La Fase 5 marca el inicio del desarrollo en sí del proyecto de energía y consiste en perforar pozos de producción y reinyección, y construir parcialmente la tubería para conectar los pozos a la central. Dependiendo del programa de perforación, se requieren una o más plataformas de perforación para perforar los pozos de producción necesarios para alcanzar la capacidad proyectada de la central eléctrica. Para un proyecto geotérmico para la industria de servicios públicos, una regla general muy usada es que todo pozo de producción exitoso proporcione suficiente vapor o líquido como para producir 5 MW de energía eléctrica en la central eléctrica.³³ Sin embargo, hasta en las áreas bien exploradas, aproximadamente del 10 al 30 por ciento (en promedio, 20 por ciento) de todos los pozos perforados resultan estar secos o demasiado débiles como para usarlos. Esto reduce el la producción promedio real de cada pozo perforado a 4 MW.

Además de los pozos de producción, deben perforarse pozos de reinyección para devolver los fluidos geotérmicos al yacimiento. La reinyección de los fluidos geotérmicos produce presión de soporte al yacimiento; sin embargo, la reinyección debe realizarse en lugares en donde no cause el enfriamiento del yacimiento geotérmico. Esto requiere conocimiento de los patrones de flujo subterráneos, los cuales se obtienen por medio de la construcción de modelos conceptuales y numéricos del yacimiento y del análisis numérico del mismo. El diseño de las estrategias de producción y reinyección se estudia inicialmente a través de una simulación del yacimiento.

³³ Las capacidades de producción de menos de 5 MW por pozo y a veces capacidades tan bajas como 2-3 MW por pozo se pueden considerar satisfactorias en algunos casos, dependiendo del tamaño del proyecto y otras circunstancias. Sin embargo, para proyectos geotérmicos a escala para servicios públicos, los pozos que producen menos de 2 MW de electricidad generalmente se consideran infructuosos.

CUADRO 2.1

Diferencias entre perforación para petróleo y geotérmica

Hay cuatro motivos por qué la perforación y la gestión del yacimiento en el sector geotérmico son diferentes a las del sector petrolero:

- 1 | Economía/mercados** | El petróleo es un producto que se comercializa a nivel internacional, fácil de almacenar, transportar y vender. Proyectos de no se puede vender ni asignar un precio afuera de los mercados locales de calefacción y electricidad; lo que introduce el riesgo del tomador regular debido a las opciones limitadas para vender el producto. Además, la integración de los proyectos geotérmicos a la red eléctrica local requiere infraestructura, permisos y contratos adicionales.
- 2 | Geología** | Aunque la perforación para hidrocarburos suele realizarse a mayor profundidad que la perforación geotérmica, los campos petroleros generalmente están en ambientes geológicamente estables y son más fáciles de confirmar mediante tecnologías de exploración de la superficie. Los campos geotérmicos usualmente están en zonas volcánicas y fracturadas y su potencial debe confirmarse mediante la perforación.
- 3 | Composición de los fluidos o el vapor** | Incluso si está comprobado que un yacimiento geotérmico existe, el fluido y el vapor pueden, en algunos casos, tener una composición química que impida su uso para la generación de electricidad; en contraste, suele ser posible encontrar formas para procesar y usar el petróleo aunque su composición química sea problemática.
- 4 | Agotamiento del yacimiento** | El petróleo puede extraerse hasta que los aspectos económicos de la producción caigan por debajo de un umbral establecido, o, en el mejor de los casos, hasta que el yacimiento se considere agotado. Los fluidos geotérmicos deben reinyectarse para evitar caídas de presión. Por lo tanto, es necesario entender el flujo del agua subterránea y los sistemas de reabastecimiento del yacimiento a fin de evitar el agotamiento de un recurso de energía geotérmica. No obstante, un pozo geotérmico bien mantenido puede producir vapor por décadas.

Fuente | Autores.

El tiempo necesario para perforar un pozo geotérmico no solo depende de la profundidad del mismo, sino de su geología (rocas) y la capacidad de la plataforma de perforación que se use. Las áreas de fractura poco profundas requerirán más encementado para colocar las armazones de los pozos (tuberías de acero) en las formaciones aledañas para evitar fugas de fluido. Estas operaciones pueden causar incertidumbre en cuanto al tiempo total necesario para el programa de perforación. En entornos volcánicos, perforar un pozo de 2,000 metros de profundidad con un diámetro comercial toma un promedio de 40 a 50 días. El proceso de perforación en sí consiste en fases alternas de perforación y armado de tuberías y encementado, hasta llegar a la parte superior del recurso. Una vez el pozo penetra el yacimiento geotérmico, se usan revestimientos ranurados permeables para evitar que rocas y basura entren al pozo abierto. Además de la tubería, los materiales necesarios para la perforación geotérmica incluyen tubos de perforación, brocas, sustancias químicas para agregar al lodo o fluido de perforación, cemento, combustible, herramientas para perforación dirigida, bocas de pozo, válvulas, etc.

El siguiente ejemplo explica temas relacionados a los costos e inversiones en esta fase. Si el desarrollador del proyecto piensa desarrollar una central eléctrica con una capacidad instalada de 50 MW, podría necesitar 13 pozos de producción. La reinyección podría funcionar con la mitad, pero dependería de la entalpía y la composición química de los fluidos, que solo llegan a conocerse después de realizar pruebas a los pozos. Inicialmente, el desarrollador del proyecto planifica perforar un conjunto de 13 pozos de producción y 7 de reinyección (para un total de 20 pozos). A un costo de USD 2 a 6 millones por pozo, esto se traduciría en una inversión de USD 40 a 120 millones, o de USD 0.8 a 2.4 millones por megavatio instalado, con un promedio de USD 1.2 a 1.5 millones. En la mayoría de casos, más del 50 por ciento de

la inversión total de un proyecto de energía geotérmica está relacionado a la exploración y perforación. Debido a que toma cerca de seis semanas perforar un pozo normal de 2 km de profundidad, tomaría 30 meses perforar pozos para un proyecto geotérmico de 50 MW con una plataforma de perforación, sin tomar en cuenta el tiempo para mover y trasladar la plataforma.

A fin de acelerar el proceso, sería necesario implementar varias plataformas de perforación y trabajar en las tuberías superficiales, bocas de pozos y otras infraestructuras necesarias simultáneamente. Sin embargo, en las áreas geotérmicas nuevas podría no ser apropiado acelerar la perforación, especialmente al inicio del proceso de perforación. Para una perforación exitosa, la ubicación del siguiente pozo debe basarse en los resultados de las pruebas de pozos previos.

La perforación para producción, como una parte lenta y costosa de cualquier proyecto geotérmico, debe basarse en una buena gestión y supervisión del proyecto por parte de especialistas experimentados. Los atrasos durante la fase de producción pueden afectar seriamente la viabilidad financiera de un proyecto, especialmente cuando los contratos o el PPA contienen cláusulas y fechas límite para la compleción del proyecto, la puesta en marcha y distribución de energía a la red eléctrica.

Fase 6: Construcción

Esta fase abarca la instalación del sistema de recuperación de vapor o SAGS (es decir, un sistema de tuberías de vapor desde las bocas de los pozos hacia la central eléctrica y de regreso para los fluidos de reinyección); los separadores; la planta eléctrica con la turbina, generador y el “extremo frío”, que consiste en un condensador y necesita ya sea enfriamiento con aire (enfriamiento con ventilador) o agua (directo o con una columna de enfriamiento). Después de utilizar (expandir) el vapor, los fluidos geotérmicos enfriados generalmente se inyectan al yacimiento para recalentarse y mantener la presión o evitar el agotamiento del depósito. La electricidad generada se envía a una subestación y desde ahí a la red de transmisión.

La Figura 2.5 muestra los diferentes componentes de una central eléctrica geotérmica y el equipo más importante de la planta. Empezando desde arriba, hay pozos geotérmicos, cada uno con una carretera de acceso y un piso de perforación. Algunos de los pozos están liberando vapor (“soplando”), posiblemente debido a trabajos de mantenimiento, pero todos están conectados por medio de tuberías a la estación del separador (en la parte de en medio de la figura), donde los fluidos se separan del vapor. Las tuberías están bien aisladas para minimizar que los fluidos y el vapor se enfrían a lo largo de una distancia de varios kilómetros. Desde el separador, el vapor va hacia las turbinas de la central eléctrica, mientras que el agua, que tiene la misma temperatura que el vapor, se reinyecta al yacimiento mediante pozos de reinyección. Las columnas de enfriamiento son parte del sistema de condensación, que condensa el vapor restante a fluidos. La electricidad generada se envía a la red de transmisión por medio de la subestación adjunta.

Para una unidad de central eléctrica de 50 MW, los costos de la fase de construcción de desarrollo del proyecto están, las del tipo de llave en mano, usualmente en el rango de USD 1 a 2 millones por megavatio instalado. Los cálculos de costos no incluyen la línea de transmisión ni la subestación, que son necesarias para conectar la central eléctrica a la red eléctrica, pues estos costos pueden variar considerablemente de una instalación a otra.

FIGURA 2.5

Central geotérmica Krafla de 60 MW en el noreste de Islandia



Fuente | Cortesía de Landsvirkjun.

Fase 7: Arranque y puesta en servicio

El arranque y la puesta en servicio de la planta eléctrica es la fase final antes de que la planta comience el funcionamiento regular. Esta fase usualmente implica resolver muchos asuntos técnicos y contractuales con el proveedor de la planta. La empresa de construcción y diseño de ingeniería de la central eléctrica, muchas veces un contratista de Diseño de ingeniería, adquisición y construcción (EPC, por su sigla en inglés) recibe sus garantías de cumplimiento tan pronto como la planta pasa las condiciones de desempeño mínimas que se definen en el contrato. En muchos países, sin embargo, el estándar de la industria es entregar los certificados de cumplimiento al final del período de garantía. Proporcionar estas garantías y certificados implica costos adicionales para el desarrollador del proyecto y el contratista de EPC. Afinar la eficiencia de la central eléctrica y otros equipos, incluidas las presiones de los pozos, etc., puede tomar varios meses. Los costos para esta fase son parte de las inversiones en la Fase 6.

Fase 8: Operación y mantenimiento

La operación y el mantenimiento se pueden dividir en O&M para el campo de vapor (pozos, tuberías, infraestructura, etc.) y O&M de la central eléctrica (turbina, generador, sistema de enfriamiento, subestación, etc.). El mantenimiento adecuado de todas las instalaciones es crítico para asegurar un

³⁴ El factor de disponibilidad se define como la cantidad de tiempo que una central eléctrica tiene la capacidad de producir electricidad a lo largo de un período específico, dividida por la cantidad de tiempo en el período.

factor de disponibilidad alto³⁴ y un factor de capacidad alto³⁵ para la central eléctrica, y para asegurar una producción continua de vapor de los pozos geotérmicos. La central específica que se muestra en la Figura 2.5 ha estado en funcionamiento desde 1977 y demuestra un factor de capacidad de casi el 100 por ciento.

El O&M del campo de vapor consiste en limpiar los pozos existentes, perforar nuevos (pozos complementarios) cada cierto tiempo para recuperar la capacidad perdida, y dar mantenimiento a otros equipos en el campo. Usando el ejemplo de una central eléctrica de 50 MW, los costos estimados de estas actividades están en el rango de USD 1 a 4 millones al año, dependiendo de la química de fluidos, geología y calidad de los pozos y otros factores.

Para la unidad de la central eléctrica, los costos de mantenimiento suelen calcularse en 1.5 a 2.5 por ciento de la inversión (precio de compra) de la central eléctrica. Estas cifras dependen en gran parte de la composición química de los fluidos geotérmicos (p. ej., su acidez, corrosión, potencial de formación de sarro, etc.). Usando el ejemplo de la central eléctrica de 50 M, esto implica que una central eléctrica de 50 MW de llave en mano, con un costo de USD 10 millones, necesitaría mantenimiento anual de USD 1.5 a 2.5 millones a lo largo de un período de vida útil esperado de 30 años.

Por último, una planta geotérmica de 50 MW completamente automatizada necesitaría un equipo de personal de aproximadamente 20 personas bien capacitadas. Los costos operativos estimados (incluidos impuestos, costos de transmisión de la electricidad, gastos generales, etc.) estarían entre USD 1 y 4 millones al año.

Con base en las suposiciones anteriores, los costos totales de O&M para una central eléctrica de 50 MW en un país desarrollado o en desarrollo estarían en el rango de USD 3.5 a 10.5 millones al año. Estos costos se pueden traducir a USD 0.009 a 0.027 por kilovatio hora generado, con base en un factor de capacidad del 90 por ciento.³⁶

ASPECTOS AMBIENTALES

Mantener el entorno natural y la integridad de los ecosistemas subterráneos es una consideración importante para cualquier proyecto de desarrollo significativo; deben colocarse barreras de protección efectivas con el propósito de proteger el entorno y las comunidades que viven en el área. Los conceptos fundamentales de la sostenibilidad ambiental y social son ahora ampliamente reconocidos por los legisladores, las instituciones de desarrollo y la sociedad en general. Las instituciones financieras internacionales como el Grupo del Banco Mundial (WBG, por su sigla en inglés), han desarrollado políticas de protección ambiental y social para asegurar la sostenibilidad de los proyectos que apoyan (Anexo 1). Cada vez más, el sector privado sigue de manera voluntaria lineamientos similares.³⁷ Lineamientos específicos a la energía geotérmica se emitieron en un documento del 2007 digno de mencionar titulado "Environmental, Health and Safety Guidelines for Geothermal Power Generation" (CFI/Banco Mundial 2007).

³⁵ El factor de capacidad se define como la proporción de la producción real de una central eléctrica a lo largo de un período de tiempo y su producción si hubiera operado a la capacidad nominal total todo el tiempo.

³⁶ En algunos casos y ubicaciones, los costos de gestión ambiental podrían tener que agregarse a estas cifras, por ejemplo, cuando los gases NCG como H₂S aparecen a concentraciones muy altas.

³⁷ Un ejemplo de este tipo de compromiso voluntario es el lanzamiento en el año 2003 de los Principios del Ecuador (EP, por su sigla en inglés) de los bancos del sector privado dirigidos por Citigroup, ABN AMRO, Barclays y WestLB. Las instituciones financieras que se adhieren a los Principios del Ecuador se comprometen a no proporcionar préstamos a los proyectos en los que el prestatario no cumple o no es capaz de cumplir con las respectivas políticas y procedimientos sociales y ambientales que implementan tales Principios.

CUADRO 2.2

La importancia de O&M de calidad

Los costos de operación y mantenimiento son un factor importante en cualquier proyecto de generación de electricidad. Sin embargo, la importancia de este componente de costo es particularmente alta para unidades de carga base, incluidas las centrales geotérmicas, ya que tienen el propósito de funcionar a cerca de la capacidad total la mayor parte del tiempo que sea posible. Los costos operativos de la central y el rendimiento en línea están bajo escrutinio cada vez mayor por parte de las empresas de servicios públicos que compran la electricidad, los clientes directos del servicio eléctrico y los financistas. Debido a que los inversionistas y los financistas usualmente son más conservadores que los desarrolladores, una empresa con experiencia y reconocida que puede proporcionar O&M llama la atención de los bancos, y este atractivo puede traducirse en costos financieros ligeramente más bajos, una consideración de importancia para cualquier proyecto de energía geotérmica. Es importante que el proveedor de O&M o el personal interno de O&M se puedan utilizar en una fase temprana en el proceso de desarrollo del proyecto a fin de colaborar con el diseño de la central eléctrica, participar en la construcción y arranque de la central, y llevar a cabo revisiones del sistema. El contratista o el personal de la central también deben ser capaces de y se les debe pedir que hagan un análisis en retrospectiva de todos los eventos significativos del sistema, incluidos análisis de fondo para planificación futura.

El aumento en las asociaciones para desarrollar proyectos también resalta otra tendencia de O&M: los afiliados de los financistas y los desarrolladores suelen ser operadores de plantas altamente competentes. Los derechos adquiridos sobre el rendimiento de la planta representan una influencia motivadora sobre el proveedor de O&M. Esa motivación, a cambio, brinda seguridad a los financistas. También existen otros incentivos para un rendimiento máximo. Un bono por buena operación, atado a una sanción por no cumplir los requisitos mínimos de rendimiento, ayuda a asegurar un desempeño óptimo, garantiza que se llegue a la producción que exigen los requisitos contractuales, y genera ingresos y utilidades máximos. Las buenas prácticas de O&M van más allá de maximizar las ganancias actuales y pueden llevar a un uso eficiente del yacimiento, alargando su vida y asegurando el suministro de vapor. Los desarrolladores experimentados también saben que un registro de buen rendimiento será crucial para obtener contratos de ventas futuros y financiación a tasas atractivas para plantas futuras.

Fuente | Bloomquist 2002.

Tal como la Figura 2.6 ilustra, las emisiones de CO₂ de la generación de electricidad geotérmica, aunque no son exactamente cero, son mucho menores que las producidas por la generación de electricidad a partir de combustibles fósiles.³⁸ Datos de 85 centrales geotérmicas (capacidad operativa de 6,648 MWe) en 11 países, que representan el 85 por ciento de la capacidad geotérmica en 2001, indican un promedio ponderado de emisiones de CO₂ de 122 g/kWh. En Estados Unidos, el mayor productor de electricidad geotérmica en el mundo, las emisiones de CO₂ se reportaron en 91 g/kWh (Fridleifsson et al. 2008).³⁹

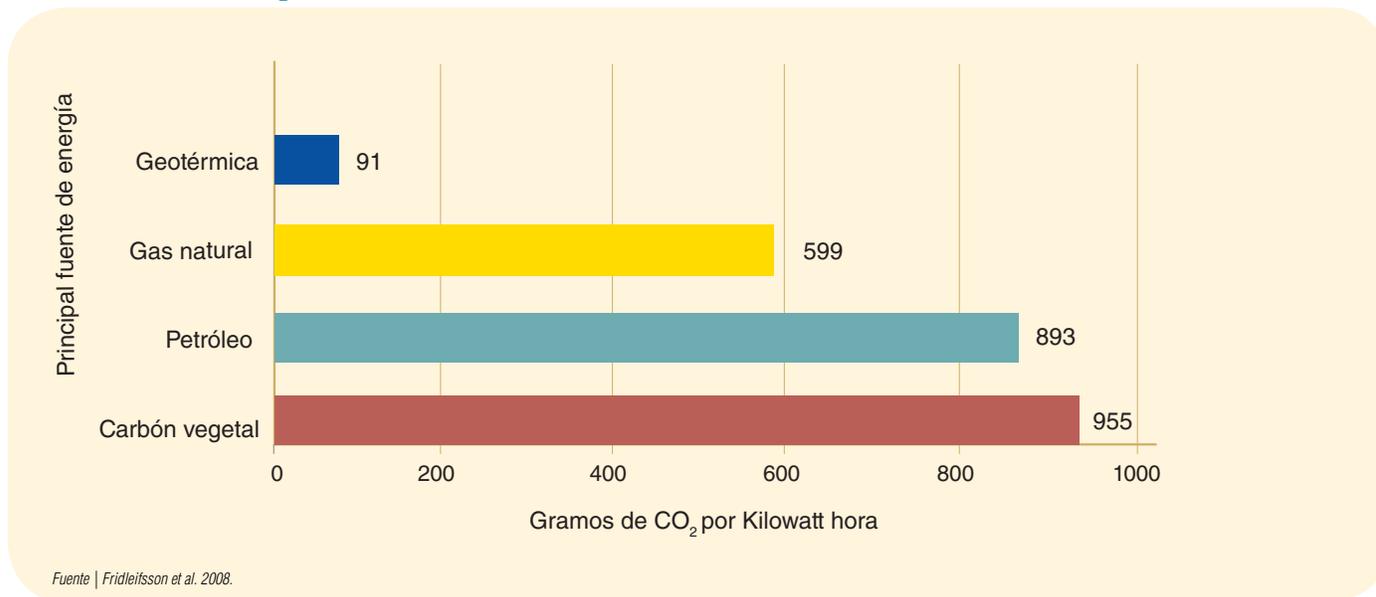
Los impactos ambientales del reemplazo de la electricidad geotérmica por el uso de combustibles fósiles también tienden a ser positivos en general, debido al impacto evitado de la combustión de los combustibles sobre la calidad del aire, los peligros del transporte y la manipulación de los combustibles, etc. Sin embargo, como cualquier desarrollo de infraestructura, la electricidad geotérmica tiene sus propios riesgos e impactos ambientales que deben analizarse, mitigarse y gestionarse. La necesidad de una evaluación cuidadosa y mitigación de todos los impactos significativos de un proyecto de electricidad geotérmica es muchas veces acentuada por la ubicación de la central en un área ambientalmente sensible, lo cual no es usual para un desarrollo geotérmico nuevo. Sin embargo, los impactos de un proyecto de desarrollo

³⁸ El vapor o los fluidos geotérmicos en algunas ubicaciones pueden contener altas cantidades de CO₂ natural (Johannesson 2011). Sin embargo, por lo general el gas puede reinyectarse o capturarse y usarse para fines industriales.

³⁹ Basado en Bloomfield et al. 2003.

de electricidad geotérmica son por lo general altamente localizados y específicos al sitio, y pocos, si es que algunos, son irreversibles. En la mayoría de los casos, fácilmente pueden diseñarse e implementarse medidas de mitigación.

FIGURA 2.6
Emisiones de CO₂ por fuente de energía primaria en los Estados Unidos



Los primeros efectos perceptibles sobre el ambiente vienen de la perforación y la infraestructura relacionada. La magnitud de estos riesgos depende de si los pozos que se perforan son pozos poco profundos para medir el gradiente geotérmico en la fase de estudio y de si son pozos de exploración o producción. Sin embargo, en todos los casos, los desechos sólidos generados durante la perforación de los pozos, como el lodo y los ripios de perforación, y otros desechos sólidos deben eliminarse en una forma ambientalmente responsable; el riesgo de contaminar el agua subterránea durante la perforación de pozos debe controlarse, y el riesgo de que un estallido de vapor o el agua geotérmica suba a la superficie y se esparza durante la perforación de los pozos debe eliminarse.

La instalación de una plataforma de perforación y todo el equipo accesorio conlleva la construcción de carreteras de acceso y un piso de perforación, así como el control de los insumos de perforación (p. ej., lodo y agua). Se necesita de una inversión específica para asegurar el armado de tuberías y encementado de los agujeros perforados a fin de evitar la contaminación acuífera, lo que incluye a los pozos abandonados. El agua subterránea no debe contaminarse con los fluidos de los yacimientos geotérmicos.

La instalación de las tuberías que transportarán los fluidos geotérmicos y la construcción de la central eléctrica también pueden afectar los hábitats naturales y la morfología de la superficie. Algunas de estas tuberías se pueden enterrar para reducir las alteraciones ambientales.

El funcionamiento de la central también puede causar impactos ambientales. Los fluidos geotérmicos (vapor o agua caliente) suelen contener gases, tales como CO₂, H₂S, amoníaco (NH₃), metano (CH₄)

y trazas de otros gases, que pueden contribuir al calentamiento global, lluvia ácida u olor nocivo si se liberan a la atmósfera. También pueden contener trazas de sustancias químicas tóxicas disueltas cuyas concentraciones usualmente aumentan con la temperatura, y que también pueden causar daño si se liberan al ambiente. Varias tecnologías comprobadas, con frecuencia desarrolladas para otros tipos de generación de electricidad u otras industrias, están disponibles en el mercado para controlar, filtrar o modificar químicamente las emisiones provenientes del funcionamiento de la central geotérmica.

Los condensadores de la central eléctrica geotérmica pueden operar con enfriamiento directo (río u océanos), húmedo (columna de enfriamiento) o seco, dependiendo de la disponibilidad de agua, la tecnología usada en la planta eléctrica y el tamaño y altitud de la central. Los criterios para elegir el equipo de enfriamiento son básicamente los mismos que para cualquier otra tecnología de generación de electricidad térmica, debido a que el diseño de todos estos sistemas de enfriamiento se basa en la temperatura de bulbo húmedo⁴⁰ del sitio en sí.

Entre las centrales eléctricas enfriadas con agua, las centrales geotérmicas tienden a usar menos agua por unidad de energía producida que otras soluciones termales; las centrales geotérmicas enfriadas con agua usan solo aproximadamente 20 litros de agua fresca por megavatio hora generado, mientras que las centrales binarias enfriadas con aire no usan agua fresca. Esto se compara, por ejemplo, con más de 3,000 litros por MWh para las centrales nucleares, más de 2,500 litros por MWh para las centrales de carbón vegetal (Asociación Mundial Nuclear) y 1,400 litros por MWh para las instalaciones de gas natural (Kagel, Bates y Gawell 2007). En la práctica, sin embargo, el consumo de agua para propósitos de enfriamiento por unidad de energía generada depende de varios factores que afectan la eficiencia general del proceso de generación de electricidad.

El hecho de necesitar mucha agua también puede causar conflictos con otros usos que también la necesitan cuando el agua es escasa. Además, el agua de desecho de las columnas de enfriamiento tiene una temperatura más alta que la temperatura ambiente, lo que la convierte en un contaminante térmico potencial cuando se descarga a los ríos y lagos cercanos. Esto se puede mitigar con un plan de manejo ambiental que establezca niveles autorizados de descarga y temperatura.

La descarga de fluidos de desecho es una fuente potencial de contaminación química. Después de pasar por la turbina, los fluidos geotérmicos con altas concentraciones de químicos, como cloruro de sodio (NaCl), boro (B), flúor (F) o metales pesados como mercurio (Hg) y arsénico (As), deben ya sea tratarse o reinyectarse al yacimiento. Los fluidos que vienen de campos geotérmicos de temperatura baja a media, como se usan en la mayoría de aplicaciones de uso directo, suelen contener niveles bajos de químicos.

La extracción o reinyección de fluidos geotérmicos puede provocar el hundimiento del suelo en la superficie. En ciertas áreas, esto puede desencadenar o aumentar la frecuencia de eventos microsísmicos, que son imperceptibles y solo pueden detectarse con instrumentos. Hasta ahora, no se ha observado ningún evento sísmico significativo a causa de la explotación de fluidos geotérmicos. Los pocos incidentes que provocaron temblores perceptibles estuvieron ligados al proceso de “fracturación hidráulica” (la creación de un yacimiento artificial subterráneo por medio de la inducción de agua fría a alta presión) como parte de los proyectos de EGS (consulte la sección sobre la Clasificación de los sistemas geotérmicos para obtener más información sobre EGS).

⁴⁰ La temperatura de bulbo húmedo es, en resumen, la temperatura que uno siente cuando la piel está mojada y expuesta a aire en movimiento. Es una indicación de la cantidad de humedad en el aire.

El ruido asociado con la operación de las centrales geotérmicas podría ser un problema en áreas pobladas donde la central en cuestión genera electricidad. Durante la fase de producción, se produce un ruido agudo por el vapor que recorre las tuberías y por la descarga ocasional de ventilación así como el ruido de las columnas de enfriamiento. Estos problemas se pueden mitigar si se determinan los niveles máximos de decibeles y se invierte en medidas de mitigación apropiadas, tales como barreras de sonido y otro tipo de aislamiento.

Consulta pública y comunicación

A pesar de que la energía geotérmica es una alternativa atractiva, enfrenta varios desafíos que cada parte interesada puede ver de diferente forma. En algunos casos, la falta de concienciación pública sobre las diferentes tecnologías geotérmicas puede causar confusión. Por ejemplo, debido a que dos perforaciones geotérmicas de 5 km de profundidad para un proyecto de EGS indujeron un temblor leve en Basilea en 2007, en Alemania y Suiza se ha expresado la preocupación de la sociedad por el impacto de la perforación geotérmica. En el calor del debate, el público no distinguió entre tecnología hidrotérmica y EGS, y en consecuencia incorrectamente atribuyó el riesgo de alteraciones sísmicas al desarrollo geotérmico en general.

El objetivo de involucrar a las partes interesadas es identificar, plantear y discutir soluciones para todas las cuestiones ambientales y sociales que podrían afectar a las comunidades locales. El público objetivo debe incluir representantes de la comunidad afectada y terratenientes, funcionarios del gobierno, la industria geotérmica e intereses relacionados de la industria (p. ej., minería, petróleo y gas), instituciones financieras, bufetes de abogados, organizaciones no gubernamentales (ONG) y grupos comunitarios.

Para los proyectos que cuentan con el apoyo de instituciones financieras internacionales, se requiere una consulta pública, y el patrocinador del proyecto inicia dicha consulta lo más pronto posible. En el proceso de la consulta, los grupos afectados por el proyecto y las ONG locales se involucran y sus puntos de vista acerca de los aspectos ambientales y sociales del proyecto se toman en consideración. Las políticas de protección ambiental y social del Grupo del Banco Mundial, por ejemplo, requieren que para proyectos con mayor impacto ambiental (proyectos Categoría A), el prestatario consulte a estos grupos por lo menos dos veces: (a) antes de finalizar los términos de referencia de la evaluación ambiental (EA, por su sigla en inglés); y (b) una vez se haya preparado un borrador del informe de la EA. Además, el prestatario consulta con dichos grupos cuanto sea necesario durante la implementación del proyecto con el fin de abordar cuestiones relacionadas a la EA que los afectan.

RIESGOS DE LOS PROYECTOS GEOTÉRMICOS

Hay varios factores de riesgo que afectan el apetito de los inversionistas por el riesgo de los proyectos geotérmicos y así pues la disponibilidad y el costo del capital comercial de tales proyectos. Muchos de los factores de riesgo son los mismos que los que enfrenta cualquier proyecto de generación de electricidad conectado a la red eléctrica, tales como el riesgo de finalización y retraso, riesgo de tomadores principales, riesgo de demanda o precio de mercado, riesgo operativo y riesgo normativo. Además, hay dos riesgos muy importantes que distinguen a la geotermia de la mayoría de otras tecnologías de generación de electricidad.

El primero es el riesgo de recursos o riesgo de exploración que refleja la dificultad de calcular la capacidad de los recursos de un campo geotérmico y los costos asociados a lidiar con esta incertidumbre. La naturaleza de los riesgos operativos que enfrenta un proyecto geotérmico también se ve afectada por los riesgos de recursos.

Un segundo riesgo importante y más relevante para la geotermia que para la mayoría de otras opciones de generación de electricidad, es el riesgo de financiación debido al plazo de entrega prolongado (tiempo de espera) entre la inversión inicial y el inicio de las utilidades. El riesgo del plazo de entrega prolongado se ve exacerbado por el perfil de costos típico de los proyectos geotérmicos con un costo de capital inicial alto (seguido por un costo de O&M relativamente más bajo).

Los riesgos de financiación y los riesgos de recursos están muy interrelacionados. Por ejemplo, las primas de riesgo que exigen los financistas serán más altas para los proyectos nuevos donde el riesgo de recursos es el más alto, que para los proyectos en áreas de reacondicionamiento donde ya ha habido cierto desarrollo y por lo tanto el plazo de entrega anticipado es más corto y las utilidades más seguras.

Estos riesgos se describen en más detalle a continuación, empezando con el riesgo de recursos específico para los proyectos geotérmicos.

Riesgo de los recursos o de la exploración

La tecnología moderna de exploración de la superficie ha logrado avances considerables, pero incluso ahora no es capaz de predecir la profundidad exacta de un yacimiento ni la producción de vapor exacta de los pozos perforados. No se obtienen valores exactos sino hasta que se perforan los pozos de prueba y, finalmente, los pozos de producción. En este sentido, los desafíos de exploración del desarrollo de la energía geotérmica son similares a los de la industria de gas y petróleo, donde el riesgo de exploración también es muy alto.⁴¹ En el caso de proyectos de gas y petróleo, sin embargo, los rendimientos potenciales sobre el capital suelen ser lo suficientemente altos como para atraer a inversionistas privados dispuestos a absorber el riesgo de exploración, y las empresas de gas y petróleo utilizan un enfoque de cartera para mitigar el riesgo (Cuadro 2.3). En contraste, en el desarrollo geotérmico, el alcance de los rendimientos potenciales suele ser más limitado por diversos motivos, incluido el hecho de que la electricidad generalmente se vende a un precio regulado y que el desarrollo de los campos geotérmicos debe hacerse usando un enfoque por incremento gradual/paso a paso, como se mencionó anteriormente y se describe en el Capítulo 3. El rendimiento también está más distante que en el caso del gas y petróleo, pues el flujo de ingresos empezará solo después de la construcción de la central eléctrica.

El aspecto económico de un proyecto de desarrollo geotérmico depende tanto de la productividad del recurso geotérmico como del grado de éxito de explotación del recurso por cada dólar invertido. La cantidad de energía extraída de un campo geotérmico es principalmente una función del número de pozos perforados y la capacidad de producción de cada uno, que también depende del tamaño y la permeabilidad del yacimiento. La capacidad de producción de un pozo la determina el gran parte la velocidad del flujo y la temperatura de los fluidos geotérmicos.⁴²

Los resultados de perforar varios campos geotérmicos de temperatura alta alrededor del mundo han demostrado que la producción por pozo entre pozos de la misma profundidad puede variar mucho (histograma en la Figura 2.7). Mientras que la producción promedio de los pozos en un campo geotérmico específico se vuelve bastante constante después de pasar por un cierto “período de aprendizaje” cuando se aprende más sobre el yacimiento (Stefansson 2002), el proceso de aprendizaje en sí es caro. Esto es porque es muy probable que muchos de

⁴¹ El índice promedio de exploraciones exitosas en la industria petrolera a nivel mundial es aproximadamente 33%, o uno de tres pozos (Tordo, Johnston, y Johnston 2010).

⁴² Otros parámetros que afectan el valor del recurso y el costo de su desarrollo son: (i) la sostenibilidad del yacimiento para la generación de electricidad (que a su vez depende de la reinyección y la recarga natural); y (ii) la química de los fluidos (el alto contenido de minerales puede hacer que sea complicado y costoso utilizar los fluidos).

CUADRO 2.3

La industria petrolera: ¿quién asume el riesgo de exploración?

La gestión de riesgos es un aspecto importante de la industria petrolera. Las empresas se protegen contra los riesgos por medio de invertir en una cartera diversificada de proyectos, con frecuencia en varios países, e involucrar a los socios. Pocas veces los países tienen la misma habilidad para diversificar sus inversiones en petróleo como lo pueden hacer las empresas grandes. Por ello, no es de sorprenderse que los gobiernos, incluso cuando participan en actividades comerciales a través de una empresa petrolera nacional, pocas veces eligen asumir los riesgos de la exploración directa. Usualmente, los gobiernos se protegen contra el riesgo de exploración al transferir parte del mismo a los inversionistas por medio del diseño de un sistema fiscal y contrato. Por lo general, los inversionistas son quienes soportan el riesgo y costo de exploración (y desarrollo dependiendo del caso) y la porción de la empresa petrolera nacional o del gobierno se paga a partir de la producción de acuerdo con las especificaciones del contrato de petróleo. Si no se hace ningún descubrimiento comercial, solo los inversionistas conllevan el costo de exploración.

Fuente | Tordo, Johnston y Johnston 2010.

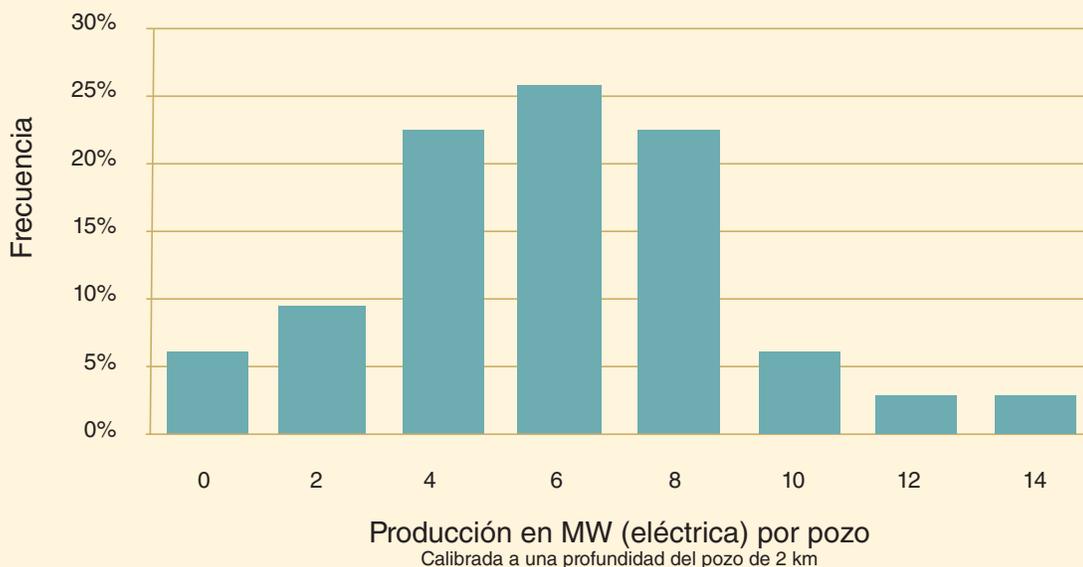
los pozos perforados en la fase inicial serán menos productivos (si no es que completamente “secos”) que el promedio eventual en “estado estable” de ese campo. En Indonesia, por ejemplo, la mayoría de pozos geotérmicos activos producen entre 4 y 7 MW, en promedio. Con pozos de reinyección adicionales, habría que perforar un total de 16 a 20 pozos, en promedio, para un proyecto de 50 MW de electricidad.

El otro factor importante sujeto a la incertidumbre es la profundidad a la que hay que perforar los pozos para poder hacer uso del yacimiento. Por ejemplo, la diferencia entre perforar a una profundidad de 2.5 km en lugar de 2 km para pozos de tamaño real, fácilmente puede traducirse en un costo adicional de

FIGURA 2.7

Histograma de producción de un pozo geotérmico

Basado en una muestra de 91 campos geotérmicos de temperatura alta en el mundo



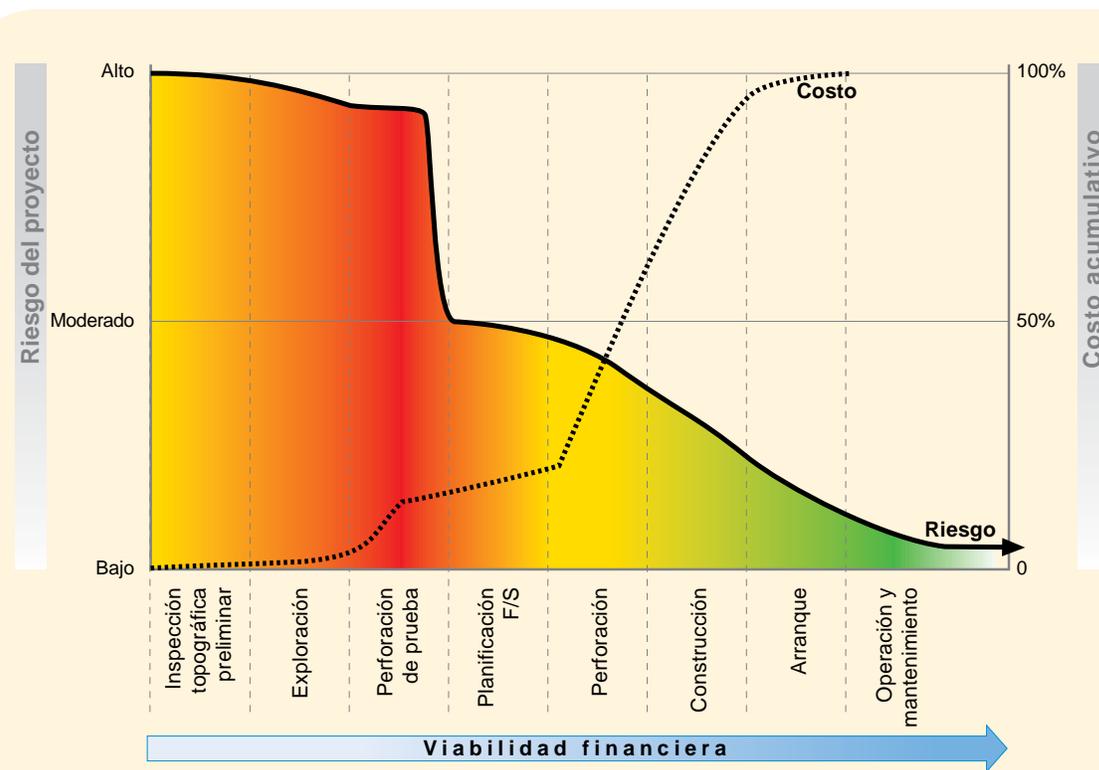
Fuente | Adaptado de Stefansson 2002.

USD 1 millones por pozo.⁴³ También es importante considerar que el costo unitario por metro perforado probablemente aumenta en función de la profundidad.

La Figura 2.8 ilustra la magnitud relativa de los riesgos y costos incurridos cuando un proyecto geotérmico pasa por las fases de desarrollo. Con cada fase sucesiva, los costos acumulativos siguen aumentando, pero se llega a un mejor entendimiento de las características del campo, lo que reduce el riesgo. El punto clave en la reducción de riesgos suele llegar con la confirmación del recurso por medio de realizar unas cuantas perforaciones de prueba. Aún así, sin embargo, el costo eventual de producción de electricidad (y en consecuencia la rentabilidad/tasa de rendimiento) es solo un cálculo estimado, y el rango del mismo todavía puede ser relativamente amplio.

FIGURA 2.8

Riesgo de los proyectos geotérmicos y costo acumulativo de la inversión



Fuente | Autores.

La viabilidad financiera de un proyecto de desarrollo geotérmico (definida como la capacidad de atraer financiación de fuentes comerciales) aumenta gradualmente siempre y cuando cada fase de desarrollo sucesiva traiga más resultados positivos y reduzca la incertidumbre. Sin embargo, resolver esa incertidumbre tiene un costo. La fase de perforación de prueba debe volver a mencionarse como un obstáculo principal a vencer. Con un costo de unos cuantos millones de dólares por pozo, esta fase es mucho más intensa en capital que las fases anteriores, pero sigue estando llena de incertidumbre. Aquí es

⁴³ En este manual, se asume que el costo por metro perforado está en el rango de USD 1,000 a 3,000. Un cálculo útil de otra fuente se basa en USD 1,500 a 2,500 por metro (al año 2009), lo que incluye el costo del traslado de la plataforma de perforación entre plataformas de pozos, no así los cargos de movilización inicial. Asumiendo que la movilización de la plataforma de perforación al campo cuesta entre USD 250,000 a 500,000, un programa exploratorio inicial de 3 pozos para una profundidad típica de 1.5 a 3 km puede costar entre USD 7 y 24 millones (PPIAF 2010).

cuando el desarrollador tiene que hacer inversiones significativas, sin saber si el recurso geotérmico cuenta con suficiente potencial para recuperar los costos. Obtener financiación mediante endeudamiento o capital de inversión en tales condiciones no es una tarea fácil. Incluso si se encuentran financistas, lo más probable es que exijan una prima de riesgo alta sobre el costo de capital o que busquen formas ya sea de mitigar o compartir los riesgos restantes. En el Capítulo 3 se discuten opciones para sobrellevar los obstáculos financieros que resultan del riesgo del recurso.

Se pueden usar técnicas formales tales como el uso de un árbol de decisiones a fin de equilibrar la probabilidad de éxito contra el costo de fracaso para lograr el mejor resultado esperado. Un desarrollador del posible proyecto esencialmente se enfrenta con tres opciones: continuar de inmediato con la perforación para producción y arriesgar el fracaso del proyecto; realizar la perforación de prueba a un cierto costo pero posiblemente reducir el riesgo del fracaso del proyecto a través del conocimiento obtenido; o, decidir que el prospecto no es lo suficiente atractivo como para que valga la pena arriesgar dinero ni siquiera para hacer pruebas. El Anexo 2 muestra una ilustración del método de árbol de decisiones para un conjunto de datos simplificado.

Algunas interacciones entre los riesgos de los recursos y los riesgos del mercado también deben tomarse en cuenta. En años recientes, el costo de perforar pozos ha tenido períodos de aumentos bruscos debido al aumento en los precios de los productos de consumo como el acero. Además, el sector geotérmico puede experimentar una escasez de plataformas de perforación debido a la competencia con la industria de gas y petróleo por el mismo equipo (Banco Mundial/FMAM 2008).

Riesgo de sobredimensionar la central eléctrica

Comprometer los recursos de inversión a un recurso geológico de una capacidad de producción incierta es siempre riesgoso: los resultados serán subóptimos cuando una central eléctrica geotérmica es ya sea demasiado grande o demasiado pequeña en relación con el yacimiento geotérmico subterráneo. Esto podría considerarse parte del riesgo de los recursos discutido previamente. El riesgo de sobredimensionar la central eléctrica debe mencionarse especialmente por dos motivos. El primero es que sobredimensionar la central eléctrica aumenta el riesgo de los recursos al concentrar los recursos de inversión en una ubicación determinada en lugar de distribuirlo construyendo centrales más pequeñas en varios campos geológicamente independientes. El segundo es que una capacidad excesiva de la central en relación a la capacidad productiva del campo geotérmico subterráneo puede causar tasas de extracción que son insostenibles. El resultado puede ser una caída de la presión o incluso el agotamiento del yacimiento. La mejor forma de mitigar este riesgo, tal como se discute en el Capítulo 3, es limitar el desarrollo en un yacimiento geotérmico individual a incrementos de alrededor de 50 MW secuencialmente, agregando incrementos posteriores a medida que se recolectan datos sobre los recursos con el paso del tiempo, en lugar de desarrollar inmediatamente una sola central eléctrica grande. Para acelerar el crecimiento del programa de desarrollo geotérmico general en el país o región, se recomienda desarrollar varios yacimientos independientes en paralelo.

Riesgos financieros debido a un alto costo inicial y un plazo de entrega largo

Los proyectos geotérmicos implican un mayor compromiso de capital inicial que la mayoría de otros proyectos de generación de electricidad. Aunque tener costos de capital relativamente altos (y costos operativos relativamente bajos) es típico para todos los proyectos de energía renovable, los proyectos geotérmicos tienen el gasto de capital adicional asociado al desarrollo de exploración/explotación/producción (upstream) de campos de vapor. A diferencia de los suministros de carbón vegetal o gas que se compran a lo largo de la vida útil del proyecto, el desarrollo de exploración/explotación/producción (upstream) de un campo de vapor geotérmico es equivalente a comprar el combustible necesario para la vida del proyecto por adelantado. Además, parecido a los proyectos hidroeléctricos grandes, los proyectos

geotérmicos tienen plazos de entrega relativamente largos desde el inicio de la exploración hasta la puesta en funcionamiento de la central eléctrica y los primeros ingresos.

Estos dos factores -el elevado costo inicial y el tiempo de entrega prolongado- pueden tener un impacto negativo sobre el costo de capital. Es posible que la financiación mediante deuda no esté disponible durante las primeras fases del proyecto, lo cual aumenta la necesidad de depender del capital propio que resulta ser más costoso. Aún cuando la deuda y los fondos propios son una opción, el requisito elevado de capital y el plazo de entrega prolongado hacen subir los costos. Los proveedores comerciales de deuda (bancos) podrían exigir una prima de riesgo crediticio más alta en respuesta al riesgo más alto debido al monto relativamente grande de deuda inducido por el alto requisito de capital. Por su parte, debido a que el pago de la deuda usualmente tiene prioridad sobre el flujo de efectivo a capital, los proveedores de capital exigirán una prima más alta por el pago atrasado, y por ello más incierto, de su capital.

Riesgo de finalización o retraso

Los atrasos o interrupciones en la finalización de cualquier proyecto de infraestructura resultan en un valor actualizado más bajo de los ingresos del proyecto. Para los proyectos geotérmicos, la incertidumbre en cuanto al tiempo necesario para completar el programa de perforación de los pozos de producción y reinyección es un factor principal que afecta el nivel de riesgo que toman los financistas. En consecuencia, los inversionistas de capital y deuda exigen un rendimiento de capital más alto para compensar los riesgos de un proyecto geotérmico.

Riesgos operativos

Además de los riesgos típicos de cualquier central eléctrica, tales como averías en el equipo, una central geotérmica enfrenta riesgos durante la fase operativa que son únicos al sector geotérmico. Estos riesgos están relacionados principalmente a la operación y el mantenimiento del campo de vapor. En áreas donde los pozos tienen que acondicionarse con frecuencia y es necesario perforar muchos pozos complementarios (por ejemplo, debido a la excesiva acumulación de sarro por la saturación de sílice o la corrosión), los costos de estas actividades pueden afectar significativamente los costos de O&M y los costos globales de generación de electricidad.

Además, parecido al caso de sobredimensionar la central eléctrica, las prácticas inadecuadas de operación del campo de vapor pueden llevar a caídas de presión y -en casos extremos- al agotamiento del yacimiento geotérmico.

Riesgo de tomador regular y riesgo de precio

El riesgo de tomador regular abarca el riesgo de fracaso por parte del comprador de tomar la electricidad debido a motivos relacionados con el despacho, congestión en la transmisión o fallas de la línea de transmisión, y el riesgo de que el tomador regular no pueda hacer pagos acordados de manera puntual. Estos riesgos no deberían ser más altos para la generación geotérmica que para otros tipos de generación de electricidad: el riesgo de despacho puede, de hecho, ser más bajo si la energía geotérmica disfruta de privilegios de despacho que suelen otorgarse a otras energías renovables. El riesgo de pago puede abordarse con enfoques de garantías gubernamentales o de instituciones financieras internacionales (IFI).

El riesgo de precio es el riesgo de tener ingresos más bajos que los esperados y que es el resultado de que haya precios de tomador regular más bajos que los esperados. Este es un riesgo serio en una situación en la cual parte de -o toda- la producción tomada está a precios de mercado (contrario a precios fijos bajo un PPA o un régimen de alimentación), o en una situación en la cual el desarrollador tiene que negociar su precio en contrato con el tomador principal o el encargado de la subasta.

Riesgo por normativas, limitaciones de la capacidad institucional y barreras de información

El riesgo normativo es un término general para todos los riesgos que son resultado del poder discrecional de un gobierno sobre factores que afectan el éxito comercial del desarrollador (o inversionista) del proyecto. Las políticas relacionadas a temas como determinación de precios e impuestos, uso del recurso natural (geotérmico), procedimientos de adquisición, cuestiones ambientales y autorización del uso de la tierra pueden todas afectar el resultado eventual. Por lo tanto, la claridad y certidumbre en relación con el riesgo normativo es un factor importante que sirve de apoyo a las decisiones del inversionista.

Las restricciones de capacidad por parte de las instituciones públicas muchas veces constituyen un disuasivo de la inversión privada en el desarrollo de energía geotérmica. Además de proporcionar un marco normativo claro y sólido, es importante que las instituciones públicas responsables de planificar y gestionar el desarrollo del sector y de involucrar a los desarrolladores privados sean lo suficientemente capaces y los inversionistas las vean como creíbles.

Un ejemplo en el cual las instituciones del gobierno deben ser vistas como capaces y creíbles sería el ofrecimiento de concesiones geotérmicas para desarrollo privado, lo cual suele tener lugar mediante un proceso público de licitación o adquisición. En tales casos, es crucial que se proporcione información de buena calidad relacionada al desarrollo (tales como inspecciones topográficas a nivel superficial, estudios de prefactibilidad, etc.) a los licitadores e inversionistas potenciales. Por otra parte, la capacidad de estructurar una transacción para que sea “financiable” para los desarrolladores es esencial si los licitadores son quienes dirigirán los trámites de financiación y el desarrollo de los recursos geotérmicos.

Indonesia es un ejemplo en el cual, debido a la capacidad doméstica limitada, las transacciones mal ejecutadas han llevado a que se liciten muchas concesiones, pero casi ninguna finalice los trámites financieros. Estas limitaciones, entre otras, han contribuido a la falta prolongada de progreso en el desarrollo geotérmico de Indonesia. Como resultado, solo un puñado de operaciones geotérmicas existentes (proyectos de reacondicionamiento) en Indonesia han ampliado su producción en la última década, mientras que ninguna de las concesiones recién licitadas, privadas y nuevas que conllevan más riesgos han sido desarrolladas. El Cuadro 2.4 ilustra esto en más detalle.

La asignación de derechos de concesión a varios desarrolladores dentro del mismo campo geotérmico crea desafíos adicionales. La asignación de límites de extracción para un recurso natural de este tipo es casi tan difícil como para un recurso clásico de “acceso abierto” (como los peces del océano), debido a la capacidad o cantidad incierta del recurso. Desde la perspectiva del propietario del recurso (p. ej., el estado) existe un riesgo de degradación del recurso o incluso agotamiento debido a la sobreexplotación. Desde la perspectiva del desarrollador, el riesgo es que el propietario puede fallar en proteger el recurso de la sobreexplotación por otros (o por el propietario mismo) o en asegurar la exclusividad de los derechos de desarrollador a su porción del recurso asignada mediante contrato. Otros desafíos de la gestión de los derechos de concesiones de varios desarrolladores dentro del mismo campo incluyen la prevención de exterioridades negativas por la reinyección, lo cual puede ocurrir si los fluidos reinyectados de un desarrollador enfrían los pozos de producción de otro.

Otros riesgos

Además de los riesgos específicos a la generación de electricidad geotérmica o cualquier otra energía conectada a la red eléctrica, hay otros riesgos del mercado global que un inversionista de un proyecto

CUADRO 2.4

Éxito limitado de Indonesia en licitar concesiones geotérmicas

En el 2003, el gobierno de Indonesia aprobó la Ley Geotérmica N.º 27/2003, la cual requería que todas las concesiones geotérmicas nuevas se licitaran de manera competitiva para desarrollo. Para ser consistente con la ley del país sobre la descentralización, la autoridad para llevar a cabo la mayoría de las licitaciones geotérmicas recaía sobre los gobiernos locales o provinciales.

Sin embargo, la mayoría de instituciones subnacionales no contaban con la capacidad y experiencia para realizar licitaciones internacionales multimillonarias en dólares. Igual de importante fue que muchas instituciones públicas se enfrentaron a limitaciones de capacidad en la planificación y gestión de desarrollos geotérmicos. El resultado fue una serie de oportunidades de desarrollo geotérmico mal estructuradas licitadas pero que en ninguna se completaron los trámites de financiación.

Con una falta de información preliminar sobre el campo y la credibilidad de la información ofrecida puesta en duda (a pesar de que Indonesia tiene una base de datos grande de mapas geotérmicos identificados e información relacionada), muchos de los principales desarrolladores geotérmicos no participaron en las licitaciones. Aquellos que sí participaron procedieron a renegociar los térmicos después de que se les adjudicó la concesión. Debido a que las licitaciones no incluían un PPA “financiable” con Perusahaan Listrik Negara (PLN), la empresa eléctrica nacional y tomador regular principal, los prospectos financieros de la oferta se debilitaron. Para que Indonesia pueda llevar a cabo licitaciones de concesiones de manera exitosa y competitiva para desarrollar sus recursos geotérmicos, habrá que fortalecer la capacidad de las instituciones públicas de Indonesia para planificar y gestionar los desarrollos geotérmicos, para aclarar las políticas y los marcos normativos para eliminar varias barreras clave de las inversiones, y para estructurar transacciones financieras.

Fuente | Migara Jayawardena y autores, basado en Ibrahim y Artano (2010).

geotérmico también debería tomar en cuenta. Estos incluyen el riesgo del cambio de moneda, riesgo de tasas de interés y riesgo del precio de los artículos de consumo.

La alteración causada por estos riesgos macroeconómicos a cualquier inversión en proyectos de infraestructura puede ser profunda. El impacto de los riesgos macroeconómicos de las inversiones en proyectos geotérmicos la ilustra la experiencia de Indonesia luego de la crisis asiática de 1997 (Cuadro 2.5).

CUADRO 2.5

La devaluación de la moneda de Indonesia dio pie a la renegociación de los PPA en la década de 1990

La crisis financiera asiática de 1997 resultó en una devaluación sin precedentes de la moneda nacional de Indonesia, haciendo que los PPA en dólares fueran incosteables para las empresas de servicios públicos de electricidad propiedad del estado. El gobierno se vio obligado a suspender y renegociar los contratos PPA. Estas renegociaciones tomaron años en completarse y resultaron en precios de la electricidad casi 50 por ciento menos que los contratos previos a la crisis: un promedio de USD 0.0452/kWh.

Estos precios más bajos crearon un desincentivo para los futuros desarrolladores. La industria geotérmica prácticamente se detuvo por completo, y no ha habido ningún proyecto geotérmico nuevo desde 1997. En un esfuerzo por rejuvenecer la industria geotérmica, el gobierno de Indonesia ahora está considerando esquemas para ofrecer más incentivos por medio de comprar la energía geotérmica a precios más altos.

Fuente | Migara Jayawardena y autores, basado en Schlumberger Business Consulting 2009.



ELEMENTOS CLAVE DEL DESARROLLO EXITOSO DE LA ENERGÍA GEOTÉRMICA

ASPECTOS DESTACADOS

- Aparte del prerrequisito básico de un potencial prometedor de recursos geotérmicos, los otros elementos clave que apoyan un esfuerzo por el desarrollo geotérmico exitoso son: disponibilidad de datos de recursos geotérmicos que sean lo suficientemente precisos y otra información pertinente; instituciones efectivas y dedicadas; regulaciones y políticas de apoyo, y acceso por parte del desarrollador del proyecto a financiación adecuada, incluida la partes financiera comercial y de concesiones.
- Los requisitos institucionales incluyen la necesidad de un país de tener una organización (o empresa) nacional dedicada de exploración y desarrollo geotérmico capaz de gestionar proyectos de infraestructura de gran escala consistente con los estándares internacionales y de la industria.
- El otorgamiento de los derechos de exploración y desarrollo debería basarse en los principios de: un marco legal normativo que sea claro; responsabilidades institucionales bien definidas, y procedimientos transparentes y no discriminatorios, que incluyan medidas adecuadas para controlar las prácticas especulativas.
- Los gobiernos alrededor del mundo usan una amplia gama de instrumentos para apoyar la implementación de electricidad renovable, incluidas FIT y obligaciones de cuotas tales como normas para carteras renovables (RPS).
- Solo existen algunos ejemplos de esquemas de FIT que se están aplicando a la energía geotérmica y la mayoría de ellos se encuentran en Europa continental. África y Asia han observado un interés incipiente en utilizar tarifas de alimentación de energía geotérmica; pero en algunos casos, los esfuerzos han derivado en políticas que fijan un precio tope en lugar de una FIT (p. ej., Indonesia).
- Como alternativas a las FIT o RPS, los gobiernos podrían elegir apoyar las sociedades público-privadas (PPP) que involucran el concepto de construir-operar-transferir (BOT) o contratos similares para arrancar los programas de desarrollo geotérmico. El sector público que asume el riesgo de recursos geotérmicos ha sido clave en hacer tales esquemas funcionen (Filipinas, México).
- Después de verificar la viabilidad comercial de su sector comercial a través de una serie de contratos PPP exitosos en donde el gobierno asume el riesgo de los recursos, el país podría considerar cambiar a modelos que dependen cada vez más en que el desarrollador privado acepte y gestione el riesgo de los recursos. Sin embargo, el desarrollador o inversionista en este caso requerirán que se les compense por el riesgo mayor por medio de un precio más alto de la electricidad para el tomador regular o por otros medios. Muchos países han preferido financiar directamente las fases riesgosas de la fase de exploración/explotación/producción (upstream) debido a este conflicto de objetivos.
- La exposición al riesgo de los recursos puede mitigarse por medio de aplicar conceptos de gestión de la cartera que permitan la diversificación en un número suficientemente grande de campos de desarrollo prospectivos, lo que incluye esquemas de seguros. Los organismos de desarrollo internacional y otros donantes juegan un papel clave en proporcionar capital para establecer instalaciones de financiación de concesiones para mitigar el riesgo de los recursos geotérmicos, así como ofrecer apoyo técnico que pueda ayudar a sobreponer las limitaciones de la capacidad institucional.
- Los posibles diseños para un fondo de desarrollo geotérmico patrocinado por donantes incluyen: (a) un centro de subsidios o subvenciones de capital directo; (b) un fondo de préstamos (préstamos), (c) y un centro de garantía o seguros por riesgo. Cualquiera de estos diseños puede reducir el riesgo de los inversionistas privados y así reducir la prima de riesgo para el rendimiento sobre el capital así como para el costo general de capital, abriendo oportunidades nuevas para atraer inversiones para ampliar la capacidad de energía geotérmica.

La energía geotérmica ofrece varios beneficios atractivos que cualquier país dotado de potencial de recursos geotérmicos debería buscar poder utilizar. Al mismo tiempo, tal como lo indican los riesgos y las barreras que se discutieron en el capítulo previo, el desarrollo de energía geotérmica es una labor desafiante. La siguiente discusión brinda una guía sobre cómo se pueden abordar los riesgos y desafíos inherentes del desarrollo geotérmico. La existencia del potencial geotérmico explotable en el país, aunque es absoluta y obviamente esencial, es solamente un prerequisite.

Aparte del prerequisite básico de un potencial prometedor de recursos geotérmicos, los otros elementos clave que apoyan un esfuerzo por el desarrollo geotérmico exitoso son: (a) disponibilidad de datos de recursos geotérmicos suficientemente precisos y otra información relevante; (b) instituciones efectivas y dedicadas; (c) regulaciones y políticas de apoyo; y (d) acceso por parte del desarrollador del proyecto a financiación adecuada, incluida la partes financiera comercial y de concesiones (Figura 3.1).

FIGURA 3.1

Elementos clave del desarrollo exitoso de la energía geotérmica



Cada uno de estos cuatro elementos representa un factor que afecta directamente el resultado de un proyecto o programa de desarrollo geotérmico. Desde el punto de vista de un inversionista, la fuerza de cada uno de los factores trabaja para aumentar el rendimiento esperado o reducir el riesgo. Desde la perspectiva de un país y su gobierno, estos factores pueden determinar el nivel de inversión en energía geotérmica o, de hecho, si dichas inversiones tendrán lugar o no.

INFORMACIÓN DE RECURSOS

El capítulo previo mostró que los riesgos de un proyecto geotérmico están en su punto más alto en las fases iniciales, cuando la información disponible sobre los recursos es escasa. El riesgo se reduce gradualmente a medida que la base de información de los recursos se fortalece en el proceso de exploración y desarrollo. El gobierno del país tiene una función importante que desempeñar al poner la información de recursos geotérmicos a disposición de desarrolladores e inversionistas potenciales. Como mínimo, el gobierno debería mantener registros públicos sobre esta información geotérmica como datos sísmicos (eventos, fracturas, etc.) y datos de perforaciones profundas (temperatura, presión, fallas, permeabilidad). También es esencial contar con información sobre los recursos de agua subterránea para el desarrollo geotérmico ya que el agua subterránea no debería contaminarse con los fluidos de los yacimientos geotérmicos y, entre otros usos, es una fuente potencial de agua de enfriamiento para las centrales eléctricas.

Estos tipos de datos son críticos para los desarrolladores e inversionistas potenciales. Sin embargo, la interpretación creíble de tales datos solo pueden hacerla expertos en geología, geofísica y otras disciplinas relevantes. A fin de que un desarrollador que está considerando efectuar perforaciones de exploración pueda interpretar esta primera capa de información, tiene que ponerse a la disposición un modelo conceptual confiable de todo el sistema geotérmico original (o, como mínimo, del campo o yacimiento que está en desarrollo). Un modelo de este tipo permite un mejor entendimiento de las posibles ubicaciones de los yacimientos y su tamaño y condiciones de recarga, así como la ubicación de los suministros poco profundos de agua subterránea. El gobierno debería hacer todos los esfuerzos por adquirir la mejor experiencia geológica y geofísica disponible para obtener e interpretar correctamente tal información.

Como se discute en el Capítulo 2, las fases de exploración y perforación de prueba aportan información crítica que debe actualizarse a medida que se hacen disponibles los resultados de las perforaciones de producción. El Anexo 2 ilustra el proceso y el valor de la información obtenida a través de estas perforaciones.

También debe tomarse en cuenta que el propietario del recurso podría tener un interés inherente en introducir una tendencia positiva en la información del recurso. Por ello, la posibilidad de poder verificar de forma independiente la información de los recursos geotérmicos es algo muy atractivo desde el punto de vista de un inversionista potencial, y puede beneficiar el mercado de desarrollos geotérmicos como un todo.

INSTITUCIONES

El segundo elemento clave en el desarrollo exitoso de energía geotérmica es la fortaleza de las instituciones y su organización estructural en relación con el desarrollo de energía geotérmica. El marco legal para el uso de recursos geotérmicos -comenzando con la definición de derechos de propiedad- es la base de la fortaleza y organización de todas las instituciones que tratan con el recurso. En la mayoría de países, los recursos naturales, incluida la energía geotérmica, pertenecen al estado (a los niveles nacional y subnacional), con una cláusula a tal efectos muchas veces incluida en la constitución.⁴⁴ Aunque el derecho de propiedad recae en el estado, en muchos países han evolucionado varias formas de participación del sector privado en la exploración, desarrollo y explotación de los recursos geotérmicos.

⁴⁴ Son relativamente pocos los países donde el propietario de la tierra es el titular de los recursos de la subsuperficie.

El tratamiento de los recursos geotérmicos dentro del marco legal varía considerablemente de país a país. Indonesia, por ejemplo, introdujo una ley geotérmica especial como una pieza de legislación primaria, que reconoce las características únicas de la energía geotérmica y su papel prominente en la economía nacional. La existencia de una ley geotérmica autónoma, sin embargo, no es esencial. En muchos países, los recursos geotérmicos están sujetos a las leyes generales de minería o extracción de minerales que rigen el acceso a la tierra y el licenciamiento para exploración y desarrollo. Una legislación aparte suele regir los procedimientos para obtención de permisos de uso de agua y ambientales. La legislación de la energía renovable también juega un papel importante en apoyar el desarrollo geotérmico en muchos países.

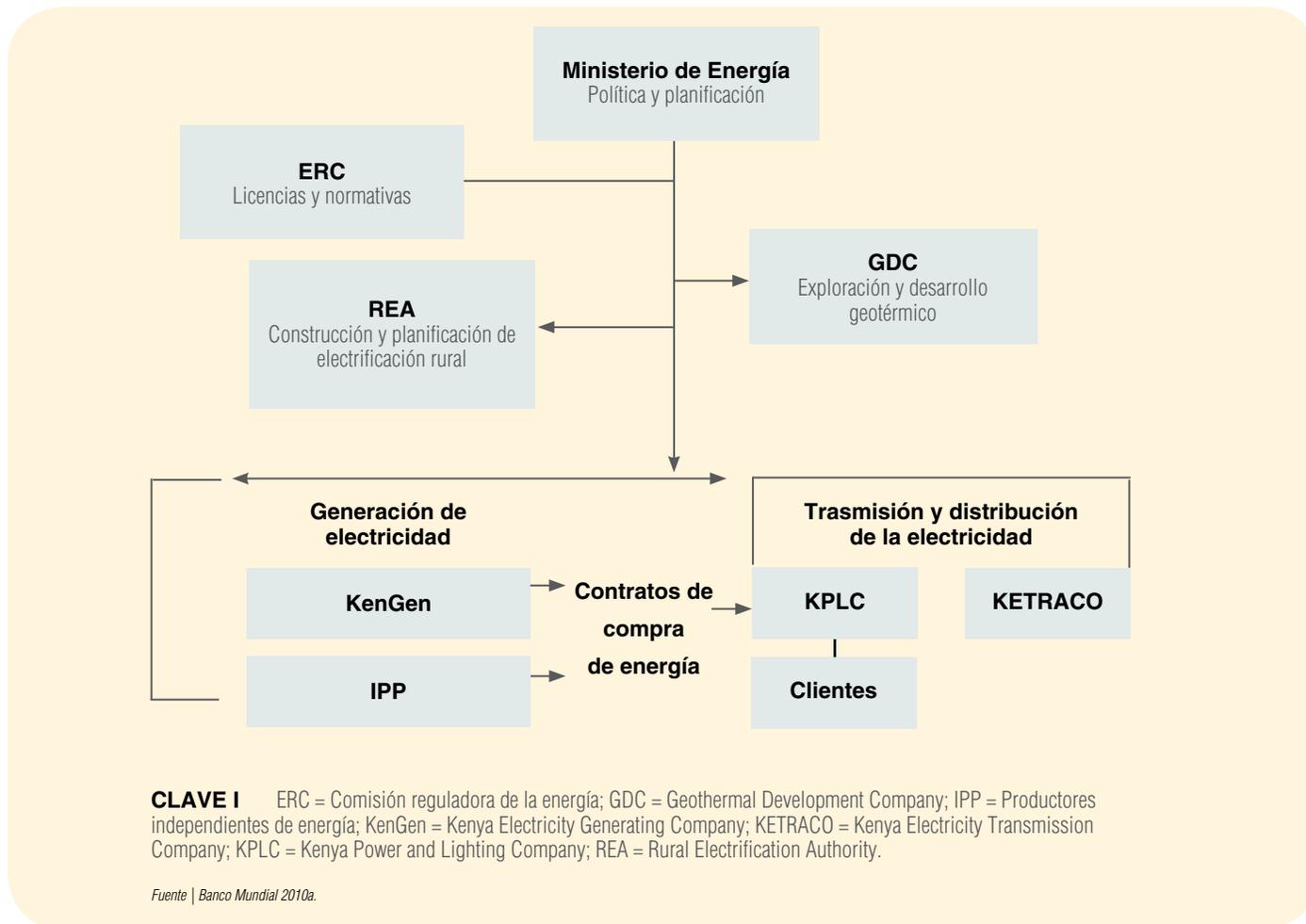
Varios aspectos del desarrollo de la energía geotérmica suelen involucrar la regulación por parte de uno o más organismos gubernamentales, cuyas acciones deben coordinarse bien para evitar imponer demasiados obstáculos normativos que puedan desalentar a los inversionistas. Por ejemplo, obtener varios permisos o licencias para el mismo proyecto puede causar retrasos perjudiciales al interés del sector privado.

El gobierno debería poder desarrollar estrategias, planes, objetivos y políticas para la energía geotérmica. Los recursos geotérmicos deben delimitarse y caracterizarse debidamente antes de que puedan incluirse en la planificación del sistema de electricidad del país. Por tanto, el papel del gobierno en esta área comienza con establecer y mantener servicios para generar y continuamente aumentar el conocimiento de los recursos geotérmicos, y dicho conocimiento debe estar orientado a la industria y no ser solo académico. Esto significa que se necesita tener capacidad institucional para planificar debidamente el desarrollo geotérmico y para involucrar de forma suficiente a los desarrolladores apropiados.

La experiencia de los países exitosos señala la necesidad de que un país tenga: (a) una organización nacional (o empresa) dedicada a la exploración y el desarrollo geotérmico capaz de manejar proyectos de infraestructura a gran escala congruente con normas internacionales y de la industria; (b) un ministerio o departamento de gobierno similar que se muestre comprometido y dotado del personal adecuado, a cargo del sector energético y cuyas funciones incluyan la planificación explícita para el desarrollo de energía geotérmica; (c) un servicio público nacional de electricidad que se muestre comprometido y esté dotado con el personal adecuado; y (d) un ente regulador capaz (especialmente, dentro del contexto de un mercado de electricidad liberalizado) cuyas funciones incluyan la aplicación de políticas energéticas renovables del país y equilibrar los intereses de generadores y consumidores.

Cuando se considera toda la cadena de suministro de electricidad geotérmica, el panorama institucional de la generación de electricidad geotérmica puede ser relativamente complejo, especialmente en el contexto de un sector de energía eléctrica liberalizado (p. ej., Filipinas) o en un país que está en camino a la reforma del sector de la electricidad. El ejemplo del marco institucional de Kenia para el sector de energía (Figura 3.2) ilustra el lugar de la empresa nacional de exploración y desarrollo geotérmico dentro del sector energético de un país donde el mercado para la energía geotérmica incluye a los productores nacionales de generación de electricidad para servicios públicos (KenGen) y los productores independientes de energía (IPP, por su sigla en inglés). La empresa de exploración y desarrollo geotérmico, Geothermal Development Corporation (GDC), confirma la viabilidad de los recursos geotérmicos potenciales a través de un programa de estudios técnicos y perforaciones de exploración, y ofrece recursos geotérmicos a desarrolladores de energía potenciales a través de licitaciones competitivas. Esto incluye vender vapor tanto a los IPP como a KenGen para generación de electricidad (Banco Mundial 2010a).

FIGURA 3.2
Marco institucional del sector energético de Kenia



En algunos casos las instituciones a nivel regional o subnacional juegan un papel distintivo e importante en el desarrollo de energía geotérmica. El Valle del Rift en África, donde las sinergias e interconexiones transfronterizas son de suma importancia, es un ejemplo. Indonesia, por otro lado, es un ejemplo de un país en el cual el proceso de exploración y desarrollo geotérmico se ha descentralizado de forma sustancial a autoridades subnacionales (distritales y provinciales), resaltando la importancia de la regulación transparente y el fortalecimiento institucional al nivel local.

Por último, al igual que con otras industrias de extracción, el gobierno y la sociedad civil deberían buscar mejorar los estándares del gobierno aplicados a empresas involucradas en el sector geotérmico. En muchos países ricos en recursos, la calidad del gobierno es vista como un factor clave que afecta la capacidad de los países para usar los ingresos de sus industrias extractivas para desarrollo. Los recursos geotérmicos no son ninguna excepción en este aspecto.

Normativa de derechos de tierras y permisos⁴⁵

Las condiciones de acceso a la tierra son un prerrequisito central que determina la eficiencia de una política para promover el desarrollo de recursos geotérmicos. Por ello, el gobierno debería asegurarse de que se implementen dichas condiciones y que las mismas se adhieran a las mejores prácticas observadas alrededor del mundo, integrando buenos principios de gestión y medidas adecuadas para controlar las prácticas especulativas.

Los recursos geotérmicos están ampliamente regidos por el código de minería, debido a que a muchos países todavía les faltan leyes y normativas específicas para el sector. La base legal para la exploración de estos recursos suele encontrarse en la constitución de un país, con leyes del sector aprobadas al nivel parlamentario y temas más específicos cubiertos por las normativas o los decretos. Al igual que con cualquier política y estrategia de desarrollo relacionado a la tierra, el éxito de un desarrollo del sector geotérmico dependerá en gran parte de la integridad del acceso a, el mantenimiento de, y la transferencia de derechos a los recursos geotérmicos.

Los gobiernos o instituciones reguladoras otorgan los derechos de exploración y explotación geotérmica en áreas particulares por medio de concesiones, arrendamientos, licencias y contratos. El otorgamiento de estos derechos debería basarse en los siguientes tres principios: (a) un marco normativo y legal que sea claro; (b) responsabilidades institucionales bien definidas, y (c) procedimientos transparentes y no discriminatorios.

Principios que rigen la gestión de los derechos geotérmicos

Los principios básicos que rigen las operaciones de minería en muchos países, y que también aplican a la exploración y explotación de recursos geotérmicos, son:

- Los recursos pertenecen al estado (o, en raras ocasiones, al propietario de la tierra superficial).
- El derecho a explorar y explotar los recursos puede transferirse temporalmente a un individuo o una entidad corporativa por medio de un documento escrito, normalmente llamado una licencia o un arrendamiento.
- Los derechos otorgados mediante dicha licencia o arrendamiento son independientes de los derechos de propiedad de la tierra o la superficie.
- La licencia o arrendamiento otorgados usualmente no establece límites físicos visibles (tales como cercos); en cambio, el área suele delimitarse con referencias geográficas o coordenadas.
- Los titulares de la licencia o el arrendamiento otorgados deben satisfacer condiciones preestablecidas para mantener sus derechos sobre el área.
- Cuando la validez de la licencia o el arrendamiento otorgados termina, los derechos regresan al estado (o al propietario de la tierra superficial).

Algunos principios básicos también deberían regir los derechos de propiedad de los recursos geotérmicos, los cuales siempre deben otorgarse de forma transparente, objetiva, competitiva y no discriminatoria. Esos principios son:

- **Garantía de tenencia** | Esto se refiere a la seguridad del título, el derecho a transferir el título a cualquier tercero elegible, y el derecho a hipotecar el título para recaudar dinero; así como a la transformación de las licencias de exploración en licencias de explotación una vez se confirma la presencia de recursos económicos.

⁴⁵ Esta sección se basa en gran parte en Girones, Pugachevsky y Walser 2009.

- **Garantía de título** | Las licencias y los derechos geotérmicos no deben revocarse ni suspenderse salvo bajo circunstancias específicas claramente establecidas en el marco legal.
- **Subastas o licitaciones** | El marco legal de un país puede incluir cláusulas que permitan la subasta de derechos específicos cuando el conocimiento geológico sobre un yacimiento sea sólido, ya sea debido a la propia campaña de exploración del gobierno o por medio de otras actividades. De lo contrario, el costo del proceso de subastar excede los beneficios dados los riesgos.

Garantizar legalmente la garantía de tenencia es fundamentalmente debido a que de otra forma sería difícil atraer inversionistas de la exploración geotérmica. Si existe el riesgo de que al descubridor de los recursos no se le concedan los derechos de explotación cuando se cumple con ciertas condiciones técnicas y económicas predefinidas, la recuperación de su inversión de capital se verá comprometida. También es importante asegurarse de que los derechos de explotación y exploración se otorguen por un período de tiempo lo suficientemente largo y que puedan renovarse según sea apropiado, con base en el cumplimiento de condiciones preestablecidas.

La garantía del título/tenencia, sin embargo, no significa que la licencia del desarrollador permita que el recurso se mantenga sin usarse. Las condiciones preestablecidas que se indican arriba deberían incluir todos los requisitos necesarios para que el desarrollador ponga el recurso a uso productivo dentro de un marco de tiempo razonable. Esto significa que: (a) las condiciones para otorgar los derechos de la concesión geotérmica deben ser lo suficientemente rigurosos con respecto al calendario de exploración y desarrollo para asegurarse de que los desarrolladores amplíen/desarrollen el campo donde tienen concesiones, y (b) el gobierno debe incluir suficientes cláusulas de salida que le permitan recuperar los campos y volver a entregarlos si los desarrolladores no son capaces de hacer crecer el desarrollo (al menos con respecto a áreas de desarrollo nuevo).

El otorgamiento de derechos geotérmicos suele ser independiente de los derechos de agua. Esto implica que, si el uso del recurso geotérmico requiere la evaporación o el consumo de agua, podría ser necesario obtener derechos específicos de otro organismo gubernamental. También se necesitarán permisos adicionales para la construcción y operación de instalaciones de generación directa, plantas de vapor de uso directo, y operaciones relacionadas a las instalaciones y el campo de los pozos.

Medidas para controlar las prácticas especulativas

Al establecer el marco para otorgar licencias a inversionistas privados, el gobierno puede afectar en gran medida la estructura de mercado, ya sea por medio de establecer la etapa de competencia productiva o, en algunos casos, para un comportamiento especulativo improductivo. En la industria de la minería, a veces se hace una distinción útil entre la especulación activa y pasiva. La especulación activa, que busca promover la propiedad y aumentar su valor de venta por medio de realizar actividades de reconocimiento o exploración, puede jugar un papel esencial en el desarrollo del sector geotérmico. En contraste, la especulación pasiva, donde no se desarrolla ninguna actividad dentro de una licencia específica que permanece totalmente inactiva, puede estancar el desarrollo del sector. Los gobiernos limitan la especulación pasiva por parte de los licenciatarios de exploración por medio de aplicar tarifas crecientes, requisitos de renuncia obligatorios (obligación periódica de reducir el área superficial de las licencias de exploración) y obligaciones de trabajo y requisitos de inversión mínimos, entre otras cláusulas.

Las instituciones gubernamentales que otorgan concesiones para exploración geotérmica deben recordar que las compañías privadas de energía geotérmica que buscan desarrollar proyectos de energía geotérmica alrededor del mundo podrían tratar de acumular tantas concesiones como sea posible y luego desarrollarlas simultáneamente, una práctica bastante conocida en la industria de la minería. Es esencial que las autoridades establezcan procedimientos para evaluar ambos la intención y la capacidad de un interesado en exploración y desarrollo geotérmico para implementar la actividad de manera exitosa. Como mínimo, las autoridades deben averiguar sobre la experiencia interna del solicitante, trayectoria en el campo de la energía geotérmica y bienes de capital. Las averiguaciones deben usarse para evaluar la capacidad de cada compañía para en efecto poder desarrollar proyectos en el sitio, así como sus intenciones y estrategias futuras.

El gobierno debe asegurarse de que la implementación de los principios que rigen el otorgamiento de derechos de acceso geotérmicos y de las medidas para controlar las prácticas especulativas sea lo más eficiente posible. Para ello, el gobierno deberá aclarar si los derechos de acceso geotérmico requieren tratamiento especial. Dicho tratamiento podría incluir establecer un marco legal específico para la exploración geotérmica o establecer un área especial de servicio integral dentro del gobierno que podría ayudar a evitar atrasos innecesarios relacionados al hecho de que varios organismos rigen el acceso a diversos elementos de los derechos geotérmicos.

El papel de la organización básica de desarrollo geotérmico

En un país que aspira un crecimiento del desarrollo de los recursos geotérmicos, el gobierno debe establecer una estructura institucional apropiada. La experiencia de los países que han tenido éxito en desarrollar los recursos geotérmicos resalta la importancia de un campeón nacional o un organismo medular dedicado a cargo de la exploración y el desarrollo geotérmicos. Este puede ser un organismo del gobierno o, preferiblemente una empresa estatal con las capacidades industriales necesarias. La empresa a cargo de la exploración geotérmica podría no necesariamente tener la energía geotérmica como su único enfoque. Filipinas representa un ejemplo de un modelo efectivo basado en el liderazgo de una empresa petrolera estatal (PNOC EDC). El ejemplo de México resalta la posibilidad de un liderazgo similarmente efectivo por parte de una empresa eléctrica estatal integrada (CFE) en desarrollo geotérmico. Ejemplos de empresas estatales con un enfoque específico en energía geotérmica son la Geothermal Development Company (GDC) de Kenia y Pertamina Geothermal Energy Corporation (PGE) en Indonesia.⁴⁶

En Filipinas, el papel central del desarrollo geotérmico durante muchos años perteneció a una subsidiaria de Philippine National Oil Corporation, llamada Energy Development Corporation (PNOC EDC) hasta su privatización en 2007. La última, que ahora solo lleva el nombre de EDC, está a cargo de las operaciones previas de PNOC EDC en el mercado de electricidad cada vez más liberalizado de Filipinas. PNOC EDC tiene un historial largo y ha sido estudiada como un ejemplo de una empresa campeona nacional con resultados impresionantes que ha obtenido a lo largo de los años (Cuadro 3.1).

⁴⁶ Entre los países desarrollados que han sumado una cantidad significativa de capacidad de energía geotérmica en décadas recientes, Islandia sobresale. En el caso de Islandia, el papel de liderazgo como desarrollador lo han compartido la empresa eléctrica estatal y las empresas privadas de perforación, mientras que el liderazgo en investigación y exploración ha pertenecido a la National Energy Authority y, desde 2003, la institución propiedad del gobierno llamada Iceland GeoSurvey (Íslenskar Orkurannsóknir) o ISOR.

CUADRO 3.1

El PNOC EDC de Filipinas como un ejemplo temprano de una empresa básica de desarrollo geotérmico

En 1976, el gobierno filipino, a través de la Philippine National Oil Company (PNOC), creó una empresa filial, PNOC Energy Development Corporation (PNOC EDC), para que se encargara de las funciones de exploración y desarrollo de la empresa nacional de servicios públicos de electricidad National Power Corporation (NPC) en los campos geotérmicos de Tongonan y Palinpinon NPC seguía siendo responsable de la generación de electricidad y quedaría como el comprador del vapor geotérmico.

PNOC EDC se convirtió en el brazo del gobierno para la implementación de la exploración y el desarrollo de varios campos geotérmicos en el país. Muchas áreas se exploraron y perforaron con resultados muy satisfactorios, lo que llevó al desarrollo y producción eventual de más de 700 MW de energía geotérmica, mucho en sociedad con inversionistas del sector privado.

En el año 2007, la empresa en sí se privatizó y se independizó de PNOC, y ahora opera bajo el nombre de EDC.

Fuente | Dolar 2006.

Como una empresa enteramente perteneciente a y controlada por el gobierno, la experiencia de PNOC EDC en la financiación de la exploración geotérmica y proyectos de desarrollo la convirtieron en una contraparte apropiada para ODA. Con los años, PNOC EDC recibió varios préstamos del Banco Mundial y el Banco de Japón para la Cooperación Internacional para financiar proyectos geotérmicos.

En Indonesia en la década de 1970, la empresa petrolera nacional Pertamina tomó la delantera en la exploración geotérmica y fue el brazo del gobierno para aprovechar los fondos de donadores y empresas internacionales para inversiones geotérmicas. El sólido papel del sector público en el desarrollo geotérmico fue reforzado con la creación de Pertamina Geothermal Energy (PGE) como la entidad central geotérmica estatal. PGE se estableció en el año 2006 como una filial enteramente controlada por Pertamina para que se encargara de todos los aspectos del negocio geotérmico de la empresa principal. Actualmente, PGE es el desarrollador geotérmico líder del sector público en Indonesia. PGE opera 272 MW de capacidad geotérmica y ha desarrollado una estrategia en línea con el segundo programa Fast-Track del gobierno de Indonesia para ampliar su capacidad de producción geotérmica cuatro veces, con la adición de 1,050 MW para el 2015. Las funciones de PGE incluyen construir y desarrollar inversiones geotérmicas bajo la supervisión de Pertamina; operar campos de vapor y centrales eléctricas que son propiedad de Pertamina; y gestionar Contratos de operación conjunta (JOC, por su sigla en inglés) por medio de los cuales supervisa los ingresos de Perusahaan Listrik Negara (PLN) de los desarrolladores geotérmicos privados existentes (Banco Mundial 2011).

En Kenia, la Geothermal Development Company (GDC) fue establecida en el año 2008 para ser el principal responsable de la exploración y el desarrollo de los recursos geotérmicos. Específicamente, GDC se encarga del desarrollo integrado de los recursos geotérmicos a través de la exploración, perforación, evaluación de los recursos y promoción del uso directo de la energía geotérmica. Al encargarse de las fases iniciales del proyecto, GDC absorbe los riesgos de exploración y de desarrollo temprano, abriendo oportunidades para la participación de los sectores público y privado en las fases posteriores (CIF 2011b).

En México, la exploración geotérmica promovida inicialmente por la Comisión de Energía Geotérmica (CEG) en la década de 1950 pasó a ser tarea de la empresa eléctrica nacional CFE a final de la década de 1960. Desde la década de 1970, el desarrollo geotérmico ha crecido de una sola central eléctrica de 37.5 MW a una capacidad instalada total de más de 950 MW (un aumento de 25 veces), lo que tiene a México en el tercer lugar de producción de energía geotérmica, únicamente detrás de Estados Unidos y Filipinas (Quijano-León, Luis y Gutiérrez-Negrín 2003).

Cómo superar limitaciones en la capacidad institucional

Aunque los recursos geotérmicos se han utilizado para producción de electricidad por más de un siglo, la capacidad técnica e institucional para implementar dichos proyectos todavía es inexistente en varios países, muchos de los cuales tienen algunos de los mejores recursos geotérmicos del país. La baja capacidad de implementación se manifiesta en la falta de instituciones y políticas de apoyo, que son debilitadas aún más por la falta de información adecuada de los recursos y una actividad de exploración insuficiente. Para ser una contraparte efectiva del sector privado y las IFI, el gobierno debe formular estrategias y fortalecer sus organismos a fin de alcanzar sus objetivos de desarrollo geotérmico.

La comunidad internacional ofrece asistencia técnica a los países desarrollados a través de varias formas diferentes. Mucha de la asistencia técnica para el desarrollo geotérmico está asociada a la asistencia para el desarrollo multilateral y bilateral (Cuadro 3.2).

CUADRO 3.2

Asistencia para el desarrollo multilateral y bilateral para energía geotérmica

El financiamiento bancario multilateral tiene una presencia trascendental en el desarrollo geotérmico pues más y más proyectos están en los países en desarrollo; desde el año 2005, USD 3.8 billones o el 57 por ciento de toda la financiación de los proyectos geotérmicos ha sido para los países en desarrollo. Los bancos multilaterales como el Banco Interamericano de Desarrollo, el Banco Europeo de Inversiones y el Banco Internacional de Reconstrucción y Desarrollo se encuentran entre los 15 principales proveedores de deudas para financiar el desarrollo geotérmico. El grupo bancario para el desarrollo propiedad del gobierno alemán KfW, la Agencia Francesa para el Desarrollo (AFD, por su sigla en inglés) y la Agencia Japonesa de Cooperación Internacional son algunas de las principales organizaciones bilaterales que están financiando el desarrollo geotérmico a nivel mundial. Las operaciones principales de estas instituciones suelen tener componentes de asistencia técnica asociadas a ellas.

Fuente | Autores e IEA 2011b.

Las subvenciones de FMAM disponibles a través del Grupo del Banco Mundial, el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (UNDP) y UNEP han sido por bastante tiempo una fuente importante de asistencia técnica para la energía geotérmica. Los Fondos de inversión para asuntos climáticos (CIF) recientemente se han convertido en una fuente significativa de financiación mediante concesiones para inversiones en energía renovable, incluida la energía geotérmica.

Aparte de la asistencia técnica asociada a los préstamos, el Programa de Asistencia para la Gestión del Sector Energético (ESMAP), del Banco Mundial ha estado proporcionando fondos para capacitación y asistencia técnica para apoyar a los países a desarrollar planes para diversificar su suministro de energía y cambiar a opciones de tecnología de baja huella de carbón o cero huella de carbón, incluida la geotermia.

El ámbito de esta asistencia técnica movilizadora por estas instituciones internacionales varía desde trabajo de preparación de proyectos relativamente de rutina y específico al sitio (consulte la Figura 3.3 para conocer una lista de actividades que ha realizado en varios países una firma de consultoría con experiencia de Islandia) hasta asesoría de políticas de alto nivel a los gobiernos, reguladores y empresas de servicios públicos.

Filipinas aporta evidencia alentadora de la efectividad de ese tipo de asistencia. Con los años, la empresa nacional de desarrollo geotérmico PNOG EDC desarrolló su experiencia en técnicas de exploración y evaluación de recursos por medio de aprender de otros países productores de energía geotérmica, incluidos Nueva Zelanda, Japón, Islandia, Italia y Estados Unidos. Esto ha ayudado a desarrollar confianza en la capacidad técnica de PNOG EDC, y la empresa desarrolló una serie de proyectos geotérmicos financiados con préstamos del Banco Mundial. La empresa adquirió la experiencia y tecnología necesarias en exploración, evaluación de recursos, perforación de pozos, gestión de yacimientos y producción de vapor, así como experiencia en gestión ambiental, evaluación del impacto y mitigación de riesgos de esos países avanzados. Los préstamos para el sector otorgados por el Banco Mundial para la exploración y delimitación de las áreas geotérmicas prospectivas dio el impulso necesario para el programa de desarrollo geotérmico del gobierno de Filipinas (Dolor 2006).

El ejemplo keniano es digno de mencionar en términos de asistencia técnica para capacitación y desarrollar una base de información. El país ha invertido considerablemente en sus recursos humanos a lo largo de los años. Esto ha incluido la participación de empresas estatales clave en cursos breves de capacitación que ofrece el Programa de Capacitación Geotérmica de la Universidad de las Naciones Unidas en Islandia (UNU-GTP, por su sigla en inglés). El primer curso lo ofrecieron en conjunto el UNU-GTP y KenGen en el 2005, y desde entonces se realiza una vez al año. UNU-GTP, KenGen y ahora GDC están discutiendo sobre modalidades para hacer que el curso corto sea una escuela permanente para la región completa del Valle del Rift del África del Este. Bajo el Programa de Desarrollo Geotérmico en el Rift de África (ARGeo, por su sigla en inglés) regional y apoyado por FMAM, UNEP está apoyando a los países del Valle del Rift en la tarea crucial de desarrollar la base de información de los recursos geotérmicos de los países. Con el apoyo de la red regional de organismos geotérmicos, se proporcionará un paquete de asistencia técnica y finanzas para llevar las propuestas a la fase de prefactibilidad, y antes de la perforación de exploración. Esto incluirá la exploración de la superficie para confirmar el potencial de los prospectos prioritarios en cada país y abordará las barreras relacionadas a la confirmación de los recursos (Mwangi 2010).

Algunas de las áreas comunes de apoyo en políticas y normativas de la asistencia internacional en los países con prospectos significativos de desarrollo geotérmico se pueden clasificar de la siguiente manera:

- La opción de instrumentos de política para apoyar a la energía geotérmica en el contexto del país y su sector de energía eléctrica.
- Los mecanismos de asignación de precios y recuperación de costos para los países donde la energía geotérmica no es la opción de menor costo cuando se excluyen las externalidades ambientales.
- La aplicación de instrumentos disponibles de financiación de la lucha contra el cambio climático para monetizar las externalidades globales relacionadas a GHG.

FIGURA 3.3

Actividades de asistencia técnica de proyectos geotérmicos seleccionados implementados por una empresa consultora en los países en desarrollo

Proyectos geotérmica en el mundo	Reconocimiento y exploración preliminar	Geofísica de exploración avanzada	Exploración avanzada, mapeado detallado	Exploración avanzada, geoquímica	Selección del sitio, pozos	Perforación, ingeniería y gestión	Registro de perforación	Pruebas de pozos	Evaluación de los recursos	Uso directo	Evaluación, impacto y superv. del entorno	Desarrollo y administración de contratos	Control, gestión y CC del yacimiento	Transferencia de tecnología y desarrollo de capacidades	
ÁFRICA															
Kenia															1975-2011
Yibuti															1990-2008
Uganda															1995-2010
Ruanda															2009-2011
Eritrea															2008-2009
Etiopía															2011
AMÉRICA															
Nicaragua															2004-2011
El Salvador															1968-2011
Chile															2009-actualidad
Argentina															2007-2008
Costa Rica															1995-2002
ASIA															
Indonesia															2006-2010
Turquía															2008-2011
Irán															2005-2007
India															2011
Omán															2010
ISLAS DEL CARIBE															
Guadalupe															1996-2011
Nieves															2011
Dominica															2010-actualidad
UNU-GTP															
															1979-actualidad

Fuente | ISOR 2011.

- Modalidades de los instrumentos de mitigación de riesgos para enfrentar el riesgo de los recursos.
- Mejoras al proceso de licitación para otorgar los derechos de exploración de desarrollo para recursos de energía geotérmica.
- Lineamientos sobre la extensión y la calidad de la información a incluir en los documentos de la licitación o las peticiones de ofertas.
- Participación del sector privado y modelos de PPP adecuados para las inversiones de energía geotérmica.
- Oportunidades de desarrollo de fabricación local para equipo de exploración y generación de electricidad geotérmica.

Para resumir, actualmente se encuentran varios programas de asistencia técnica con el apoyo de donantes disponibles para ayudar a los países en desarrollo a fortalecer su capacidad técnica e institucional para desarrollar y ampliar la utilización de la energía geotérmica.

CUADRO 3.3

Asistencia del Banco Mundial para incrementar la energía geotérmica en Indonesia

En Indonesia, el Banco Mundial está ayudando a fortalecer la capacidad institucional para incrementar el desarrollo geotérmico. Una subvención del Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM) está ayudando a la Dirección de Geotermia del Ministerio de Energía y Recursos Minerales a realizar varias reformas, entre las que se incluyen: (a) el desarrollo de un mecanismo de asignación de precios y compensación para cubrir el costo creciente y los riesgos de desarrollo geotérmico; (b) el diseño de un proceso de licitación creíble para ofrecer concesiones geotérmicas nuevas; (c) identificar formas para asignar mejor los riesgos de los recursos geotérmicos; (d) llevar a cabo los chequeos y las revisiones necesarias al marco normativo de la energía geotérmica existente, y (e) aclarar cuáles son los protectores ambientales y sociales.

Estas reformas son necesarias si se quiere que Indonesia alcance con éxito su crecimiento global sin precedentes de cerca de 4,000 MW de capacidad de generación geotérmica bajo su programa acelerado para ampliar la capacidad de generación de energía. Pertamina Geothermal Energy (PGE) es responsable de aproximadamente un cuarto de este objetivo, y tiene planeado ampliar su capacidad instalada geotérmica de 272 MW actualmente a más de 1,300 MW para el 2015. Se calcula que la financiación necesaria para dicho crecimiento es de unos USD 2 mil millones o más y también será un reto para las capacidades institucionales de PGE el poder implementar exitosamente un programa de tal magnitud. El Banco Mundial, que está financiando aproximadamente 150 MW de la expansión de la capacidad, facilitó una subvención de cerca de USD 42.5 millones del gobierno de los Países Bajos a PGE durante la preparación del proyecto. El objetivo de la subvención era aumentar la experiencia existente en PGE; preparar el proyecto de modo que cumpla con las normas internacionales y de la industria, y fortalecer la capacidad general de la empresa. Dado el impacto positivo de este esfuerzo, se incluyó una subvención adicional de aproximadamente USD 7 millones como cofinanciación del gobierno de Nueva Zelanda para aumentar el impacto institucional de la asistencia técnica para implementar el programa de inversión de PGE completo de más de 1,000 MW.

Fuente | Banco Mundial 2011.

POLÍTICAS

En tercer lugar, las políticas de apoyo para atraer inversionistas privados son necesarias para el desarrollo geotérmico exitoso. Esto es especialmente válido si un país decide hacer la transición de un enfoque de proyecto por proyecto a un enfoque que cree el entorno correcto para inversiones en un esfuerzo ampliado al nivel nacional para implementar energía geotérmica. Mientras que las medidas específicas del proyecto, tales como los contratos de compra de energía individuales, pueden ser suficientes para iniciar el desarrollo geotérmico en un país, los enfoques a nivel nacional son más adecuados en países que intentan cumplir con objetivos cuantitativos significativos de energía geotérmica o que buscan ampliar su industria geotérmica existente.

Idealmente, el entorno de políticas de apoyo debería extenderse a todas las fases de la cadena de suministro de energía geotérmica e incluir la remoción de barreras de la toma regular de la energía geotérmica que pone el operador de la red eléctrica y los mecanismos de recuperación de costos crecientes (si los hay) de quienes pagan la tarifa (los usuarios finales de la electricidad). Los gobiernos alrededor del mundo han usado incentivos de precio (p. ej., las FIT), objetivos cuantitativos (cuotas, etc.), despacho prioritario y otras medidas normativas para apoyar la energía renovable, incluida la geotérmica. Además de estas medidas, y discutiblemente como una cuestión de incluso mayor prioridad, los gobiernos pueden aumentar la rentabilidad de todo el apoyo a la energía renovable por medio de reducir los subsidios a los combustibles fósiles.

A mismo tiempo, al considerar sus opciones de políticas, los países desarrollados deberían estar al tanto de los costos de instituir y mantener incentivos a nivel nacional para el desarrollo de la energía geotérmica y otras energías renovables. Una FIT tiene un costo, ya sea que esté cubierto por los consumidores finales o por las finanzas públicas. En cualquier caso, se necesita un enfoque sostenible e imparcial para cubrir cualquier precio adicional por energía limpia en reconocimiento de sus beneficios locales y globales.

La interacción y secuenciación de políticas es otra consideración importante si se quiere que los incentivos para implementar cualquier energía renovable (incluida la geotérmica) sean efectivos. Además de los incentivos mismos, deben existir cláusulas legales y normativas específicas que aborden los temas del uso de la tierra, el uso de los recursos y la asignación de derechos a fin de evitar cuellos de botella frustrantes en el desarrollo de la energía renovable (Azuela y Barroso 2011).

Instrumentos de políticas nacionales que apoyan la generación de energía geotérmica

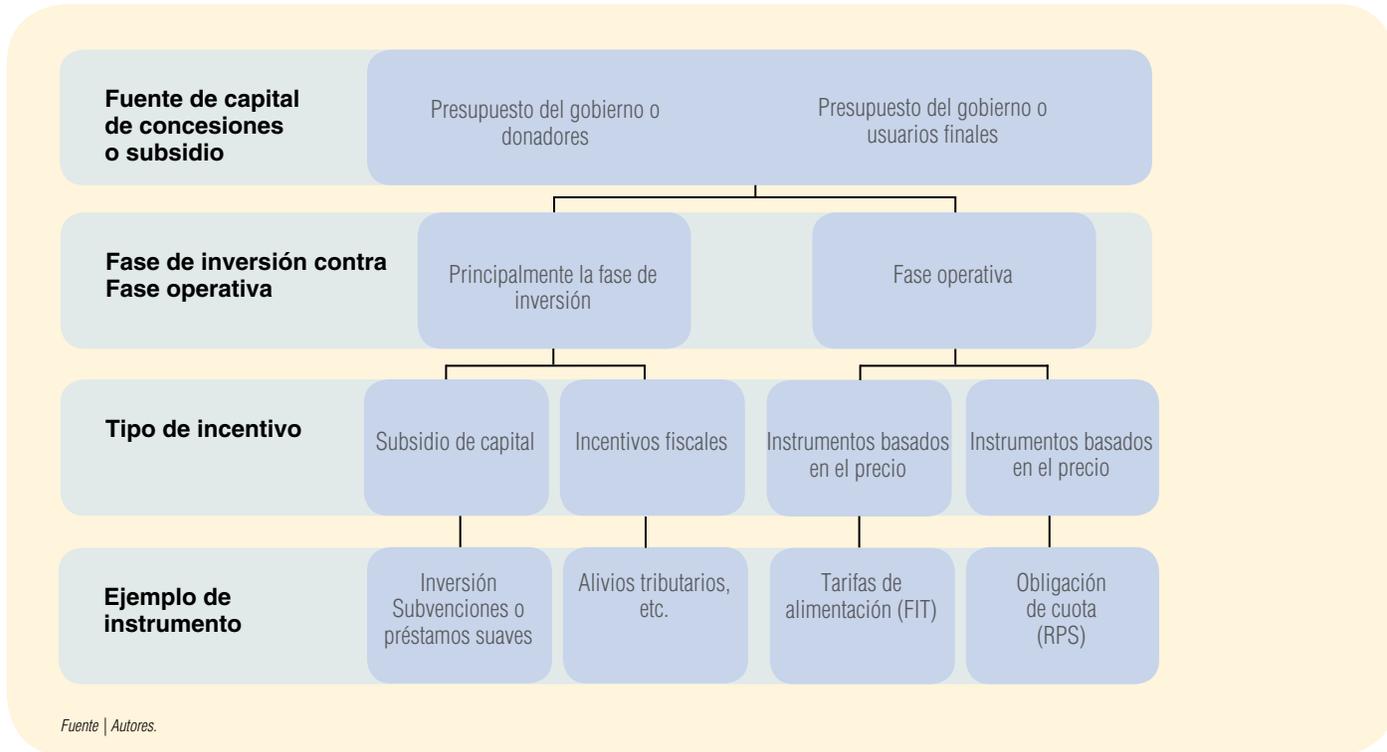
Incentivos para la generación de energía geotérmica

Los gobiernos de muchos países usan una amplia gama de instrumentos de políticas y normativas para apoyar la implementación de electricidad renovable. (Figura 3.4).

Estos pueden dividirse en dos amplias categorías: apoyo a la inversión (subvenciones de capital, préstamos blandos, exenciones/reducciones de impuestos sobre la compra de bienes) y apoyo a las operaciones (subsidios de precios, obligaciones de cuotas combinadas con certificados verdes negociables y exenciones/reducciones de impuestos sobre la producción de electricidad). El apoyo a las operaciones tiene la ventaja de ejercer una influencia más directa sobre el resultado final -la electricidad renovable que se despacha a la red eléctrica- por medio de recompensar la producción efectiva de electricidad, no solo la instalación. El apoyo a la inversión, tal como el capital subsidiado y los incentivos fiscales, puede jugar un papel importante durante la fase inicial de la introducción al mercado cuando los fondos necesarios todavía

FIGURA 3.4

Instrumentos normativos y de políticas que apoyan la implementación de electricidad renovable



son limitados. Para los proyectos de energía geotérmica, los instrumentos de apoyo a la inversión son particularmente importantes pues ayudan a enfrentarse directamente a las barreras iniciales como el riesgo de exploración y los costos elevados de la inversión.

Los instrumentos que brindan apoyo a las operaciones pueden dividirse en instrumentos basados en cantidad e instrumentos basados en precio. En el esquema basado en la cantidad tal como una política de normas para carteras renovables (RPS), el objetivo de cantidad (u obligación) es una decisión establecida por políticas, mientras que el precio lo establecen las fuerzas de mercado. En un esquema basado en precios como las FIT, el mercado determina la cantidad suministrada al precio establecido por la política. La teoría económica sugiere que, bajo condiciones ideales, los instrumentos basados en la cantidad y los instrumentos basados en el precio tienen la misma eficiencia económica (IEA 2008).

La mayoría de fuentes de energía renovable reciben apoyo público de varias formas. Los países con sólidas agendas de desarrollo de energía renovable han introducido ya FIT u obligaciones de cuota, tales como RPS como su política básica, con otras formas de apoyo como complementos. Las RPS a veces se combinan con un sistema de certificados verdes negociables (TGC, por su sigla en inglés) por medio de los cuales la parte obligada a satisfacer la cuota de energía puede comprobar el cumplimiento. Ambas políticas FIT y RPS requieren un compromiso sólido de largo plazo de parte del gobierno y un marco legal elaborado. La toma regular obligatoria de la energía renovable por parte del servicio público de energía eléctrica es un elemento clave en ambos regímenes de FIT y RPS. El costo creciente del servicio público que se debe a la diferencia de costos entre la energía renovable y la convencional debe ser absorbido ya sea por quienes pagan la

tarifa o por el gobierno/contribuyentes. El beneficio viene en forma de un mayor flujo de capital al sector de energía renovable del país. Para proyectos de energía renovable en los que la barrera principal es una de costo creciente, los inversionistas tienden a buscar proyectos apoyados por FIT particularmente atractivos, ya que los niveles de las tarifas usualmente se establecen con el objetivo de garantizar rendimientos atractivos sobre el capital propio del inversionista. Las ventajas teóricas de los esquemas de RPS y TGC incluyen la introducción de menos distorsiones en la asignación de precios que con esquemas de FIT.

La energía geotérmica destaca como un caso especial entre las fuentes de energía renovable, y el alcance de aplicación de tales instrumentos de políticas que se discute aquí debe considerarse detenidamente en el contexto específico del país en cuestión. Existen pocos ejemplos de esquemas de FIT que catalizan exitosamente el inicio de la explotación geotérmica en un país, estando la mayoría de ejemplos ubicados en Europa continental. Afuera de Europa, África y Asia han visto un interés incipiente en usar tarifas de alimentación para la energía geotérmica (Gipe 2011). El ejemplo digno de mención de Kenia se considera a continuación. Los sistemas de obligación de cuota o RPS combinados con TGC se han aplicado a la energía geotérmica en EE. UU., Italia y Japón (IEA 2008). En los países en desarrollo Filipinas recién acaba de introducir cláusulas par RPS en su legislación del tema geotérmico, entre otras formas de energía renovable.

En Kenia, la medida más significativa para promover las empresas de suministro comunitarias o privadas ha sido la política de tarifa de alimentación sobre la energía geotérmica, solar, eólica, biomasa e hidroeléctrica pequeña de enero del 2010. Los objetivos definidos en el sistema FIT keniano son: facilitar la movilización de recursos al proporcionar seguridad en las inversiones y estabilidad de mercado para los inversionistas en la generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovable; reducir los costos y retrasos de transacción y administrativos por medio de eliminar el proceso convencional de licitación; y exhortar a los inversionistas privador a operar sus centrales eléctricas de manera prudente y eficiente a fin de maximizar el rendimiento (GoK 2010).

CUADRO 3.4

Tarifa de alimentación geotérmica de Kenia

- La tarifa de alimentación geniana para la energía geotérmica se define como una tarifa fija que no excede los USD 0.085 por kilovatio-jora de energía eléctrica suministrada en volumen al operador de la red eléctrica en el punto de interconexión.
- Esta tarifa aplicará por 20 años a partir de la fecha de la primera puesta en funcionamiento de la central geotérmica.
- Esta tarifa aplica a los primeros 500 MW de capacidad de energía geotérmica desarrollada en el país con esta política de tarifas.
- La tarifa aplica a centrales geotérmicas individuales cuya capacidad de generación efectiva no supera los 70 MW.

Fuente | Ministerio de Energía, Gobierno de Kenia 2010.

Indonesia ha tomado un enfoque diferente, tal como se establece en la Normativa N.º 32/2009 de MEMR, la cual entró en vigencia en diciembre del 2009. De acuerdo con esta normativa, el precio tope para la electricidad geotérmica se estableció en USD 0.097/kWh. Un precio tope no es una FIT, y no garantiza ningún precio particular por la electricidad. El precio real a ser incluido en el PPA se determina mediante

ofertas en una licitación pública. El determinante clave del éxito del licitador en el proceso de licitación es el precio de la energía presentado, y el precio final puede estar bastante abajo del precio tope.⁴⁷ Este enfoque tiene sus ventajas y desventajas. Por un lado, puede hacer el proceso más competitivo y potencialmente reducir el costo general del sistemas de incentivos. Por el otro lado, los inversionistas potenciales en la generación de energía renovable tienen a ver tales esquemas como mucho menos atractivos, ya que el precio tope no los protege del riesgo de asignación de precios.

La estructura de mercado y el contexto de la reforma del sector eléctrico del país afectan también la elección de los instrumentos de apoyo a la energía renovable. En los contextos de la mayoría de países, las condiciones para RPS y TGC no serían ideales debido a la falta de competencia en la generación. Por tanto, aunque el gobierno puede asignar cuotas para energía geotérmica, el principal impulsor de la eficiencia económica para satisfacer la obligación de cuota se perdería. En el caso de Indonesia, por ejemplo, hasta o a menos que a los desarrolladores se les permita contratar directamente con el tomador principal, el servicio público de energía eléctrica nacional, PLN, sería comprar toda la energía eléctrica de PGE, la empresa nacional de desarrollo geotérmico.

En Filipinas, el Proyecto de ley de energía renovable se firmó como ley a finales del 2008. Entró en vigencia en julio del 2009, ofreciendo definiciones legales e incentivos financieros para desarrollar más aún todas las fuentes de energía renovable, incluida la geotérmica. A pesar de que las cláusulas en la ley para las FIT excluyen la energía geotérmica, la ley incluye un rango de otros incentivos que pretenden estimular el desarrollo de la energía geotérmica. Estas cláusulas adicionales se extienden a todas las energías renovables, incluidos el desarrollo y la generación de energía geotérmica. Estas cláusulas incluyen establecer RPS para los servicios públicos, promover el acceso a la transmisión y ofrecer un rango de incentivos de impuestos e inversión (Ogena et al. 2010). En el Cuadro 3.5 se enumeran otros incentivos. A los inversionistas extranjeros se les motiva por medio de la cláusula en la ley que explícitamente permite que las compañías extranjeras participen en la exploración y el desarrollo de la energía geotérmica.⁴⁸

En general, se puede observar que las FIT no se usan tanto para la energía geotérmica que como para otras energías renovables. Aunque esto podría cambiar el futuro, es posible que el siguiente razonamiento ofrezca explicaciones sobre la aplicación limitada de los esquemas FIT en el campo de la energía geotérmica.

Una tarifa de alimentación está diseñada para abordar el costo creciente que surge cuando la energía renovable es más cara que la generación convencional. Los desarrolladores pueden usar la promesa de un flujo de ingresos creciente confiable para fortalecer su caso al obtener la financiación inicial. Sin embargo, esto es útil solo en la medida que los inversionistas o prestamistas tengan confianza en la capacidad del proyecto propuesto de llegar a la fase de generación de ingresos. En el caso de la energía geotérmica, el costo creciente no es el único problema; y para algunos proyectos podría no ser un problema en absoluto. En cambio, la gran incertidumbre respecto al recurso al inicio del ciclo del proyecto es un obstáculo grande de financiación, y un enfoque FIT no aborda esta barrera de manera específica. Sin embargo, si la exploración del recurso la realiza el gobierno, es probable que no exista una necesidad de subsidios adicionales más adelante; habiendo removido en parte o completamente el riesgo de los recursos de la ecuación, la energía geotérmica puede ser muy competitiva, es decir, es posible que no haya un costo creciente.

⁴⁷ Un PPA indonesio reciente a negociar fue por la central geotérmica Sarulla de 330 MW en Sumatra del Norte, con un precio nivelado de USD 0.0697, con el precio inicial mayor que en los años posteriores (Norton Rose 2010).

⁴⁸ Para otras tecnologías renovables, se requiere una participación filipina del 60% en la empresa.

CUADRO 3.5

Incentivos de Filipinas para la energía renovable según la Ley de Energía Renovable de 2008

La Ley de Energía Renovable ofrece incentivos fiscales y no fiscales a los inversionistas de energía renovable además de mecanismos que ayudan a garantizar un mercado para la energía renovable, entre ellos:

- Un período de exención del impuesto sobre la renta (ITH, por su sigla en inglés) para los primeros 7 años de operación comercial
- Importación libre de impuestos de maquinaria, equipo y materiales para energía renovable
- Tarifas especiales para impuestos de bienes raíces sobre el equipo y la maquinaria
- Traslado de la pérdida operativa neta
- Tarifa tributaria del 10% después de 7 años de ITH
- Depreciación acelerada (como una alternativa a ITH)
- Cero impuesto al valor agregado
- Exención tributaria de bonos de carbono
- Crédito fiscal sobre los servicios y el equipo capital doméstico
- Exenciones tributarias a los fabricantes de equipo de energía renovable
- Asistencia financiera a través del Banco de Desarrollo de Filipinas y otros proveedores de capital preferencial

Fuente | Peñarroyo 2010.

En los casos en los que el costo creciente sigue siendo un problema después de que se confirma el recurso, una FIT de energía geotérmica puede ser una opción de política apropiada. Sin embargo, la introducción de una política FIT debe hacerse con consideración del impacto sobre cada eslabón de la cadena de suministro. Cuando los servicios públicos tienen la obligación de tomar regularmente la energía generada de recursos renovables/geotérmicos que puedan costar más financieramente que otras alternativas disponibles, entonces “alguien tiene que pagar” por estos costos más altos. La experiencia internacional sugiere que estos costos adicionales se pasan a los consumidores o se cubren con erogaciones del gobierno o incentivos fiscales. Cada vez más, el mercado de compensación de emisiones de carbono es también usado por los desarrolladores para aumentar sus ingresos y obviar algunos de los costos crecientes.

Sociedades público-privadas

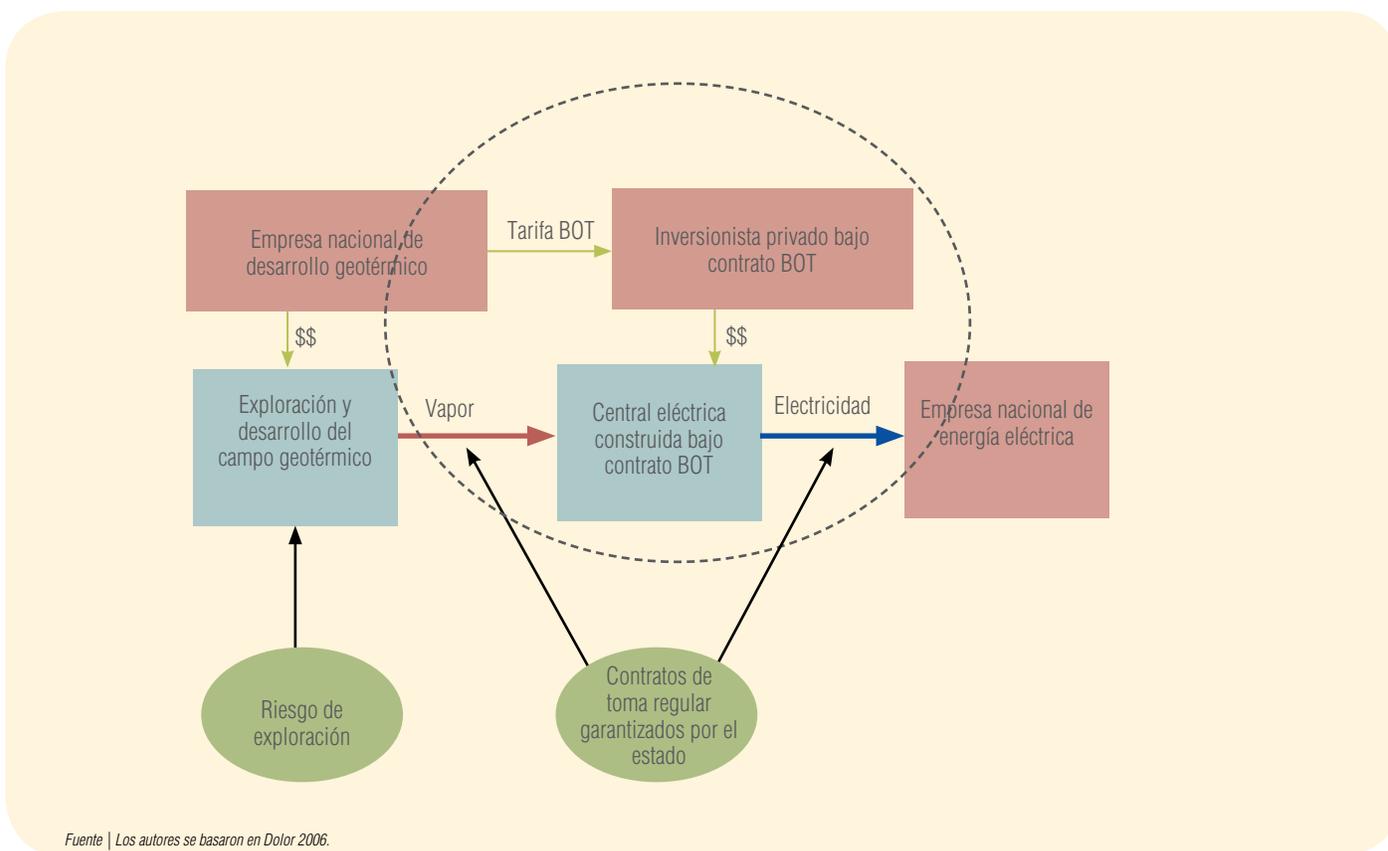
Una sociedad público privada (PPP) es un término general para un esquema de financiación que integra el compromiso de los recursos tanto de participantes públicos como privados para implementar un proyecto o programa de inversión, usualmente en infraestructura. En el desarrollo de energía geotérmica, una PPP puede ser especialmente efectiva si cubre todas las fases principales del proyecto incluidas las perforaciones de prueba, el desarrollo del campo y la construcción de la central eléctrica. Esto permite un acuerdo personalizado en el que el sector público concentra su contribución de los recursos en las fases más riesgosas de exploración/explotación/producción (upstream), mientras que el socio del sector privado financia el volumen de los costos de capital en las fases más maduras.

Una PPP en el sector de generación de energía típicamente se forma para desarrollar una cierta cantidad de capacidad de energía para un proyecto individual. En una PPP, los riesgos y costos se consideran y asignan detenidamente a las entidades públicas y privadas participantes. Las asignaciones de riesgos, beneficios y obligaciones se establecen en el contrato de compra de energía (PPA) y en el acuerdo de concesión. En una PPP típica para generación de energía, los inversionistas privados construyen una central de generación de energía y celebran contratos para vender la electricidad generada a una empresa pública de servicio eléctrico. La autoridad pública asume el riesgo de demanda y hace un pago mínimo por la disponibilidad (o capacidad) de la central eléctrica, ya sea que su producción sea necesaria o no. Se realiza otro pago por el uso, para cubrir el costo del combustible para la central.

Para describir en más detalle el tipo de contrato que conlleva una PPP, suelen usarse términos como BOT (construir, operar y transferir) o DBFO (diseñar, construir, financiar y operar) (Banco Mundial 2009). Cuando el activo de infraestructura no se devuelve al sector público, a veces se le denomina un contrato construir, ser propietario y operar (BOO, por su sigla en inglés).

FIGURA 3.5

El modelo BOT de Filipinas: inversionista privado aislado del riesgo de exploración y del riesgo del tomador regular



Fuente | Los autores se basaron en Dolor 2006.

Ejemplos de implementación de PPP geotérmica exitosa

El modelo BOT de Filipinas: Filipinas es notoria por su exitosa aplicación de una forma particular de PPP: aquella basada en contratos BOT con inversionistas privados en energía geotérmica.

De hecho, los contratos BOT son la forma principal de PPP que ha contribuido al desarrollo y puesta en marcha de más de 700 MW de capacidad de generación de energía geotérmica. Esto ha contribuido sustancialmente a llevar a Filipinas al segundo lugar (después de Estados Unidos) en términos de capacidad geotérmica instalada.

La primera aplicación de una PPP geotérmica base BOT en Filipinas se atribuye al proyecto de energía geotérmica Leyte-Cebu apoyado por el Banco Mundial, en el que la construcción de aproximadamente 200 MW de centrales eléctricas debían ser implementados por una empresa privada a través de un contrato BOT con PNOE EDC, la empresa nacional pública de desarrollo geotérmico. Para este componente, PNOE EDC siguió el modelo BOT que se ha llegado a considerar como un formato típico de la participación del sector privado (Figura 3.5).

De acuerdo con este formato BOT, PNOE EDC realiza la exploración y el desarrollo del campo geotérmico. Por su parte, el contratista de la central eléctrica diseña, suministra, instala y pone en funcionamiento la central por un período de cooperación predeterminado de 10 años. Durante el período de cooperación, PNOE EDC paga por la central por medio de una tarifa de conversión de energía (esencialmente una tarifa BOT) lo que cubre los costos operativos y permite la recuperación de capital y el retorno del capital. La titularidad de la central se transfiere y entrega a PNOE EDC al final del período de cooperación. Encontrar financiación comercial para los contratistas privados BOT no fue un problema porque el riesgo de exploración (recurso geotérmico) y el riesgo del tomador principal fueron claramente asumidos por el estado a través de PNOE EDC y National Power Corporation (NPC), la empresa eléctrica nacional. Además, los pagos al contratista BOT contaban con el respaldo de una función del gobierno en caso de incumplimiento por parte de PNOE EDC o NPC (Dolor 2006).

El modelo mexicano OPF. La experiencia de México señala la efectividad de un esquema PPP un tanto diferente llamado OPF (Obra pública financiada). Similar al modelo filipino y al modelo BOT utilizado para algunos proyectos en México también, la empresa eléctrica estatal CFE tiene el mandato para la exploración y el desarrollo geotérmicos. Sin embargo, distinto al modelo BOT donde el participante privado construye y opera la central eléctrica por varios años, el modelo OPF involucra al participante privado solo hasta que construye y pone en marcha la central, que pasa a ser propiedad y ser operada por la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

Específicamente, la CFE desarrolla el campo de vapor, completa el prediseño de todos los componentes necesarios de la central eléctrica (incluida la central en sí y las conexiones de transmisión asociadas), obtiene los permisos necesarios y luego saca el proyecto a licitación pública. El contratista privado que gana financia y ejecuta el diseño detallado y la construcción del proyecto y luego transfiere el proyecto terminado a la CFE para operación y mantenimiento. La CFE paga al contratista el monto total del contrato después de la transferencia y recurre a instituciones de financiación privadas o públicas para obtener financiación de largo plazo para pagar al contratista. El riesgo para el sector privado está limitado a la financiación a corto plazo por el período de construcción y puesta en marcha y a las garantías del equipo. No incluye ningún riesgo relacionado al yacimiento geotérmico ni a las perforaciones.

Según este esquema, la CFE tiene más control sobre opciones específicas de tecnología (en virtud de su función líder en la fase de prediseño y la licitación pública) y sobre los arreglos de crédito para la

construcción de la central eléctrica. La CFE asume toda la responsabilidad del riesgo de los recursos y le permite al sector privado competir por un contrato de llave en mano (ingeniería, adquisición y construcción, o EPC), donde el riesgo de la empresa privada es a corto plazo (solo el período de construcción). El objetivo es combinar las capacidades tecnológicas del sector privado con el recurso crediticio del sector público (Banco Mundial 2004).

Seguro contra riesgo geotérmico

Las empresas u organismos nacionales de desarrollo geotérmico deberían identificar regímenes de seguro disponibles y considerar detenidamente sus costos y beneficios. Los regímenes de seguro públicos de los pozos geotérmicos se han probado a niveles nacionales, en particular en Islandia (Cuadro 3.6) y Alemania. En años recientes, las empresas aseguradoras privadas han empezado a mostrar un interés cada vez mayor en la participación en dichos regímenes también (Schultz et al. 2010), y los seguros del sector privado se han involucrado en proyectos en Alemania desde el año 2006 aproximadamente.

CUADRO 3.6

Seguro público de Islandia para el riesgo geotérmico

En la década de 1960, Islandia introdujo un régimen de seguro público pionero para riesgos geológicos y financieros relacionados a las perforaciones geotérmicas. El Fondo Nacional de Energía (NEF, por su sigla en inglés) fue creado por el gobierno para ofrecer ese seguro. Una vez un plan de perforación contaba con la aprobación de NEF, el Fondo haría un reembolso de hasta el 80 por ciento de los costos actuales de las perforaciones no exitosas. El NEF fue reabastecido regularmente y, más adelante, incluyó apoyo por subvenciones para el desarrollo geotérmico, principalmente para las actividades de exploración.

El papel del seguro de NEF era especialmente crucial en las primeras tres décadas del desarrollo geotérmico en el país. A medida que la industria islandica adquirió más experiencia, con menos fallas en las perforaciones y orificios de perforación secos, el Fondo se volvió menos importante para el desarrollo de productos nuevos. Vale la pena hacer ver que a la fecha, toda la generación de energía en Islandia ha sido desarrollada por empresas públicas y servicios estatales.

Fuente | Autores.

Opciones adicionales para un mejor papel del sector privado

Después de comprobar la viabilidad comercial de su sector geotérmico por medio de una serie de contratos exitosos de PPP en los que el gobierno asume el riesgo de los recursos, el país puede considerar realizar la transición a modelos que distribuyan más de este riesgo al desarrollador privado. Se pueden tener en consideración dos opciones básicas: (a) invitar propuestas de empresas privadas para desarrollar sitios geotérmicos nuevos a través de concesiones o PPP en los que más del riesgo de los recursos sea asumido por el desarrollador/inversionista privado⁴⁹, y (b) introducir precios de toma regular atractivos mediante una política FIT (o establecer objetivos cuantitativos a través de una RPS), al mismo tiempo que se elimina progresivamente el apoyo público en las fases de exploración/explotación/producción (upstream).

El primer método (invitar licitaciones para concesiones para explorar sitios nuevos bajo el riesgo del inversionista privado) ha sido difícil de implementar en la práctica internacional sin antes primero pasar por

⁴⁹ Dependiendo de la estructura contractual de la PPP/concesión, la titularidad en los activos puede regresar al sector público o permanecer privada en el caso de BOO o "IPP puros".

el desarrollo inicial de la industria basado en el apoyo público para la exploración. El ejemplo de Indonesia ha demostrado que los inversionistas privados están poco dispuestos a asumir el riesgo de exploración aún cuando ya tienen el derecho (concesión) sobre un campo geotérmico bastante conocido, y menos aún asumir dicho riesgo en un área de desarrollo nuevo (Cuadro 3.7). Comprensiblemente, el desarrollador/inversionista en un área de mayor riesgo requiere que se le compense por el riesgo adicional por medio de un precio más alto de la electricidad para el tomador regular, o por otros medios. Muchos países han preferido financiar directamente las fases riesgosas de la fase de exploración/explotación/ producción (upstream) debido a este conflicto de objetivos. En efecto, los países en desarrollo que involucran activamente al sector privado en el desarrollo geotérmico actual (p. ej., Filipinas) ya han hecho uso de grandes volúmenes de fondos públicos y ayuda oficial al desarrollo para financiar la exploración de recursos geotérmicos.

CUADRO 3.7

Titulares de las concesiones de Indonesia renuentes a ampliar la capacidad

El ejemplo de Indonesia muestra que incluso en aquellos casos donde los desarrolladores privados ya tienen concesiones en un gran número de áreas de desarrollo geotérmico, las inversiones privadas en construir y ampliar capacidad nueva de energía geotérmica pueden tardar en llegar (CIF 2010). Actualmente, ya cerca de 1,000 MW de potencial de energía geotérmica sin explotar bajo en control privado y más de 3,000 MW con empresas estatales. Aproximadamente la mitad de estos recursos están en campos geotérmicos que actualmente producen electricidad (proyectos de reacondicionamiento) o con reservas confirmadas (cuasi proyectos de reacondicionamiento) y están bien ubicados para ampliación futura (Banco Mundial/FMAM 2008).

Los desarrolladores de los proyectos de reacondicionamiento estarían mejor equipados para proceder con las inversiones si al país se introdujeran políticas de alimentación lo suficientemente atractivas.

Fuente | Autores.

El segundo enfoque -un compromiso de política nacional para apoyar la generación de energía geotérmica, tal como la FIT, en tanto que elimina gradualmente el apoyo público en las fases de exploración/explotación/ producción (upstream)- cuenta con una probabilidad de tener éxito, si: (a) la confirmación de exploración y recursos geotérmicos derivada del apoyo público anterior se encuentra muy avanzada en muchas áreas del país, así que existe una posibilidad considerable para desarrollo inmediato de “proyectos de reacondicionamiento” en lugar de “proyectos nuevos”; (b) las empresas que se espera que respondan son financieramente aptas para asumir el riesgo de exploración residual, que incluye -de ser necesario- financiación mediante el balance general en lugar de buscarla por medio de préstamos; y (c) la tarifa de tomador regular o FIT es suficiente para compensar al desarrollador por el costo con incremento gradual relativo a alternativas de generación de costo más bajo, si las hubiera.

El aumento de la participación privada en el sector también puede llevarse a cabo mediante la privatización de la empresa nacional de desarrollo geotérmico y sus activos. Sin embargo, esto no necesariamente conduce a un mayor desarrollo geotérmico por parte de las entidades del sector privado entrantes. Tal privatización, por lo tanto, necesita conllevar el compromiso explícito del inversionista para un desarrollo geotérmico mayor.

La privatización de las instalaciones geotérmicas construidas por el sector público es la ruta que se tomó en Filipinas en el 2007, cuando privatizó el PNOG EDC (ahora llamado EDC). Como empresa privada, EDC

y sus filiales han estado adquiriendo de manera activa bienes estatales para la generación de energía geotérmica (consulte Pilipinasenergy 2009 y Danapal 2011). Este enfoque es una forma segura de aumentar la participación del sector privado en el sector y recaudar algo de capital para el presupuesto estatal, pero los beneficios del desarrollo geotérmico continuado todavía están por demostrarse. De hecho, ha habido una reducción evidente en los desarrollos geotérmicos nuevos en Filipinas desde la privatización (Banco Mundial/PPIAF 2010). Se espera que los proyectos recién anunciados por EDC y Chevron reactiven el ímpetu en Filipinas (Chevron 2011; Danapal 2011).

CUADRO 3.8

Inversión de Chevron en un proyecto geotérmico de desarrollo nuevo en Filipinas

Chevron posee una participación del 90 por ciento en la titularidad y operación del área prospectiva geotérmica de Kalinga en Luzon, que está bajo un contrato de servicios de energía renovable de 25 años con el gobierno filipino. El proyecto podría agregar 100 MW de capacidad a la cartera geotérmica de Chevron, que está en la fase inicial de evaluación geológica y geofísica.

Fuente | Chevron 2011.

ASPECTO FINANCIERO

Caso para apoyo público

Un país puede decidir desarrollar sus recursos geotérmicos por varios motivos: la geotermia posiblemente represente la expansión de generación de menor costo, o el gobierno podría asignar un valor significativo sobre los beneficios ambientales y otros beneficios asociados a la energía renovable nacional. Los argumentos de apoyo público para la energía renovable basados en los beneficios ambientales y otros beneficios asociados, que usan muchos gobiernos a nivel mundial para justificar el apoyo financiero público a la energía renovable, aplican de igual forma a la geotermia. Como se ha discutido en secciones previas, la justificación adicional del apoyo público específicamente para la generación de energía geotérmica se centra principalmente en los desafíos de financiar la exploración de los recursos en las primeras fases, y la dificultad de financiar dichos proyectos solo con la participación del sector privado, dado el riesgo de los recursos, los costos iniciales elevados y los tiempos de espera prolongados.

El grado de dificultad en reunir capital privado para un proyecto de energía geotérmica depende de la estructura de implementación del proyecto. Cuando todas las fases de un proyecto de energía geotérmica las implementa el mismo desarrollador, construir una central eléctrica geotérmica está verticalmente integrado con las fases iniciales de una operación de minería con vapor. Un proyecto como este ofrece un perfil inusual de riesgo-recompensa, bastante diferente al de la energía térmica convencional y de otras energías renovables. A diferencia de los generadores termoeléctricos convencionales, que compran combustible de proveedores que operan en un mercado de combustible líquido bien establecido, los generadores de energía térmica típicamente tienen que suministrar su propio “combustible” geotérmico para ellos mismos, con todos los costos y riesgos que esto conlleva.

Incluso después de una serie de perforaciones geotérmicas exitosas, los ingresos esperados de vender electricidad siguen siendo inciertos y relativamente distantes en el futuro, mientras que se siguen necesitando desembolsos grandes de capital. Esto es porque se necesitan más pozos para confirmar el

tamaño y producción de los recursos, así como obtener un flujo geotérmico suficiente como para operar una central térmica. Luego la planta debe construirse y ponerse en servicio antes de que al fin empiecen a haber ingresos. Esto contrasta con la operación de extracción de petróleo y gas, por ejemplo, la cual el sector privado está más preparado para financiar, pues los ingresos típicamente comienzan a llegar bastante pronto y los márgenes de ganancia esperados pueden ser mucho más altos.

Claramente, es en especial las fases iniciales de exploración/explotación/producción (upstream) de la exploración y desarrollo de recursos las que hacen que un proyecto de energía geotérmica verticalmente integrado sea difícil de financiar, pero financiar estas fases iniciales por separado puede ser aún más problemático. Por ejemplo, el desarrollo de campos de vapor geotérmicos como una operación independiente puede considerarse con capacidad crediticia solo si se tiene garantizada la toma regular del vapor por un comprador confiable. Sin embargo, las opciones de compradores de vapor suelen ser muy limitadas, lo que debilita los prospectos del vendedor de vapor de tener una toma regular garantizada y su posición de negociación general frente al comprador.⁵⁰

Una vez el campo de vapor está esencialmente desarrollado, la parte restante de generación de electricidad de un proyecto geotérmico tiene más probabilidades de atraer inversionistas privados. Sin embargo, existe una posibilidad de que todavía se necesite financiación pública, especialmente en el caso de un proyecto que es grande comparado con el sector de energía existente, como el proyecto Olkaria IV en Kenia (Cuadro 3.9). Parecido a otros proyectos de capital intensivo (como una hidroeléctrica grande), este caso muestra que el riesgo de un proyecto de generación de energía geotérmica puede fácilmente exceder el “presupuesto para riesgos” de un inversionista privado independiente, haciendo que las soluciones de financiación pública sean más apropiadas, incluso cuando se resuelven los riesgos de la fase de extracción de vapor.

CUADRO 3.9

Las opciones público-privadas en el Proyecto de ampliación de la electricidad en Kenia con el apoyo del Banco Mundial

Con un documento de cotización de fecha 20 de mayo del 2010, el proyecto geotérmico Olkaria IV es un proyecto de energía reciente en Kenia que cuenta con el apoyo del Banco Mundial. El primer y más grande componente del proyecto es la ampliación de la capacidad de generación de energía geotérmica en dos campos en el complejo volcánico de Olkaria. Al diseñar el proyecto, el Banco y el gobierno consideraron y rechazaron la alternativa de financiación del sector privado en lugar del sector público para el desarrollo de los campos geotérmicos Olkaria I y IV. En el caso de Olkaria IV, el Gobierno de Kenia y el Banco consideraron que GDC desarrollara los recursos geotérmicos y luego ofrecer recursos de vapor comprobados al sector privado para desarrollo sobre una base competitiva. El gobierno y el Banco rechazaron este diseño alternativo porque el gran tamaño de la parte Olkaria IV del proyecto (con un costo aproximado de USD 0.5 mil millones) lo hacía extremadamente arriesgado para el sector privado, y porque el gobierno no estaba preparado para ofrecer las garantías que el sector privado hubiera exigido para desarrollar Olkaria IV.

Fuente | Banco Mundial 2010a.

Sin embargo, aparte de los casos de proyectos de tamaño excepcionalmente grande como en el caso de Olkaria, la probabilidad de una solución privada es mucho mejor para la parte de generación de energía del

⁵⁰ En Indonesia, ha habido muy poco desarrollo de vapor geotérmico desde la década de 1990 pues muchos propietarios privados a quienes se les han otorgado concesiones continúan percibiendo el beneficio probable del desarrollo de vapor como muy limitado para el riesgo involucrado (Ibrahim y Artono 2010). En aquellos casos en los que el desarrollo de vapor geotérmico se ha vuelto comercialmente viable (p. ej., Filipinas), inicialmente se necesitaron grandes volúmenes de asistencia oficial para el desarrollo combinada con las garantías del gobierno para la exploración y la delineación del yacimiento (Dolor 2006).

proyecto que para las fases de exploración/explotación/producción (upstream). Una vez que los parámetros de los recursos se establecen y se consideran suficientemente atractivos, una inversión geotérmica se parece a una inversión típica de generación de energía con un costo de capital inicial alto, seguido por flujos de efectivo continuos y de largo plazo y riesgo operativo relativamente bajo.

Un proyecto geotérmico debidamente desarrollado tiene el potencial de generar energía renovable de carga base por más de 30 años, prometiendo un rendimiento que podría ser atractivo para un inversionista privado con un horizonte de largo plazo. Más allá de abordar el riesgo de los recursos, el caso de apoyo público se reduce al papel del gobierno en proporcionar un entorno de apoyo en el tema de políticas y normativas. Este papel no necesita involucrar el compromiso explícito de la financiación pública. Sin embargo, el gobierno todavía tiene un papel vital como garante de los mecanismos apropiados de asignación de precios y contratación, incluyendo implementar mecanismos que le den al sector privado la tranquilidad de que el comprador respetará las obligaciones de toma regular.

Opciones de financiación para las diferentes fases de un proyecto

Tal como la discusión previa lo indica, movilizar capital para proyectos de desarrollo geotérmico de fuentes comerciales es más complicado que para la energía convencional y para la mayoría de otras tecnologías de energía renovable. Esto es especialmente cierto para las fases iniciales del desarrollo de proyectos, particularmente la perforación de prueba y de producción inicial,⁵¹ cuando el riesgo sigue siendo alto y los costos involucrados ascienden a millones de dólares. Sin embargo, las condiciones de financiación son un tanto diferentes a diversas fases del proyecto, en donde cada fase amerita un menú de opciones de financiación diferente. La Tabla 3.1 resume estas opciones, y divide el proceso de desarrollo geotérmico en tres fases distintas: (a) fase inicial (riesgo alto); (b) fase intermedia (riesgo intermedio), y (c) fase tardía (riesgo bajo).

Fase inicial | Perforación de prueba y perforación para producción inicial. En la fase inicial, el mayor obstáculo para cerrar un trato con los financistas comerciales es el riesgo de exploración, el cual se considera alto y difícil de asignarle un precio. Por lo general, no habrá deuda comercial disponible en esta fase. Las principales empresas de desarrollo geotérmico podrían considerar los costos de desarrollo inicial aceptables y podrían elegir financiar la perforación de prueba y la perforación para producción inicial de sus balances financieros. De manera similar, las principales empresas que se cotizan en la bolsa con acceso establecido a mercados de capital podrían ser capaces de emitir acciones públicas para financiar el desarrollo de la fase inicial, pero rara vez se hace en la práctica. Los inversionistas de acciones públicas podrían estar dispuestos a contribuir su capital, pero a cambio requerirán una prima de riesgo muy alta. La contribución del sector público, a través de la financiación directa, garantías de préstamo y otros mecanismos de incentivo, se ha utilizado en muchos países con desarrollos geotérmicos. También es posible que estén disponibles fuentes de donantes, agencias de desarrollo e IFI.

Fase intermedia | Confirmación de recursos, desarrollo del campo y finalización de la perforación para producción. Después de ver los resultados exitosos de las perforaciones de prueba y las perforaciones para producción inicial, los proveedores de financiación mediante deuda verán cada vez más que el proyecto es capaz de mantener una obligación de deuda de corto a mediano plazo. La deuda de construcción, a veces convertible en deuda a largo plazo, es por mucho la fuente de financiación más utilizada para completar el programa de perforación (y muchas veces de la central eléctrica), usualmente a través de un préstamo con un vencimiento de dos a tres años, de acuerdo con Bloomberg New Energy Finance. En los mercados desarrollados, tales como Estados Unidos, los cambios sobre el LIBOR recientemente han sido

⁵¹ Los estudios de la superficie pueden costar tan poco como USD 200 mil, por lo que financiarlos podría ser razonablemente fácil.

de aproximadamente 325 a 400 puntos base (3.25 a 4 por ciento) para ese tipo de préstamos (BNEF 2011). Sin embargo, los riesgos restantes seguirán desalentando soluciones puras de financiación de proyectos en muchos casos, convirtiendo la fuerza del balance financiero del desarrollador en una consideración importante. En consecuencia, el acceso a la deuda comercial seguirá estando en su mayoría no disponible, salvo para los desarrolladores grandes. Los mecanismos de apoyo del sector público, incluidas las garantías de préstamo del gobierno y deuda a largo plazo de las IFI, pueden ser útiles para ampliar tono y mejorar los términos de la deuda y en algunos casos pueden ser un factor crítico para movilizar los préstamos comerciales.

Fase tardía | Central eléctrica. Cuando el recurso ya esté bien establecido, los riesgos pueden por fin considerarse a grosso modo comparables con los de otras inversiones de generación térmica. En esta fase, la construcción de la central eléctrica y la infraestructura asociada puede financiarse mediante un fondo de préstamos para construcción o un préstamo a plazos, combinado con una garantía de riesgo parcial de las IFI, según sea apropiado. Los préstamos a plazos se usan con la puesta en marcha para refinanciar cualquier deuda existente y para establecer una estructura de financiación a largo plazo. Dado que un flujo de efectivo adecuado de las ventas de electricidad esté garantizado a través de un PPA de largo plazo, una deuda a largo plazo podría ser una opción.

TABLA 3.1

Opciones de financiación para las diferentes fases de un proyecto de desarrollo geotérmico

FASE DE DESARROLLO DEL PROYECTO	FASE INICIAL: Exploración de la superficie, perforación de prueba y perforación para producción inicial	FASE INTERMEDIA: Confirmación de recursos, desarrollo del campo y finalización de la perforación para producción	FASE TARDÍA: Ingeniería, construcción y puesta en funcionamiento de la central eléctrica
Riesgo de fracaso del proyecto	Alto	Medio	Bajo
Fuentes de financiación típicas	<ul style="list-style-type: none"> Financiación con el balance financiero por un desarrollador grande Capital privado (financiación del proyecto) posible pero con una prima de riesgo alta Incentivos del gobierno (participación del costo de capital, préstamo suave o garantía) Fondos de concesión de donantes internacionales 	<ul style="list-style-type: none"> Financiación con el balance financiero, deuda corporativa o bonos emitidos por un desarrollador grande Emisión de acciones públicas Préstamo para construcción (corto plazo) Garantía de préstamo por el gobierno Préstamo a largo plazo o garantías de las IFI Financiación por organismo de crédito a la exportación 	<ul style="list-style-type: none"> Préstamo para construcción Préstamo a largo plazo de fuentes comerciales Préstamo a largo plazo de las IFI Instrumentos de garantía de crédito parcial o garantía de riesgo parcial para atraer o mejorar el tono y los términos del préstamo comercial Financiación por organismo de crédito a la exportación

Fuente | Autores.

Confiar exclusivamente en capital comercial para un desarrollo geotérmico es raramente una opción viable, incluso en mercados de países desarrollados. Aunque es muy raro que se utilicen subsidios de capital directo en esos mercados, es común que el gobierno otorgue incentivos como garantías de préstamos y créditos fiscales para inversión a los desarrolladores geotérmicos. En países en desarrollo, en donde los retos que van implicados en atraer capital privado hacia proyectos geotérmicos son a menudo mayores, el compromiso del sector público -que incluye al gobierno del país, donantes internacionales e instituciones financieras- para contribuir apoyo financiero posiblemente sea un elemento esencial del

éxito en la movilización de capital. Desde la crisis financiera de finales del 2008, los bancos de desarrollo han proporcionado el 53 por ciento de la financiación total para proyectos geotérmicos. La financiación proporcionada por los bancos en desarrollo fue un factor principal en llevar la financiación de los proyectos geotérmicos a un nivel récord alto de USD 1.9 mil millones invertidos en el 2010 (BNEF 2011).

Modelos financieros y de desarrollo de uso internacional

La experiencia internacional muestra que no ha habido un modelo único para el desarrollo de recursos geotérmicos. Incluso dentro de un mismo país, se han adoptado diversos modelos, ya sea de forma consecutiva en toda la nación o al mismo tiempo en diferentes campos (Banco Mundial/PPIAF 2010).

La Figura 3.6 muestra ocho diferentes modelos que se han utilizado en la práctica internacional de desarrollo de energía geotérmica. Tal como lo muestra la figura, las fases de exploración/explotación/producción (upstream) del desarrollo de proyectos geotérmicos tienden a apoyarse en gran medida en inversiones del sector público, en tanto que los desarrolladores privados tienden a ingresar en el proyecto en fases posteriores. El ciclo de desarrollo del proyecto, y algunas veces la estructura más amplia del mercado geotérmico, pueden estar verticalmente integrados o separados (individualizados) en diferentes fases de la cadena de suministro.

En una estructura individualizada, más de una entidad pública o más de un desarrollador privado pueden estar involucrados en el mismo proyecto en diversas fases. Debe mencionarse que la participación del desarrollador privado puede tomar varias formas diferentes. Por ejemplo, puede usarse un esquema BOT (el modelo históricamente usado en Filipinas antes de la privatización de PNOC EDC), o el papel del sector privado puede estar limitado a construir la central eléctrica para que sea propiedad de y operada por la empresa pública de energía eléctrica (el modelo mexicano OPF).

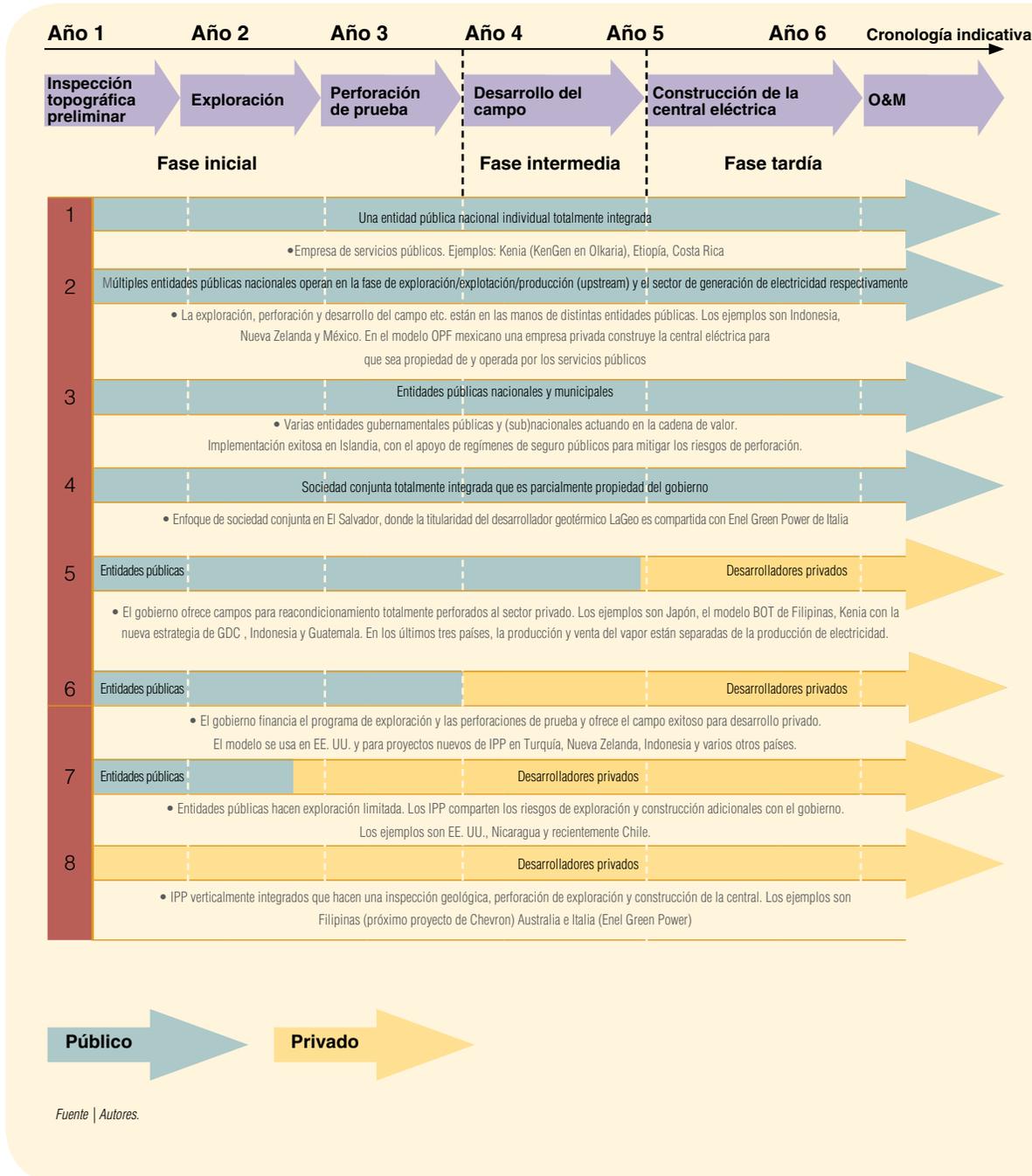
Las estructuras de financiación y las correspondientes distribuciones del riesgo pueden variar ampliamente. En un extremo está el Modelo 1, donde una sola entidad nacional realiza todas las funciones, incluida la exploración, perforación, desarrollo del campo de pozos, diseño y construcción de la central eléctrica, y operación del campo de pozos y la central eléctrica. Esto lo financia ya sea el gobierno nacional, una empresa estatal de servicios públicos, o un gobierno en conjunto con subvenciones de naciones donantes y préstamos de entidades internacionales de préstamo. En este modelo, el riesgo lo asume casi por completo el gobierno nacional, por medio de su tesoro o garantías soberanas de préstamos. La carga sobre las finanzas públicas se reduce solo mediante las utilidades devengadas por la venta de electricidad y por subvenciones de países donantes, si hubiera disponibles.

El otro extremo posible es el Modelo 8, ejemplificado por el caso del desarrollo completamente privado encabezado por la empresa petrolera Chevron en Filipinas (Chevron 2011). Chevron ha aceptado financiar el proyecto usando las utilidades provenientes de los hidrocarburos y asumir todo el riesgo desde la exploración hasta la generación de energía. En Australia e Italia pueden encontrarse desarrollos privados similares donde Enel Green Power desarrolla el proyecto.

Sin embargo, la mayoría de investigadores privados evitan asumir los todos los riesgos de los recursos en los proyectos geotérmicos. Por lo tanto, el Modelo 7 es un caso más típico de un desarrollo privado. En este modelo, las entidades gubernamentales hacen exploración limitada, y los datos son de dominio público y están disponibles para los desarrolladores. Luego, tanto empresas privadas como públicas continúan explorando de forma independiente y competitiva, perforan pozos, y, si tienen éxito, construyen y operan centrales eléctricas, vendiendo la electricidad ya sea dentro un distrito de servicios o de manera competitiva

FIGURA 3.6

Modelos de desarrollo de energía geotérmica en la práctica internacional



en una red eléctrica nacional al precio de mercado. Se espera que los ingresos cubran todos los gastos y quede una ganancia. El riesgo lo asumen por separado las empresas privadas y las entidades del gobierno, siendo las últimas las que cuentan con apoyo del tesoro nacional.

Además, se ha determinado que existe un espectro bastante amplio de estructuras entre los Modelos 2 y 6. Algunas veces, más de una empresa propiedad del estado o más de un nivel del gobierno están involucrados en el suministro de fondos para el desarrollo geotérmico, en tanto que el papel del sector privado es limitado. En otros casos, se utilizan estructuras PPP en las cuales el participante privado juega un papel activo, como en los Modelos 4 a 7.

Tal como se puede ver, aparte del Modelo 8, los fondos públicos juegan un papel importante en todos los casos, y eso suele venir ya sea como apoyo directo a las inversiones o como garantías de préstamos. Una garantía de préstamo cubre el riesgo de incumplimiento sobre el préstamo. Los esquemas de seguro o garantía que específicamente cubren el riesgo de los recursos para el sector privado son poco comunes. Aunque existe un interés creciente en emplear tales esquemas, su introducción seguramente requerirá una cantidad sustancial de apoyo de donantes e IFI, al menos al inicio. Actualmente, los seguros de perforación geotérmica con apoyo estatal existen principalmente en Islandia. En Estados Unidos, se ha probado un esquema de seguro de yacimientos pero no tuvo éxito comercialmente debido al alto costo de las primas; equivalente a entre 2 y 5 por ciento anual del valor nominal de la póliza (Banco Mundial/PPIAF 2010).

Desde la perspectiva del gobierno, deben tomarse dos decisiones clave cuando se elige un método para financiar el desarrollo geotérmico. Una es el nivel de participación por parte del sector privado y la otra es el nivel de integración vertical de las fases de desarrollo geotérmico.

La Figura 3.7 indica los modelos de desarrollo usados históricamente en varios países cuando se toman estas dos decisiones. Los extremos izquierdo y derecho en el eje horizontal representan el desarrollo completamente público y completamente privado, respectivamente. Sobre el eje vertical, el lado superior representa un modelo comercial verticalmente integrado por completo, mientras que el lado inferior representa una cadena de valor individual con diferentes jugadores en el negocio de exploración/explotación/producción y generación de energía.

Los países en el extremo superior izquierdo de la Figura 3.7 han elegido un método verticalmente integrado dirigido por el sector público. En estos países, un campeón nacional realiza las actividades de desarrollo geotérmico todo a lo largo de la cadena de valor, desde la exploración/explotación/producción inicial hasta la construcción y operación de la central eléctrica. Los países en el área inferior izquierda tienen varias entidades públicas que participan en la cadena de valor en diferentes fases.

Los gobiernos de los países a la derecha han tomado una postura mucho menos proactiva, confiando en gran parte en el sector privado. En el área superior derecha, una entidad privada se encarga de las actividades de la cadena de valor. Las grandes corporaciones internacionales como Enel y Chevron pueden encabezar ese desarrollo, asumiendo un riesgo de recursos significativo. Un ejemplo es la sociedad conjunta público-privada LaGeo en El Salvador, en la cual Enel Green Power es el inversionista privado.⁵² En el caso del proyecto de Chevron en Filipinas, una empresa petrolera con un sólido balance financiero financia el ciclo completo del desarrollo del proyecto.⁵³

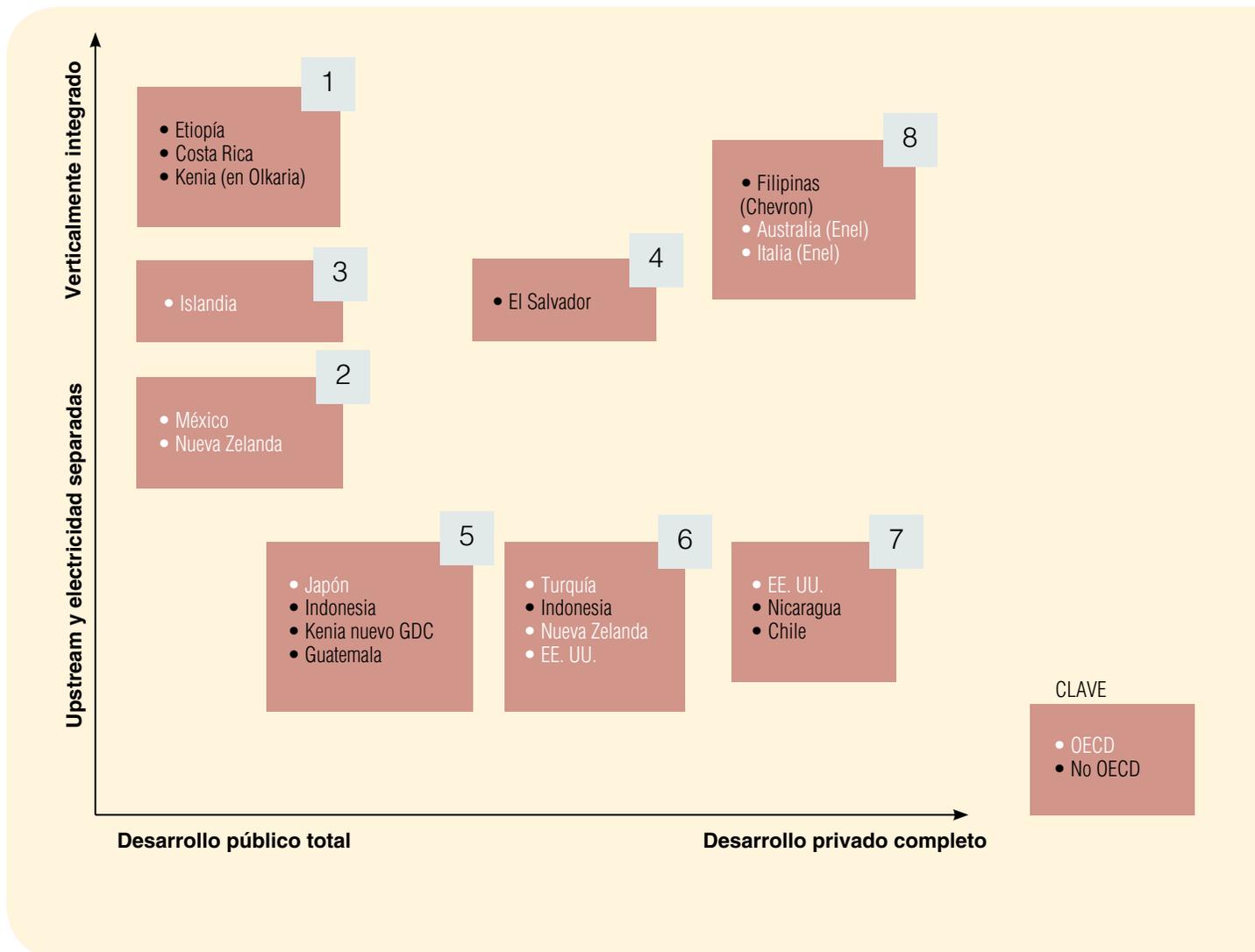
⁵² Enel Green Power es la empresa de energía renovable más grande del mundo (cerca de 6,500 MW de capacidad instalada en el 2011), fortalecida por el hecho de que es propiedad de la empresa italiana de servicios públicos Enel (Enel Green Power 2011).

⁵³ Las motivaciones potenciales para que las empresas petroleras lleven a cabo proyectos de desarrollo geotérmico incluyen los beneficios de diversificación para su cartera, sinergias con el negocio principal y relaciones nuevas establecidas con el país. Desde la perspectiva de la empresa petrolera, estos beneficios pueden compensar los riesgos significativos de la fase de exploración/explotación/producción (upstream) de desarrollo geotérmico.

En la parte inferior derecha, el sector privado juega un papel importante en varias fases de una cadena de suministro geotérmica individual. Estos países tienen éxito en la introducción de inversionistas privados al negocio geotérmico en varias fases de desarrollo. Algunas posibles explicaciones de este éxito aparente incluyen las siguientes. Primero, muchos de estos países han pasado por reformas del mercado de energía eléctrica lo que incluye privatizaciones, por lo que partes de la cadena de valor ya son operadas por empresas privadas. Segundo, los riesgos relativamente bajos del país unidos a un rendimiento esperado lo suficientemente alto, hacen que para el sector privado sea factible invertir. Tercero, las políticas de apoyo

FIGURA 3.7

Marco bidimensional de la Integración comparado con la Individualización de la oferta, y de la financiación pública comparada con la financiación privada de proyectos de energía geotérmica en la experiencia internacional



nacionales o locales para el desarrollo de la energía renovable también ayudan a atraer inversionistas privados. En estos países existen programas del gobierno que ofrecen apoyo en diversas formas, lo cual puede incluir deducciones de impuestos, créditos fiscales, programas de depreciación acelerada, participación de los costos o garantías de préstamos). También puede observarse que los países en este grupo son en su mayoría países de ingresos intermedios a altos, o países con recursos geotérmicos bien entendidos y una trayectoria establecida en el desarrollo de los mismos.

Cómo alcanzar altas tasas de rendimiento sobre el capital propio

Aunque una planta geotérmica activa promete un flujo de ingresos continuos y duraderos lo que la convierte en una oportunidad de inversión atractiva en el largo plazo, los riesgos discutidos anteriormente hacen que la financiación sea más complicada y ciertamente ejercen presión sobre el costo de capital, particularmente en las etapas iniciales. Esto es válido tanto para la deuda como para el capital propio, y se debe hacer especial énfasis en la función de este último. Aunque financiar la deuda por lo regular cubre la mayor parte de los requisitos de capital (comúnmente, del 60% al 70% del costo total del proyecto, los prestamistas usualmente exigen que también se invierta una cantidad significativa del capital en el proyecto. De hecho, el capital propio podría ser la única fuente de capital en las fases iniciales del proyecto aparte del posible apoyo mediante subvenciones del gobierno o la ayuda internacional

Cuando se financian proyectos geotérmicos, es probable que los inversionistas capitalistas privados exijan tasas de rendimiento relativamente altas sobre su capital invertido. Para que un inversionista de capital propio entre en una fase inicial, no es inusual exigir un rendimiento sobre el capital del 20 al 30 por ciento anual (BNEF 2011). El riesgo de los recursos es el principal contribuyente de la prima de riesgo alta. El tiempo de compleción largo e incierto suele ser el siguiente en importancia, mientras que otros factores ya discutidos (incluido el riesgo normativo) también contribuyen. Además, desde la perspectiva del inversionista capitalista, los factores de riesgo deberían incluir no solo aquellos que afectan el rendimiento del proyecto como un todo, sino también los riesgos ligados a la estructura de financiación (apalancamiento). Por ejemplo, el rendimiento de capital es sensible a cambios en los términos de la financiación de deudas, tales como la tasa de interés, el período de vencimiento, el período de gracia (si corresponde) y la proporción deuda-capital social.

También es importante hacer ver que el tiempo de entrega prolongado de los proyectos geotérmicos (en los que los primeros ingresos llegan solo hasta el Año 6 o incluso después) puede aumentar en gran medida la diferencia en los resultados con base en el costo nivelado que asume un costo de capital relativamente bajo proveniente en gran parte de fuentes públicas (con un LCOE que se ve bastante atractivo a aproximadamente USD 0.04 a 0.10/kWh), versus el nivel de tarifa necesario para alcanzar los objetivos del rendimiento financiero sobre el capital. Con base en una tasa crítica de rentabilidad de, por ejemplo, 25 por ciento para el rendimiento sobre el capital, un proyecto geotérmico tendería a exigir, al menos al inicio, niveles de tarifa bastante en exceso del costo nivelado, aunque haya financiación de deudas disponible en términos relativamente favorables.

Una de las opciones para llevar el rendimiento del capital por encima de la tasa de umbral requerida por el inversionista privado es que el gobierno (o donantes internacionales) pague, o al menos subsidie, los costos del desarrollo inicial del proyecto; lo que incluye la perforación de exploración, de ser posible. El siguiente ejemplo ilustrativo muestra el impacto del compromiso de un gobierno de absorber el 50 por ciento de los costos durante los primeros tres años de un proyecto, incluidas las perforaciones de prueba. La metodología del modelo financiero subyacente se muestra en el Anexo 3, junto con las hojas de cálculo resumidas y los análisis de sensibilidad de variables clave.

Ejemplo

El gobierno está interesado en agregar una planta geotérmica nueva de carga base de 50 MW (desarrollo nuevo) a la red eléctrica y está intentando estimular la inversión privada en el proyecto. Comienza por considerar el caso en el que el inversionista privado no recibe ningún apoyo inicial mediante subvención, pero la tarifa de toma regular garantizada está establecida a un nivel suficiente como para satisfacer la tasa de rendimiento del capital que exige el inversionista privado.

Caso base | El gobierno no ofrece ninguna subvención (ni subsidio de capital). Sin un apoyo garantizado de parte del gobierno o de donantes internacionales en las primeras fases de un proyecto geotérmico, un inversionista privado de capital propio podría percibir el riesgo como alto y exigir un rendimiento del capital consecuentemente alto. El ejemplo que se considera aquí asume que la tasa de rendimiento del capital exigida es del 25 por ciento (Tabla 3.2). Sin embargo, este nivel de rendimiento del capital resulta difícil de alcanzar. Cuando se incluyen todos los costos necesarios para confirmar el recurso, el costo de capital incurrido a lo largo de los primeros seis años es de aproximadamente USD 3.9 millones por MW; y la puesta en función de la central y los primeros ingresos se esperan solo hasta el Año 6. Como resultado, el valor presente neto (VPN) del Caso base resulta negativo, aún con una tarifa mayorista tan alta como USD 0.12 por kWh y un préstamo bancario al 6 por ciento asegurado por 25 años.⁵⁴

TABLA 3.2
Caso sin apoyo público

PARÁMETRO	VALOR
Costo de inversión total del proyecto	USD 196.000.000
Costo de la inversión por megavatio	USD 3,920,000/MW
Rendimiento del capital requerido	25%
Tasa de interés del préstamo	6%
Participación en gastos de capital (a partir del Año 2)	30%
Tasa tributaria	20%
Factor de capacidad	90%
O&M, incluida mano de obra	US\$ 10,192,000/año
Costo nivelado de la energía	USD 0,05/kWh
Tarifa	USD 0.12/kWh
Rendimiento del capital	24.5%
VPN	USD -740.354

Fuente | Autores.

Dado el VPN negativo en el Caso base, el gobierno considera un enfoque diferente.

⁵⁴ También se asume que no hay que pagar ningún interés ni capital hasta que el proyecto empiece a generar ingresos.

Caso de apoyo del gobierno | El gobierno otorga subvenciones (o subsidios de capital) que cubren el 50 por ciento de los costos de inversión del proyecto en los Años 1 a 3, y suspende el apoyo mediante subvención solo cuando la perforación de exploración alcanza un resultado positivo. Dado que las fases iniciales previas a la perforación de exploración son inspecciones topográficas de la superficie de bajo costo, los primeros tres años del proyecto tienen un riesgo algo pero los costos no son elevados. El monto de la contribución total de la subvención es USD 14 millones. Aún así, el apoyo de la subvención aumenta sustancialmente el rendimiento del capital del inversionista privado, llevándolo por encima del rendimiento requerido del 25 por ciento.

Bajo nuevas circunstancias, el proyecto pasa la prueba de VPN positivo (Tabla 3.3).

TABLA 3.3
Caso con apoyo público

PARÁMETRO	VALOR
Costo de inversión total del proyecto	USD 196.000.000
Costo de la inversión por megavatio	USD 3,920,000/MW
Valor no descontado de la subvención del gobierno ⁵⁵	USD 14.000.000
Rendimiento del capital requerido	25%
Tasa de interés del préstamo	6%
Participación en gastos de capital (a partir del Año 2)	30%
Tasa tributaria	20%
Factor de capacidad	90%
O&M, incluida mano de obra	US\$ 10,192,000/año
Costo nivelado de la energía	USD 0,05/kWh
Tarifa	USD 0.12/kWh
Rendimiento del capital	27.8%
VPN	USD 3,539,420

Fuente | Autores.

Desde la perspectiva del gobierno, una subvención de USD 14 o menos para apalancar un proyecto de USD 196 millones puede ser una contribución que valga la pena considerar, si esto lleva a un suministro de energía confiable y a precio razonable.

Debe hacerse ver que, además de mejorar la tasa de rendimiento del capital, el apoyo del gobierno durante las primeras fases cruciales del desarrollo del proyecto puede reducir la percepción de riesgo del inversionista privado y así reducir la tasa crítica de rentabilidad del rendimiento del capital. El costo reducido del capital puede a su vez bajar la tarifa requerida. Por ejemplo, aplicar una tasa crítica de rentabilidad del 20 por ciento al rendimiento del capital en el Caso de apoyo del gobierno en lugar de la tasa del 25 por ciento que se usa en el Caso base se traduce en una tarifa de USD 0.12 por kWh innecesariamente alta. Una tarifa de USD 0.10 por kWh, que resulta en una tasa de rendimiento del capital del 21 por ciento, puede ser suficiente para el inversionista, cuyo VPN permanece positivo.

⁵⁵ El valor presente neto de la subvención sería más bajo debido a que la misma se desembolsa a lo largo de un período de tres años.

El impacto de la reducción en el costo de capital que lleva a una reducción en la tarifa de 2 centavos por kWh puede ilustrarse por medio de calcular el valor presente de la reducción en la tarifa a lo largo de la vida del proyecto. Si, por ejemplo, en lugar de ofrecer apoyo mediante subvención en los primeros años del proyecto, el gobierno elige subsidiar la tarifa de la energía geotérmica una vez la central esté en funcionamiento, estaría comprometiéndose a un gasto mayor de dinero público que el valor de la subvención arriba mencionada. Durante el período de operación de la planta de 25 años (asumiendo que hay una tarifa uniforme⁵⁶ asegurada contractualmente para el mismo período), la diferencia de 2 centavos por kWh se traduce en un compromiso de financiación pública adicional de USD 46.9 millones (valor presente descontado al costo de capital promedio ponderado aplicado al proyecto).

Alcance de un enfoque de cartera

Cómo minimizar la exposición al riesgo de los recursos

La mitigación del riesgo a través de la diversificación es una estrategia bastante conocida en la práctica comercial. Para la industria de extracción, como el gas y petróleo, es importante repartir el riesgo de los recursos en un número suficientemente grande de campos de desarrollo prospectivos o “prospectos”. De forma similar, una empresa de exploración y desarrollo geotérmicos se puede beneficiar de una estrategia de diversificación acertada en sus inversiones en los campos geotérmicos.

Una estrategia para minimizar la exposición al riesgo de los recursos podría consistir en los siguientes enfoques:

- 1 | Exploración de la cartera**, en la cual el país hasta cierto grado explora y evalúa varios campos geotérmicos, aumentando así la probabilidad de encontrar al menos un sitio viable y reducir la probabilidad de pasar por alto oportunidades significativas de desarrollo;
- 2 | Desarrollo paralelo** de los campos seleccionados de la cartera para reducir el tiempo y los costos, y
- 3 | Expansión gradual**, reduciendo el riesgo de agotamiento del yacimiento y caídas de presión por medio de desarrollar un proyecto de energía geotérmica en pasos/incrementos cuidadosamente medidos, determinados por los datos del yacimiento.

La exploración geotérmica en sus fases iniciales -es decir, la exploración de la superficie para identificar oportunidades geotérmicas potenciales- debería incluir todos o la mayoría de los yacimientos geotérmicos identificables en el país o la región. Este principio es de aplicación más obvia a todas las fases de desarrollo del proyecto previas a la perforación, y podría aplicarse también a la fase de perforación de prueba. El incluir las perforaciones de prueba haría que fuera necesario un compromiso de una cantidad sustancial de recursos, particularmente cuando el compromiso es efectuar las perforaciones en varias ubicaciones en paralelo. Por lo tanto, la elección de los campos a perforar siempre debe ser informada -y generalmente limitada- por los resultados de la exploración de la superficie.

Contrario a la industria de gas y petróleo que sirve a un mercado global, la demanda de energía geotérmica está limitada por el sistema de demanda mínimo (carga base) de una región o país específico. Esto significa que la demanda total de energía geotérmica puede satisfacerse con un número relativamente pequeño de campos productivos.

⁵⁶ La suposición de una tarifa uniforme (constante) por el período operativo completo de la central se hace por motivos de simplicidad ilustrativa. En la práctica real de los proyectos con vida económica larga, tal como una central geotérmica o hidroeléctrica, la tarifa inicial suele reducirse a lo largo del tiempo. El pago de los préstamos, en particular, permite reducir la tarifa con el tiempo y todavía mantener un flujo de efectivo suficiente para generar un rendimiento adecuado a los inversionistas.

Después del esfuerzo inicial por considerar tantos yacimientos como sea posible, el progreso en la exploración geotérmica podría permitir una mejor selección del número relativamente pequeño de las áreas más productivas o prometedoras. Ciertamente, hay algunos ejemplos de la práctica del Banco Mundial de cómo los resultados de la perforación inicial pueden informar las decisiones para redirigir los recursos de la siguiente fase del proyecto a los campos más prometedores (Cuadro 3.10).

CUADRO 3.10

Experiencia del Banco Mundial: Cambiar los recursos a los recursos geotérmicos más productivos en Filipinas

Dos proyectos importantes de préstamos para inversión respaldaron el desarrollo de energía geotérmica en las islas filipinas de Luzon y Leyte en la década de 1990. En el caso de Luzon, PNOC-EDC, la empresa a cargo de los componentes geotérmicos de los proyectos, tendió a ser muy optimista, tanto en planificar la cantidad de pozos a perforar en los sitios geotérmicos como en estimar la capacidad energética del valor geotérmico que estos iban a proporcionar. El programa inicial tuvo que corregirse a la baja drásticamente a la mitad del ciclo del proyecto y el enfoque geográfico tuvo que cambiarse a Leyte, lo cual resultó ser un cambio fructuoso.

Fuente | Banco Mundial 1996.

En principio, unas pocas instalaciones grandes (o incluso solo una) construidas en el lugar adecuado pueden terminar siendo superiores a muchas instalaciones construidas en diferentes ubicaciones. Sin embargo, dada la incertidumbre inherente de la exploración de los recursos geotérmicos, hay varios factores que deben considerarse para conseguir el equilibrio entre las estrategias concentrada y distribuida para la asignación de la capacidad de la planta.

Un país dotado con recursos geotérmicos típicamente tendrá varios campos (o yacimientos) geotérmicos potencialmente explotables, lo que hace que las siguientes preguntas sean relevantes.

Si el país decide asignar cierto presupuesto al desarrollo de energía geotérmica a lo largo de unos cuantos años, deberá decidir sobre lo siguiente:

- asignar todo (o casi todo) el presupuesto a un campo que parece ser el más prometedor;
- asignar el presupuesto a todos los campos conocidos (p. ej., en proporción a su capacidad estimada de generación de vapor) y proceder con las fases de desarrollo del proyecto en todos los campos en paralelo; o
- intentar usar una combinación de las dos opciones, por ejemplo, desarrollar todos los campos en paralelo hasta que sus méritos relativos sean más claros, y luego cambiar los recursos a los campos más prometedores o productivos.

La primera opción tiene algunas ventajas (tal como economías de escala) y podría ser preferible en algunos casos (por ejemplo, si el país cuenta con información fiable que sugiere que solo tiene un campo geotérmico explotable o que un campo en particular es muy superior a los otros). Sin embargo, en la ausencia de tales circunstancias excepcionales, este método sufrirá varias carencias. Primero, asignar todo el capital disponible a un campo podría concentrar el riesgo de los recursos sin motivo. Segundo, este método puede provocar el sobredimensionamiento de la capacidad de la planta en relación con la

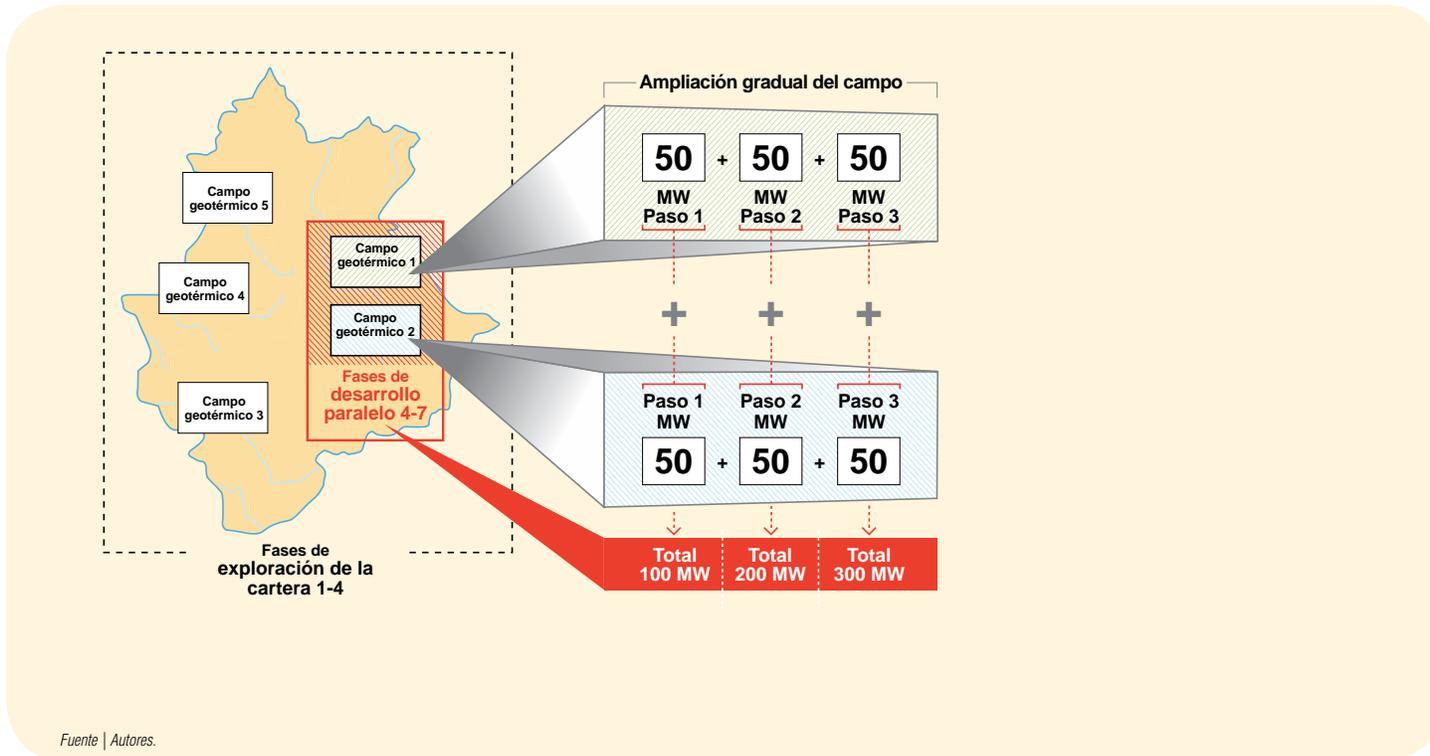
capacidad de producción del campo. Tercero, y en parte como resultado de los esfuerzos por determinar el tamaño óptimo de la planta en relación al campo, este enfoque tiende a aumentar el período de tiempo entre la inversión en perforación y el inicio de la producción. Esto es porque hay que perforar y probar muchos pozos al inicio con el fin de minimizar el riesgo de cálculo de la capacidad de generación del campo geotérmico (Stefansson 2002).

La segunda opción, en la cual se desarrollan varios campos más o menos en paralelo pero el tamaño inicial de la planta es relativamente pequeño en relación con el potencial del campo, debería ser preferible sobre la primera opción en la mayoría de los casos. En un caso simple de cinco campos geotérmicos disponibles en un país, de los cuales dos se seleccionan para continuar con el desarrollo, el enfoque aparece ilustrado por el diagrama de la Figura 3.8.

En este diagrama, el proceso de desarrollo del proyecto que lleva a la perforación de producción en cada uno de los dos campos geotérmicos seleccionados tiene el objetivo de instalar una capacidad de 50 MW, bastante por debajo de la capacidad de producción estimada de 150 MW del campo. Esto reduce dramáticamente ambos el número de pozos de producción a perforar por campo y el tiempo que toma llegar a la capacidad de producción objetivo. Además, esto reduce enormemente el riesgo de empujar el campo geotérmico más allá de sus límites naturales de sostenibilidad.

FIGURA 3.8

El desarrollo paralelo de dos o más campos geotérmicos reduce el riesgo de los recursos



Fuente | Autores.

Por supuesto, el desarrollo paralelo podría ampliarse a campos geotérmicos adicionales en el país con base en el mismo principio. Una central de 50 MW construida en cada uno de tres campos geotérmicos, por ejemplo, podría poner a disposición 150 MW de energía geotérmica para el sistema de electricidad del país dentro del período de tiempo que toma instalar un proyecto de 50 MW en solo un campo.

En contraste, comprometer todo el presupuesto de desarrollo geotérmico del país a una central de 150 MW construida en un único campo geotérmico sería una propuesta más riesgosa y podría tomar más tiempo por los motivos ya mencionados.

CUADRO 3.11

Experiencia de la aplicación de la expansión gradual en Kenia

El proyecto keniano de energía geotérmica Olkaria es un ejemplo del desarrollo gradual. El campo está ubicado en el Valle del Rift de Kenia, a unos 120 km de Nairobi. La primera central eléctrica, Olkaria I, empezó a funcionar en 1981 con una capacidad de 15 MW, y luego creció hasta 45 MW. La central Olkaria II le siguió en la década de 1990 con dos generadores de 35 MW; fue agrandada en el 2009 con otros 35 MW. Un IPP genera 12 MW en el sitio Olkaria III con un ciclo de reaprovechamiento binario. KenGen, la empresa generadora, tiene planes para agrandar el campo Olkaria de 170 MW a más de 400 MW en los próximos años, por medio de implementar 4 centrales eléctricas nuevas de 70 MW. Paralelo a estas actividades, se espera que por lo menos otros dos campos proporcionen varios cientos de megavatios cada uno.

Fuente | Magnus Gehring basados en Mwangi 2005.

FIGURA 3.9

Central eléctrica Olkaria, Kenia



Fuente | Magnus Gehring.

El enfoque de desarrollo en paralelo resultará al inicio en solo la utilización parcial de la capacidad productiva de cada uno de los campos. Más adelante se puede agregar más capacidad a la central, de modo que el grado de utilización de la capacidad productiva de cada campo se incremente con el tiempo. Las plantas de 50 MW en nuestro ejemplo serían solo el primer paso de cada campo geotérmico respectivo. A medida que crece la demanda de energía eléctrica en el país, también crece la necesidad de más capacidad, incluida la geotérmica. Se construirán entonces incrementos posteriores de capacidad geotérmica; esta vez, aprovechando la información de mucho mejor calidad sobre el recurso, con base en varios años de datos de operación de la central de “primer paso” en cada campo.

Tal como ya se mencionó, hay un punto intermedio entre el esfuerzo total para desarrollar el campo más prometedor del país y desarrollar varios campos en paralelo. Por ejemplo, todos los campos podrían desarrollarse en paralelo hasta que sus ventajas relativas se vean más claras, y entonces cambiar los recursos al campo o los campos más productivos o prometedores. Cuál fase en el ciclo de desarrollo del proyecto produce la información necesaria para justificar el cambio depende de las circunstancias particulares del país. En la mayoría de casos, la compleción de la fase de perforación de prueba debería ser suficiente para tomar la decisión. Sin embargo, siempre habrá ventajas y desventajas derivadas de la asignación de capital a los recursos que parecen ser los más prometedores en ese entonces y protegerse contra la incertidumbre futura por medio de la diversificación del riesgo de los recursos en los diversos campos geotérmicos.

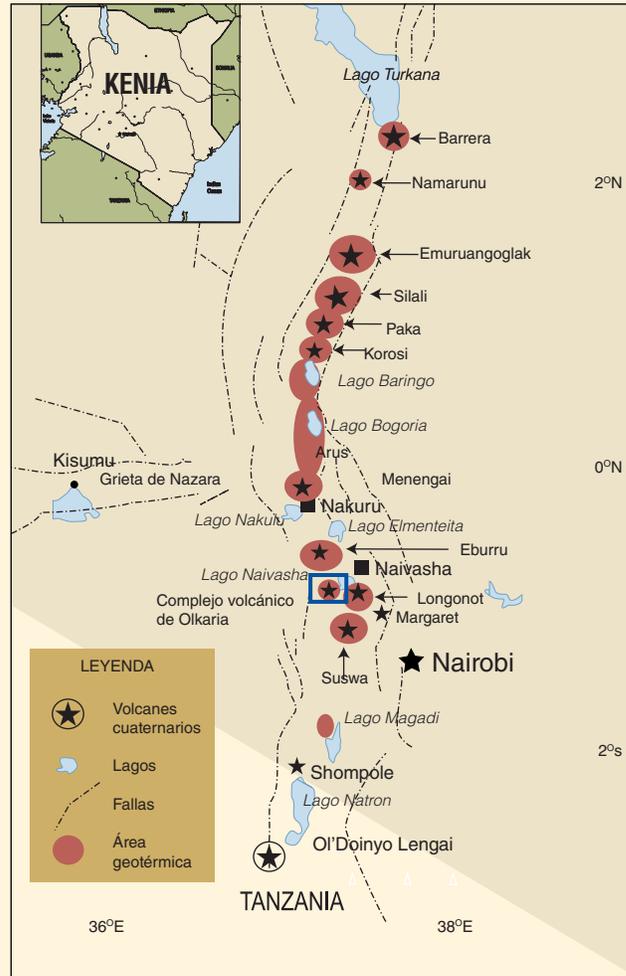
Casos de países dignos de atención

Los países con inventarios extensos de campos geotérmicos identificados se prepararán para aprovechar al máximo la aplicación de los conceptos de gestión de la cartera, tales como beneficios de la diversificación, reduciendo el riesgo general de desarrollar los recursos geotérmicos del país. La empresa de desarrollo geotérmico de un país podría, por ejemplo, tener una cartera de inversiones consistente en varios proyectos para desarrollar campos geotérmicos y construir la primera planta geotérmica en cada uno (o en algunos) de los campos. Dado que las probabilidades de explotar con éxito un recurso geotérmico comercialmente viable son independientes en las diversas áreas geotérmicas incluidas en la cartera (eso es, las probabilidades tienen poca o ninguna correlación), los resultados decepcionantes de la perforación en algunas áreas tenderían a ser compensados por resultados superiores en otras. Como resultado, la cartera en conjunto puede ser financieramente sostenible aunque algunos de los proyectos individuales fallen.

Ejemplos de países que podrían disfrutar de beneficios potencialmente significativos de un enfoque de cartera no son difíciles de encontrar. Kenia es uno de ellos. En Naivasha, al noroeste de Nairobi, la capacidad instalada de generación geotérmica era de 198 MW en abril del 2010, ubicando a Kenia entre las 10 principales naciones con recursos geotérmicos desarrollados para la producción de electricidad. Sin embargo, hay muchos otros sitios en el Valle del Rift (Figura 3.10) donde se puede realizar perforación de exploración. Un grupo de consultores internacionales contratados por KenGen determinó que los prospectos geotérmicos de Menengai y Longonot están listos para perforar pozos de exploración, con el objetivo de confirmar la existencia de recursos comerciales en cada sitio. A partir de la exploración de la superficie y el modelado de campos en aproximadamente 13 sitios, es razonable esperar reservas de varios cientos de megavatios en cada uno de estos campos (Banco Mundial 2010a).

Indonesia, como el país que posee el potencial geotérmico más rico del mundo y donde las actividades de exploración y desarrollo geotérmico están descentralizadas a distritos y provincias, tiene un campo de aplicación todavía más grande para un enfoque de cartera. El gobierno de Indonesia ha identificado cerca de 250 áreas de trabajo (campos geotérmicos) y cerca de 50 proyectos (para un total de 9,076 MW) que

FIGURA 3.10
Ubicación de recursos geotérmicos en Kenia



Fuente | Banco Mundial 2010a.

están listos para exploración detallada o explotación (CIF 2010). Los recursos geotérmicos de Indonesia son diversos, en términos del tamaño y la calidad de un yacimiento en particular, así como en el conocimiento disponible sobre las características de un prospecto dado (Castlerock Consulting 2011).

Además de los riesgos de exploración, los riesgos operativos también se pueden reducir por medio de utilizar un enfoque de cartera durante la fase de operación y mantenimiento. La producción de la planta seguirá variando en función del desempeño de los pozos de producción y otros factores.⁵⁷ Como resultado, los resultados operativos deficientes de una planta pueden al menos ser parcialmente compensados por el desempeño superior de otra.

Perspectivas de seguro privado

La disponibilidad de carteras grandes de proyectos geotérmicos ofrece un terreno fértil para regímenes de seguro. La gestión de riesgos a través de la diversificación es la base de la industria aseguradora. Un papel más representativo del sector privado puede lograrse al aumentar la participación de las empresas privadas de seguros en la oferta de regímenes de seguro/garantía para la exploración geotérmica. Inicialmente, incluir algún elemento de fuentes públicas de capital subsidiado (subvenciones de gobiernos, donantes o entidades financieras para asuntos climáticos) reduciría el costo de cobertura. Así es como el programa GeoFund apoyado por FMAM operó inicialmente en los países cliente del Banco Mundial de la región de Europa y Asia Central. Sin embargo, se espera que la industria de seguros y los inversionistas de capital privado llenen este nicho de mercado en el futuro.

La industria geotérmica parece estar en mayor necesidad de tales instrumentos de seguros que la industria de gas y petróleo en la que los inversionistas privados absorben el riesgo de exploración. La entrada de la industria de seguros al sector, que es algo que ya está ocurriendo en mercados avanzados, tiene probabilidades de expandirse a las ubicaciones geológicamente más prometedoras en el mundo en desarrollo una vez que la masa crítica de datos reales y concretos se acumule respecto al nivel de riesgo involucrado. La Corporación Financiera Internacional (CFI) en Turquía está ayudando a avanzar este proceso por medio de crear una base de datos grande de los resultados de las perforaciones disponibles de la industria geotérmica. El fondo del Seguro de Productividad en Pozos Geotérmicos (GWPI, por su sigla en inglés) para Turquía podría ser el primer ejemplo de una empresa aseguradora internacional que cubre el riesgo de los recursos geotérmicos afuera de Europa continental. El régimen involucra empresas aseguradoras locales que brindan cobertura inmediata y la empresa aseguradora internacional que ofrece reaseguro.

Sistemas geotérmicos pequeños

El caso especial de la generación de energía geotérmica distribuida pequeña se refiere a la experiencia del desarrollo de energía rural en América Latina, el Caribe y Filipinas, entre otros.

La decisión a favor de la generación geotérmica distribuida puede deberse ya sea a la disponibilidad de recursos esparcidos o a centros de demanda fragmentados.

Los proyectos de energía geotérmica pequeños (0.5 a 5 MW por instalación) podrían ser una solución atractiva para estados insulares con demanda limitada, debido a que la geotermia ofrece electricidad fiable de carga base. Para la demanda máxima dentro de una red eléctrica, la energía geotérmica puede combinarse exitosamente con otras energías renovables como la solar, eólica e hídrica, o con la mayoría de tecnologías de combustibles fósiles. La energía geotérmica puede mejorar las condiciones de vida en islas remotas al proporcionar energía local más barata al mismo tiempo que reduce la dependencia de combustibles fósiles.

Un plan de exploración para sitios de centrales geotérmicas pequeñas debería unir los riesgos de exploración de todos los proyectos pequeños e identificar un grupo de proyectos que sea logísticamente viable cuando estén juntos. Los proyectos pequeños no pueden permitirse costos de perforación elevados por millones de dólares por pozo, lo cual es típico para proyectos grandes. Perforar pozos angostos para exploración y producción, o usar plataformas de perforación más pequeñas y más portátiles son métodos prometedores para reducir los costos en lugares como estos (Vimmerstedt 1998).

⁵⁷ De acuerdo con el proyecto geotérmico Leyte-Luzon respaldado por el Banco Mundial, como resultado de disminuir la capacidad de los pozos de producción del campo Mahanagdong (principalmente debido a taponamientos), la producción de la planta de 120 MW se redujo a 72 MW. PNOC-EDC logró aumentar la producción por medio de un perforado de extracción (limpieza de los pozos), acidulación, perforado de pozos adicionales y técnicas de inhibición de deposición y la central se ha operado por encima de 100 MW. Con el propósito de evitar problemas similares en el futuro, se decidió construir un sistema de interconexión eficiente desde Mahanagdong a otros campos donde había un exceso de vapor (Banco Mundial 2000).

El papel de los donantes, las instituciones de financiación internacional (IFI) y las entidades financieras para asuntos climáticos

Debería estar claro con base en lo que ya se habló que realizar la ampliación de un desarrollo de energía geotérmica requiere la participación activa tanto del sector público como del privado. En los países en desarrollo, sin embargo, a pesar de que existen algunos ejemplos alentadores, tal como el proyecto reciente de Chevron en Filipinas, el proyecto LaGeo en El Salvador y los proyectos garantizados por el Organismo Multilateral de Garantía de Inversiones (MIGA, por su sigla en inglés) en Kenia (Cuadro 3.12 sobre la reciente inversión de Ormat), la inversión del sector privado en proyectos geotérmicos grandes en el mundo en desarrollo ha sido limitada hasta ahora.

CUADRO 3.12

Kenia: Inversión de capital propio por Ormat Holding Corp. (Con el apoyo de MIGA)

En 2008, MIGA emitió una garantía de USD 88.3 millones a Ormat Holding Corp., una filial de Ormat Technologies, Inc. registrada en las Islas Caimán, por su inversión de capital propio de USD 98.1 millones en OrPower 4, Inc. en la República de Kenia. La cobertura es para hasta 15 años y cubre los riesgos de guerra y disturbio civil, restricción de transferencia y expropiación.

El proyecto consiste en el diseño, construcción, gestión y operación de una central eléctrica geotérmica de carga base con una capacidad combinada de 48 MW en base BOT en los campos geotérmicos de Olkaria en el Valle del Rift, 50 km al noroeste de Nairobi. La electricidad generada por la planta se venderá bajo un contrato de compra de electricidad de 20 años con la empresa nacional de transmisión y distribución de electricidad del país: Kenya Power & Lighting Company Limited.

Fuente | Banco Mundial 2010a.

Los bancos de desarrollo internacional y otros donantes juegan un papel muy importante en catalizar la inversión en el sector. Filipinas ofrece un ejemplo contundente del poderoso impacto que tiene la asistencia al desarrollo sobre la evolución del sector geotérmico en un país en desarrollo. En la década de 1970, el gobierno filipino puso a PNOC EDC, una filial de la empresa petrolera nacional PNOC, a cargo de la exploración geotérmica en varios campos geotérmicos. Sin embargo, debido a los recursos financieros limitados, financiar la exploración, el desarrollo y la puesta en funcionamiento de los proyectos geotérmicos de PNOC EDC fue un desafío grande al inicio. Con la capitalización inicial y los avances de PNOC, la empresa matriz, PNOC EDC pudo llevar a cabo su mandato de explorar, desarrollar y poner a producir los recursos geotérmicos del país. La ventaja principal que la compañía disfrutó fue su capacidad de acceder a préstamos de las IFI que estaban garantizadas por el gobierno (Cuadro 3.13). De manera similar, la financiación para desarrollo mejoró la viabilidad de proyectos de construcción de centrales geotérmicas implementados por inversionistas privados bajo contratos BOT y por la empresa eléctrica nacional, NPC.

Las entidades financieras para asuntos climáticos (incluido el CIF y las implicaciones financieras de la emisión de gases de invernadero) tienen un papel clave en apoyar el desarrollo de la energía geotérmica. Los mecanismos de estas implicaciones financieras inicialmente establecidas en el Protocolo de Kioto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC, por su sigla en inglés) permanecen disponibles, con lo cual los proyectos geotérmicos se pueden beneficiar de flujos de efectivo complementarios gracias a los ahorros en la emisión de gases de invernadero (Anexo 4). Sin embargo, el efectivo de los bonos de emisión de carbono no suele estar disponible por adelantado y existen incertidumbres que rodean la estructura de mercado

CUADRO 3.13

Asistencia para el desarrollo y la historia del éxito geotérmico filipino

Filipinas tiene una capacidad de energía geotérmica total instalada de 1,904 MW y ahora ocupa el segundo lugar en el mundo junto a Estados Unidos. Se formuló un programa geotérmico agresivo de exploración y desarrollo después de la crisis de energía en la década de 1970 y estuvo a cargo de Philippine Geothermal Inc. (PGI), una empresa privada que ahora tiene 756 MW de capacidad de campo de vapor, y PNOE EDC, una sociedad propiedad de y controlada por el gobierno que ahora opera 1,149 MW. PNOE EDC implementó sus actividades geotérmicas con préstamos a largo plazo con términos razonables del Banco Mundial y el Banco de Japón para la Cooperación Internacional (JBIC). Para ayudar al sector energético a desarrollar el potencial de los recursos geotérmicos del país, el Banco Mundial financió la perforación de exploración y la delimitación de varias áreas por medio de préstamos del sector. Después de establecer la factibilidad técnica y financiera, préstamos para proyecto subsiguientes del Banco Mundial financiaron el desarrollo y puesta en funcionamiento de 777 MW de campos geotérmicos y centrales eléctricas. El JBIC ayudó a financiar 305 MW, también a través de préstamos para proyectos.

Fuente | Dolor 2006.

futura cuando el período de compromiso actual del Protocolo de Kioto finalice en el 2012. La naturaleza tipo concesión del capital proporcionado por vehículos de las entidades financieras para asuntos climáticos, como CTF y SREP,⁵⁸ unido a la participación de organizaciones de desarrollo internacional principales, tales como los MDB, crea oportunidades únicas para transferir el conocimiento y aprovechar el capital de varias fuentes para apoyar las inversiones con emisiones bajas de carbono.

Kenia, uno de los seis países piloto seleccionados para beneficiarse de la financiación del Programa de Aumento del Aprovechamiento de Fuentes Renovables de Energía (SREP) en países de bajos ingresos, propone usar la financiación mediante concesiones en la fase de perforación para producción, lo cual preparará el camino para la financiación que no sea mediante de concesiones o comercial en las fases posteriores del proyecto geotérmico propuesto de Menengai de 400 MW (Tabla 3.4).

TABLA 3.4

Secuenciación propuesta de fuentes de financiación amparadas por el Plan de inversiones SREP en Kenia

	FASE DE DESARROLLO	ORGANISMO DE FINANCIACIÓN
1	Estudios detallados	Geothermal Development Company (GDC) Gobierno de Kenia (GoK)
2	Perforación de exploración	GDC y GoK
3	Perforación de estimación	GDC y GoK
4	Estudios de factibilidad	Banco Mundial
5	Perforación de producción	Banco Africano de Desarrollo (BAfD), Agencia Francesa para el Desarrollo y SREP
6	Desarrollo de campo de vapor	Banco Mundial
7	Central eléctrica	CFI, sector privado y BAfD
8	Transmisión/subestación	Banco Mundial

Fuente | CIF 2011b.

⁵⁸ SREP opera bajo el Fondo Estratégico Sobre el Clima (SCF, por su sigla en inglés) que apoya programas con potencial de ampliación, acción de transformación dirigida a un reto de cambio climático específico. SCF es parte de los Fondos de inversión para asuntos climáticos (CIF), que promueven la cooperación internacional respecto al cambio climático y apoyan a los países en desarrollo en su progreso a un desarrollo adaptable a los cambios climáticos que minimiza las emisiones de gases de invernadero y se adapta al cambio del clima.

En el caso de Indonesia, las IFI están desarrollando un paquete de apoyo integral para acelerar el desarrollo geotérmico. El Grupo del Banco Mundial y el Banco Asiático de Desarrollo están movilizando financiación de sus propios recursos, así como el Fondo de Tecnología Limpia, para ayudar inmediatamente a aumentar las inversiones en el sector. También existe cooperación en financiación para la compensación de emisiones de carbono y otros gases de invernadero. El Banco Mundial está ayudando al Gobierno de Indonesia a mejorar su marco normativo y de políticas para aumentar el clima de inversión para el desarrollo geotérmico de forma sostenida. Este apoyo es por medio de una subvención de FMAM y políticas de préstamos para desarrollo. El Banco Mundial y CFI también están ofreciendo servicios de asesoría a fin de realizar concesiones geotérmicas creíbles y licitadas de manera competitiva, a fin de maximizar el interés privado. Las actividades específicas y diversas fuentes de financiación se unen para formar un paquete de apoyo integral que ofrecerá el impulso necesario a corto plazo mientras que al mismo tiempo facilita el desarrollo sostenido del sector geotérmico en Indonesia, con el objetivo primordial de transformar el sector (CIF 2010). La Figura 3.11 ilustra las diversas actividades de apoyo que abarcan el programa de apoyo integral de las IFI.

FIGURA 3.11

Cómo combinar diversas fuentes de financiación para ampliar el desarrollo geotérmico en Indonesia



Fuente | Banco Mundial 2011.

Cierta guía sobre fondos de financiación mediante concesión

Principios generales que surgen de la experiencia pasada

La participación de los organismos internacionales puede reducir sustancialmente el costo de capital disponible para los proyectos. Parte del capital incluso hasta puede llegar en forma de subvenciones. Esto abre la puerta a una variedad de oportunidades para establecer fondos financieros personalizados para abordar las necesidades específicas.

Debido a que el riesgo de exploración de los recursos es una barrera grande en el desarrollo de la energía geotérmica, en años recientes se han invertido recursos y esfuerzos considerables para reunir fondos usando la financiación mediante concesiones para mitigar este riesgo para los inversionistas.

Dos programas importantes que apoyan el desarrollo de dichos fondos se han iniciado bajo el auspicio del Banco Mundial. En ambos casos, FMAM ha sido la fuente principal del capital mediante concesiones. La experiencia adquirida de diseñar y operar fondos geotérmicos en Europa y Asia Central, además de la experiencia más reciente en África ha ayudado a la comunidad internacional a aprender algunas lecciones valiosas y desarrollar un mejor entendimiento de las opciones disponibles (Cuadro 3.14).

CUADRO 3.14

Los programas de desarrollo geotérmico patrocinados por donantes

Las instalaciones para desarrollo geotérmico patrocinadas por donantes establecidas en el pasado con el auspicio del Banco Mundial con apoyo de FMAM incluyen GeoFund en Europa y Asia Central y ARGeo en África.

El GeoFund de Europa y Asia Central se inició a principios de la década del 2000 pero tomó varios años en empezar a funcionar. La capitalización general del programa GeoFund del FMAM tal como fue aprobado por el Banco Mundial en el 2006 fue de USD 25 millones. La primera fase del GeoFund incluyó dos subproyectos: (a) un subsidio de USD 810,000 a la Asociación Internacional de Geotermia para actividades de asistencia técnica (TA) regional y (b) un subsidio para Seguro contra riesgo geológico (GRI, por su sigla en inglés) de USD 3.72 millones para MOL, el grupo empresarial integrado de gas y petróleo de Hungría. En la segunda fase, USD 1.5 millones se asignaron para asistencia técnica en Armenia, y USD 10 millones se asignaron al CFI para proyectos de desarrollo geotérmico que involucraron al sector privado en Turquía. Los restantes USD 9.5 millones se regresaron a FMAM, pues no se conceptualizaron proyectos adicionales y porque el presupuesto administrativo del FMAM estaba agotado (Banco Mundial 2010b). El proyecto de seguimiento actual del CFI en Turquía aprovecha la experiencia del GeoFund, utilizando el concepto válido de GRI desarrollado según el GeoFund para atraer la inversión privada.

El Programa de Desarrollo Geotérmico en el Rift de África (ARGeo) se inició en el 2003 y tenía muchas características en común con el GeoFund de Europa y Asia Central. Su capital consistía en USD 11 millones para la mitigación de riesgos y USD 6.75 millones para componentes de asistencia técnica. Seis países -Etiopía, Eritrea, Yibuti, Kenia, Uganda y Tanzania- resultaron elegibles para recibir apoyo del programa, implementado por UNEP y el Banco Mundial. De acuerdo con el plan original, el proyecto debía iniciar en el 2005 y operar por 10 años. Sin embargo, el fondo de mitigación de riesgos del proyecto nunca se hizo efectivo, y el componente de asistencia técnica ejecutada por UNEP no fue aprobado sino hasta finales del 2009.

Fuente | Mwangi 2010 y autores.

Las lecciones clave y los principios guía que dan pie al diseño de un fondo global/regional/MDB exitoso para promover el desarrollo geotérmico han surgido de esta experiencia. Estos se pueden resumir de la siguiente manera:

- Para tener éxito, un fondo de desarrollo geotérmico patrocinado por donantes debe contar con personal capaz y ser gestionado de forma profesional. La experiencia disponible en el fondo debería permitir la identificación y desarrollo proactivos de una cartera de proyectos de inversión adecuada, su evaluación de riesgos de inversión, paquete financiero y la implementación de procedimientos de licitación relevantes para licitar los proyectos en el mercado.
- El fondo debe estar bien dotado, incluida la masa crítica de capital de concesiones suficiente para atraer la cofinanciación del mercado en general -que incluye la deuda y el capital social del sector privado- en cantidades suficientes para la preparación e implementación de proyectos geotérmicos de tamaño completo.
- La financiación mediante concesiones debe estar dirigida a las fases en el ciclo de desarrollo geotérmico cuando dicha financiación tiene el mayor impacto sobre la reducción del riesgo para los inversionistas y así aumentar la viabilidad financiera de un proyecto geotérmico. En las fases de desarrollo de un proyecto típico de generación de energía geotérmica de tamaño intermedio, las fases iniciales de la preparación del proyecto, incluida la fase de perforación de prueba, usualmente serán las fases más adecuadas para la aplicación enfocada de los fondos de concesiones.
- El éxito durante la fase de perforación de prueba es clave para eliminar la brecha crucial entre las fases iniciales de arranque que tienen poca probabilidad de atraer financiación mediante endeudamiento y las fases más maduras del proyecto, cuando los financistas empiezan a ver el proyecto como cada vez más financieramente viable. Durante las fases de arranque se requiere relativamente poco capital, pero el riesgo es inaceptablemente alto para la mayoría de inversionistas. Durante las fases maduras, el proyecto es visto cada vez más como financieramente viable sin financiación de concesiones adicional.
- El alcance geográfico de la cartera del proyecto debe cubrir áreas que contengan yacimientos geotérmicos bien establecidos y altamente productivos/promisorios, principalmente los que son idóneos para la generación de electricidad. Para reducir el riesgo de concentración, las áreas también deben ser lo suficientemente amplias como para permitir una cartera diversa de ubicaciones de proyectos geotérmicos.
- A pesar de los beneficios esperados de la diversificación de riesgos, cada propuesta de proyecto individual que se presente al fondo debe satisfacer ciertos criterios de evaluación de riesgos de inversión por sus propios méritos, incluida la evaluación del riesgo de los recursos geotérmicos, la evaluación de capacidad crediticia del desarrollador u otros patrocinadores del proyecto, y evaluación de los riesgos normativos y otros riesgos relevantes.
- Con el propósito de alinear los incentivos del desarrollador y sus patrocinadores con los del fondo, deben establecerse por anticipado los requisitos para la contribución de capital del desarrollador o el patrocinador.
- En el caso de un fondo de seguros o garantías, la compensación debería limitarse a pérdidas directamente causadas por el riesgo que el fondo pretende abordar (p. ej., el riesgo de los recursos) dentro de los criterios especificados con anticipación y en montos que por lo general no serán el monto completo de las pérdidas del desarrollador. La prima del seguro debe establecerse de modo que se recuperen los costos al fondo que ocurren en el largo plazo a nivel de toda la cartera.

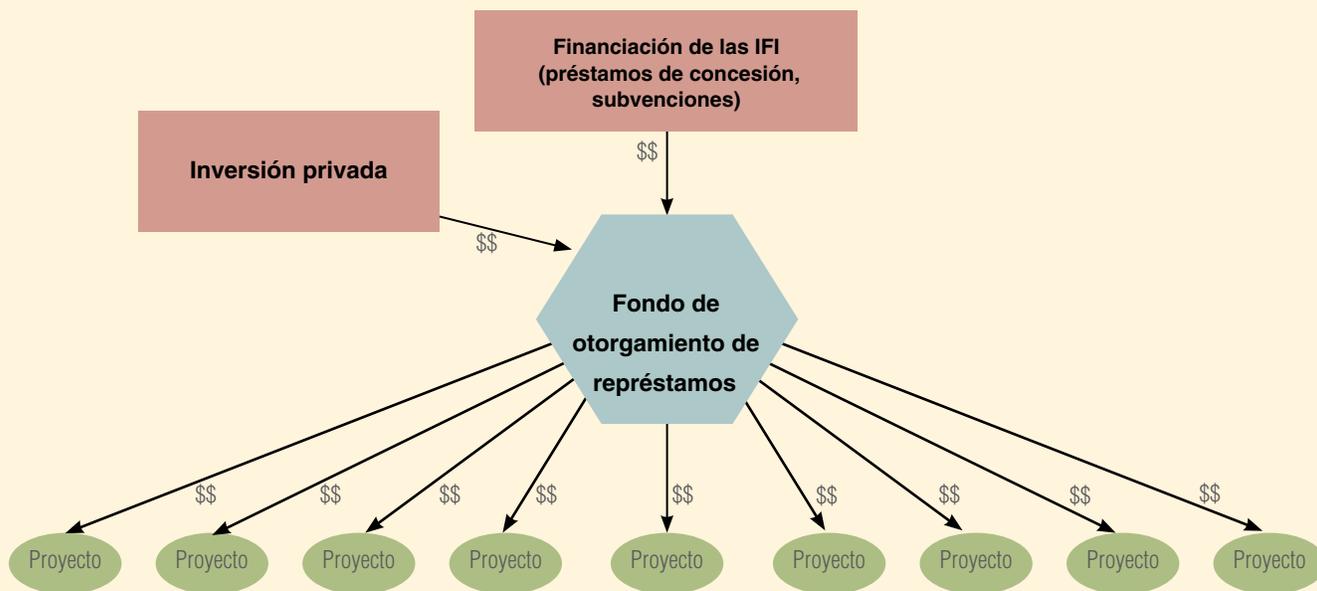
Opciones de diseño del fondo

En un fondo para desarrollo geotérmico patrocinado por donantes, los instrumentos financieros de concesión pueden utilizarse a través de varios posibles diseños. Por ejemplo, para abordar los riesgos de la fase de exploración/perforación de prueba en un país en desarrollo, pueden utilizarse las siguientes estructuras.

Un fondo de subsidio de capital directo para compartir los costos de perforación de los desarrolladores del proyecto. Esta opción exige que el desarrollador y el gobierno participen en los costos. El arreglo de participación en los costos podría cubrir un número máximo predefinido de pozos, (hasta cinco, por ejemplo). A cambio de esta participación en los costos, el gobierno recibirá todos los datos de los recursos que el desarrollador recabe y será el propietario de los pozos perforados si el desarrollador abandona el proyecto. Este enfoque es relativamente caro pero sería razonablemente fácil de administrar y debería ser atractivo para los desarrolladores. Un cálculo ilustrativo del rendimiento financiero que se incluye en este capítulo (con detalles en el Anexo 3) muestra que una central geotérmica de 50 MW con un costo de USD 196 millones podría requerir un subsidio de capital de aproximadamente USD 14 millones, si el gobierno absorbe el 50 por ciento de los costos durante los primeros tres años del proyecto, incluidas las perforaciones de prueba. A nivel nacional, el enfoque ha sido propuesto como una de las opciones para Indonesia, con el costo máximo calculado para el gobierno de USD 500 millones (Banco Mundial/PPIAF 2010).

FIGURA 3.12

Un fondo de otorgamiento de préstamos para una cartera de proyectos geotérmicos



Fuente | Adaptación de los autores de un diagrama presentado en el Informe del mercado de tecnologías geotérmicas del 2008 (Ministerio de Energía EE. UU. 2009).

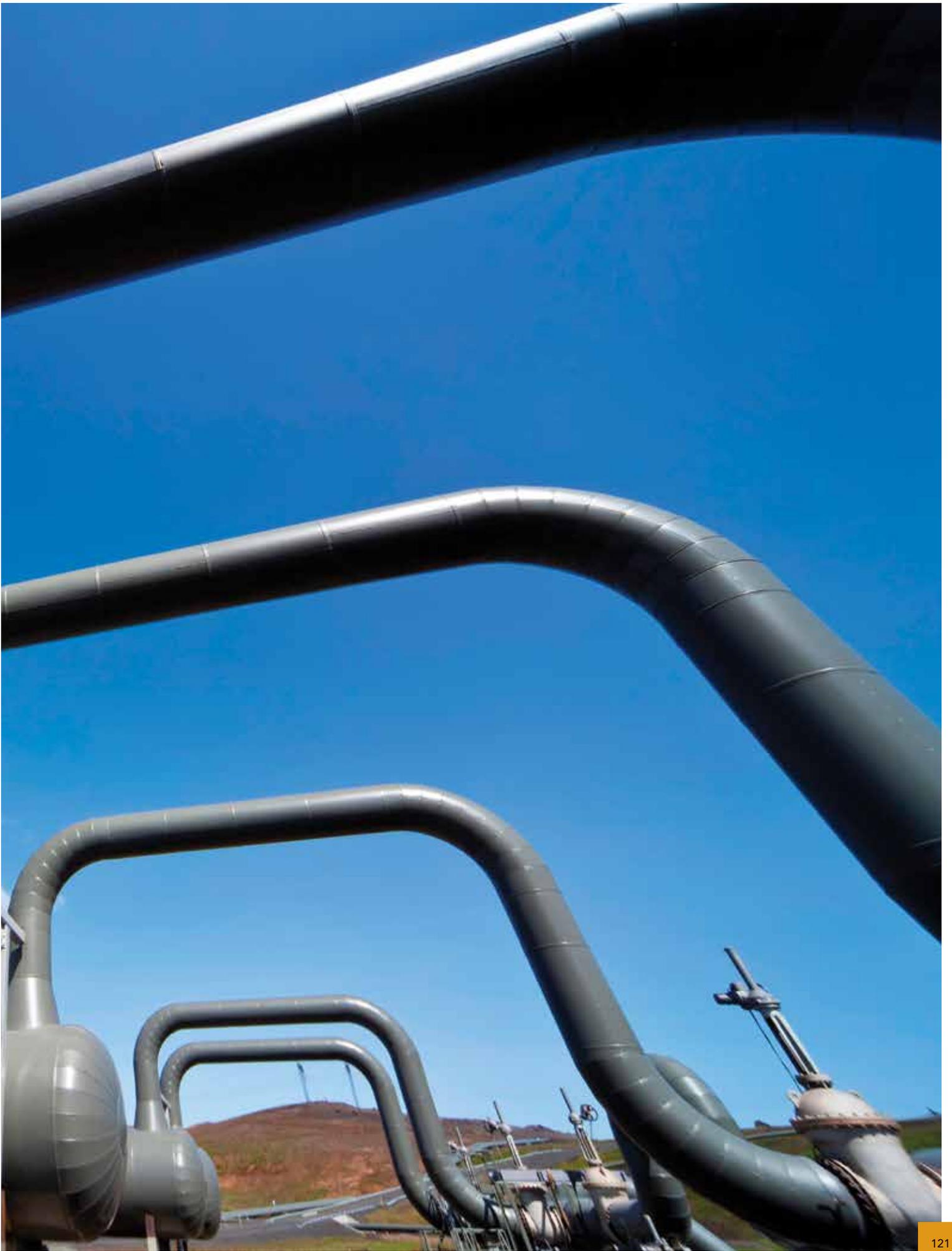
Fondo de otorgamiento de préstamos. Los esquemas de otorgamiento de préstamos son comunes para operaciones apoyadas por las IFI con varios subprestatarios. En el diagrama estilizado de la Figura 3.12, el fondo de otorgamiento de préstamos que presta fondos de concesión de las IFI podría ser un banco de desarrollo o una entidad similar con experiencia en la gestión de carteras. El fondo de otorgamiento de préstamos establecería un conjunto de fondos de inversión de las IFI e inversionistas privados. El costo combinado de capital disponible para los subprestatarios (prospectos o proyectos geotérmicos) de este fondo sería significativamente más bajo que el costo de capital para apoyar esta actividad obtenido exclusivamente de la deuda privada y mercados de acciones. Las inversiones se harían de acuerdo con un conjunto determinado de criterios, diseñado para limitar la exposición a pérdidas dentro de tipos de actividades, geografías y proyectos individuales. El objetivo de la estructura sería reducir la concentración del riesgo asegurándose de tener una cartera de inversiones en desarrollo geotérmico lo más amplia posible.⁵⁹

Fondo de garantías o seguros. Un fondo de este tipo puede establecerse para ofrecer seguro contra un pozo perforado que no se puede usar para la generación de energía eléctrica. En el caso de que no se logre alcanzar el resultado de exploración esperado, el fondo paga un monto de compensación con base en los términos del contrato de seguro. El contrato puede definir los parámetros geológicos (temperatura, velocidad del flujo, química del fluido, etc.) sobre los cuales han de medirse el éxito o fracaso de las actividades de perforación de una forma cuantificable y sobre los cuales ha de determinarse el monto de la compensación. Debe quedar claro que el instrumento de seguro descrito aquí solo cubre el riesgo de los recursos, no el riesgo de perforación operacional ni otros riesgos. Además, distinto a un fondo de garantías que podría ser necesario para el fondo de otorgamiento de préstamos descrito anteriormente, este está enfocado en las exposiciones a los riesgos más relevantes, como la perforación de prueba, y no a los riesgos más amplios, como la capacidad crediticia general de los subprestatarios.

A fin de limitar el riesgo para el fondo de garantías/seguros, a los interesados en el proyecto se les pide que proporcionen suficientes datos e informes analíticos sobre el prospecto geotérmico en una propuesta del proyecto completa, para poder efectuar una evaluación detallada del prospecto (CFI 2011).

Como una extensión de este concepto, el mismo esquema de garantía o seguro puede aplicarse a una cartera de proyectos geotérmicos. Por ejemplo, una cartera de un número acordado de pozos de primera exploración perforados por la empresa o agencia geotérmica nacional estaría asegurada contra el bajo rendimiento de acuerdo con los parámetros geológicos. El criterio para activar la cobertura del seguro sería el desempeño de la cartera completa contra un punto de referencia, el cual puede definirse como una cartera hipotética suficiente como para hacer frente a la deuda. Si la cartera tiene un desempeño por debajo de ese nivel, se recurriría al fondo de garantía o seguro para complementar los ingresos al nivel mínimo requerido para cubrir el servicio de la deuda. Sin embargo, el fondo solo cubriría la “primera deuda” hasta un porcentaje fijo del valor de la cartera. Más allá de eso, la empresa o agencia geotérmica nacional tendría que cubrir cualquier pérdida adicional. El enfoque de cartera tiene la ventaja de que no es necesario recurrir a la garantía si los pozos secos son compensados con pozos altamente productivos. La otra ventaja de este enfoque es que el costo del seguro/la prima por proyecto no necesariamente tiene que ser muy alta. A medida que cada vez más proyectos y prospectos se vuelven financieramente viables, la agencia o empresa geotérmica decidirá si continúa o no comprando la cobertura (CIF 2011a).

⁵⁹ En esta descripción, los autores adaptaron ciertas características de un fondo patrocinado por el Ministerio de Energía propuesto descrito en informes recientes sobre la mitigación del riesgo geotérmico en Estados Unidos (Deloitte 2008).



ANEXO 1

POLÍTICAS DE PROTECCIÓN DEL BANCO MUNDIAL APLICABLES A PROYECTOS GEOTÉRMICOS

Las políticas de protección ambiental y social del Banco Mundial con frecuencia se consideran el conjunto de políticas más integral establecido para las instituciones de préstamos para asegurar que los proyectos no dañen el medio ambiente ni el bienestar social de las personas en el área del proyecto. El Grupo del Banco Mundial actualmente tiene ocho políticas de protección ambiental y social para los préstamos para inversión: OP/BP 4.01 sobre la evaluación ambiental, OP/BP 4.04 sobre hábitats naturales, OP/BP 4.09 sobre el control de plagas, OP/BP 4.10 sobre personas indígenas, OP/BP 4.11 sobre los recursos culturales físicos, OP/BP 4.12 sobre el reasentamiento involuntario, OP/BP 4.36 sobre bosques e OP/BP 4.37 sobre seguridad de represas.

Dependiendo de la naturaleza del proyecto, una o más de estas políticas es la que usualmente se activa; es decir, los requisitos de la política deben abordarse a través de acciones específicas y debe desarrollarse documentación como parte de la estimación del proyecto. Para proyectos de energía geotérmica, OP/BP 4.01 sobre la evaluación ambiental es particularmente relevante, y parte de las otras siete políticas también puede aplicar.

OP/BP 4.01 requiere identificar (categorizar) los proyectos en una de cuatro categorías representadas como A, B, C o FI, que determinan la extensión y profundidad de la evaluación ambiental. La Categoría A está reservada para proyectos que tienen probabilidad de tener impactos ambientales adversos significativos que son sensibles,¹ diversos o sin precedentes. Un proyecto propuesto se clasifica como Categoría B si sus impactos ambientales adversos potenciales sobre las poblaciones humanas o áreas ambientalmente importantes -incluidos humedales, bosques, pastizales y otros hábitats naturales- son menos adversos que los impactos de los proyectos de la Categoría A. Los impactos de los proyectos de la Categoría B son específicos al sitio; pocos de ellos, si es que alguno, son irreversibles; y, en la mayoría de los casos, las medidas de mitigación son más fáciles de diseñar que para los proyectos de la Categoría A. Un proyecto propuesto se clasifica como Categoría C si es probable que sus impactos ambientales sean mínimos o no adversos. Un proyecto propuesto se clasifica como Categoría FI si involucra la inversión de fondos del Grupo del Banco Mundial a través de un intermediario financiero (FI, por su sigla en inglés), en subproyectos que pueden resultar en impactos ambientales adversos. Para un proyecto FI, identificar los subproyectos puede llevar al final a asignar los subproyectos a categorías similares a A, B y C para proyectos.

La aplicación de OP/BP 4.01 a proyectos de energía geotérmica y el alcance resultante de la evaluación ambiental inevitablemente variará de proyecto a proyecto. La evaluación ambiental de la Categoría B es usualmente la más apropiada para la mayoría de proyectos de desarrollo geotérmico de tamaño moderado. La Categoría A puede aplicarse en algunos casos complicados, por ejemplo, debido a factores como la presencia de ecosistemas sensibles en proximidad cercana al sitio del proyecto, una instalación geotérmica de escala muy grande (p. ej., varios cientos de megavatios), composición química desfavorable del

¹ A un impacto potencial se le considera "sensible" si puede ser irreversible (p. ej., conduce a la pérdida de un hábitat natural importante) implica los temas cubiertos por OP 4.04, Hábitats naturales (<http://go.worldbank.org/PS1EF2UHY0>); OP/BP 4.10, Personas indígenas (<http://go.worldbank.org/UBJJIRUDP0>); OP/BP 4.11 (<http://go.worldbank.org/IHM9G1FOO0>), Recursos culturales físicos o OP 4.12, Reasentamiento involuntario (<http://go.worldbank.org/GMOOEIY580>).

fluido geotérmico (p. ej., alto contenido de H₂S) o geología inestable que causa preocupaciones sobre el hundimiento del terreno o sismicidad inducida.

La evaluación ambiental de un proyecto Categoría A requiere un análisis cuidadoso de alternativas con respecto a la selección del sitio del proyecto, la escala, la elección de tecnología, etc. Se requieren consultas amplias con los grupos de personas afectadas en etapas clave de la preparación de la evaluación ambiental. El informe de la evaluación ambiental, que a veces consiste en varios volúmenes, es escrito por especialistas que deben ser independientes del desarrollador del proyecto. También se requiere un plan de manejo ambiental (EMP, por su sigla en inglés), que cubra todos los impactos y riesgos ambientales significativos que se espera que resulten del proyecto (durante la construcción y operación, y en ciertos casos remoción del servicio activo) y medidas específicas para mitigarlos. Un programa de fortalecimiento institucional para el personal local involucrado en la implementación del proyecto también es algo que suele proponerse en el EMP. Los costos y presupuestos de las medidas de mitigación y fortalecimiento institucional deben especificarse. Por último, también se incluye un plan de supervisión como parte del EMP. El plan de supervisión especifica los indicadores a supervisar a fin de asegurar que el proyecto esté funcionando dentro de los límites de la sostenibilidad ambiental.

Para los proyectos de Categoría B, el alcance de la evaluación ambiental suele ser más reducido que para los proyectos de la Categoría A, y el EMP más que un informe de la evaluación ambiental puede ser el documento principal que resulte de la evaluación ambiental. Sigue siendo necesaria la consulta pública pero puede ser menos profunda que para los proyectos de la Categoría A.ⁱⁱ Sin embargo, la evaluación ambiental de un proyecto de la Categoría B aún requiere esfuerzos y recursos considerables. La siguiente lista indicativa ofrece una idea sobre la naturaleza de algunos de los impactos y riesgos que pueden estar cubiertos en un EMP para un proyecto geotérmico Categoría B.

- Desechos sólidos generados durante la perforación de los pozos (lodo y ripio de perforación) y otros desechos sólidos
- Riesgo de contaminación del manto acuífero durante la perforación de pozos
- Riesgo de intrusión de vapor o agua geotérmica a la superficie durante la perforación de los pozos (estallido)
- Riesgo de descarga accidental de aguas a los ríos o a la superficie del terreno durante las pruebas de producción de los pozos
- Interrupción del tráfico durante la construcción de la tubería
- Daño a las superficies de la carretera y el suelo durante el trabajo de construcción de la tubería, central eléctrica y otras estructuras
- Daño a o eliminación de árboles causado por la colocación de la tubería, construcción del cableado eléctrico y trabajos de construcción de edificios
- Riesgo de desestabilización de las formaciones geológicas causada por la perforación de pozos

ⁱⁱ Para todos los proyectos Categoría A y B propuestos para financiación del Grupo del Banco Mundial, el prestatario consulta a los grupos afectados por el gobierno y a organizaciones no gubernamentales (ONG) locales acerca de los aspectos ambientales del proyecto y toma sus puntos de vista en consideración. Para los proyectos Categoría A, el prestatario consulta a estos grupos por lo menos dos veces: (a) poco tiempo después del estudio ambiental preliminar y antes de finalizar los términos de referencia de la evaluación ambiental; y (b) una vez se haya preparado un borrador del informe de la evaluación ambiental. Además, el prestatario consulta con dichos grupos a lo largo de la implementación del proyecto cuanto sea necesario con el fin de abordar cuestiones relacionadas a la evaluación ambiental que los afectan.

- Riesgo de causar daño a las áreas ambientalmente sensibles en el terreno
- Ruido y polvo provenientes de los sitios de construcción
- Riesgo de intrusión de vapor o agua geotérmica a la superficie durante la operación como resultado de una ruptura en la boca del pozo o en el sistema de recuperación de vapor
- Impactos sobre el suelo y el manto acuífero por posibles fugas en la tubería
- Riesgo de falla del equipo de reinyección
- Contaminación por ruido de la operación de la central eléctrica y las columnas de enfriamiento

Tal como ya se indicó, el EMP debe describir las medidas de mitigación para cada uno de estos impactos o riesgos y detallar un plan de supervisión.

Para proyectos Categoría C, no se requiere ninguna evaluación ambiental adicional al proceso de identificación que asigna la categoría. Sin embargo, no es muy probable que sea apropiado asignar la Categoría C a un proyecto de energía geotérmica, salvo por aquellos casos en los que el proyecto no involucra ninguna instalación física o actividad de construcción y consiste solo en asistencia técnica.

Los documentos clave como los informes de evaluación ambiental, EMP y minutas de las consultas públicas se convierten en asunto público y están disponibles en la librería InfoShop del grupo del Banco Mundialⁱⁱⁱ. El EMP suele mencionarse en los documentos legales para la operación de financiación (p. ej., contrato del crédito), que hace que el compromiso del prestatario con el EMP sea legalmente vinculante. Se puede encontrar información más completa sobre las políticas de protección ambiental y social del Grupo del Banco Mundial en línea en el sitio URL permanente <http://go.worldbank.org/WTA1ODE7T0>.

ⁱⁱⁱ La dirección postal de la biblioteca InfoShop del Banco Mundial es 1818 H Street NW MSN J1-100 Washington DC 20433, EE. UU.

ANEXO 2

EL VALOR DE LA INFORMACIÓN GENERADA POR LAS PERFORACIONES CON FINES DE EXPLORACIÓN

Introducción

El riesgo de los recursos es un factor importante en la evaluación económica de un proyecto de energía geotérmica potencial. La posibilidad de que la inversión pudiera estar comprometida a su construcción solo para darse cuenta de que había un suministro inadecuado de recursos para alimentar la central eléctrica debe tenerse en mente cuando se efectúa el análisis de los beneficios potenciales del proyecto. El encargado de tomar la decisión debe equilibrar la probabilidad de que la perforación sea exitosa, lo que conduciría a ganancias económicas de la construcción de la central geotérmica, contra la probabilidad de que la perforación falle. En el último de los casos, se habrá incurrido en costos pero no habría ningún beneficio económico. Si se considera que la probabilidad de éxito es demasiado baja podría no valer la pena tomar este riesgo e iniciar el programa de inversión.

Sin embargo, la perforación de exploración y otras podrían dar una mejor idea de la probabilidad de que haya recursos adecuados disponibles. Esto tendría algún costo, pero mucho menor que el de la inversión comprometida a la producción a gran escala. El problema para el encargado de tomar la decisión es decidir si valdría la pena incurrir en los costos de la prueba; cuándo no valdría la pena hacerlo pero aún valdría la pena proceder directamente a la inversión en el proyecto; y cuándo no valdría la pena tomar acción alguna.

Los beneficios de una central geotérmica viable se pueden medir mediante la reducción en el valor presente neto del plan de expansión de la generación (gasto de capital, gasto operativo y combustible) hecho posible por su inclusión. Es la probabilidad de esta reducción de los costos versus la probabilidad de que no haya reducción de los costos y los costos de inversión desperdiciados de un proyecto geotérmico infructuoso las que tienen que sopesarse entre sí y contra el costo de la prueba. Herramientas para analizar dichas opciones se han desarrollado para exploración en las industrias extractivas. A continuación se ilustra un caso básico para ofrecer una introducción a este enfoque.

“El problema de los pozos exploratorios en campos nuevos”— Cuándo realizar pruebas y cuándo invertir

El “problema de los pozos exploratorios en campos nuevos” que analiza esta situación fue formulado por Howard Raiffa (1968), usando la perforación para petróleo como ejemplo. Los principios que desarrolló pueden aplicarse de igual forma a la exploración de recursos geotérmicos. En este modelo, se asume que quien perfora pozos exploratorios en campos nuevos efectuó una evaluación de probabilidades previa que determinó que la perforación para producción sería exitosa (hay un recurso disponible). También hay una prueba disponible (perforación sísmica o de exploración) a un costo conocido que brinda cierta información sobre la presencia o ausencia de un recurso viable.^{iv} Un concepto central es el de adoptar la combinación de opciones que aparecerían, basado en el conocimiento actual, para dar el valor máximo esperado del resultado; es decir, para maximizar los beneficios promedio de la decisión al comparar los diferentes resultados posibles de esa decisión con las probabilidades de tales resultados.

^{iv} Este es el caso de “información perfecta”. El caso más completo de “información imperfecta”, en el que la prueba aporta más información sobre la probabilidad de un recurso viable, pero no brinda certeza, también se puede analizar por métodos similares a los que se describen a continuación.

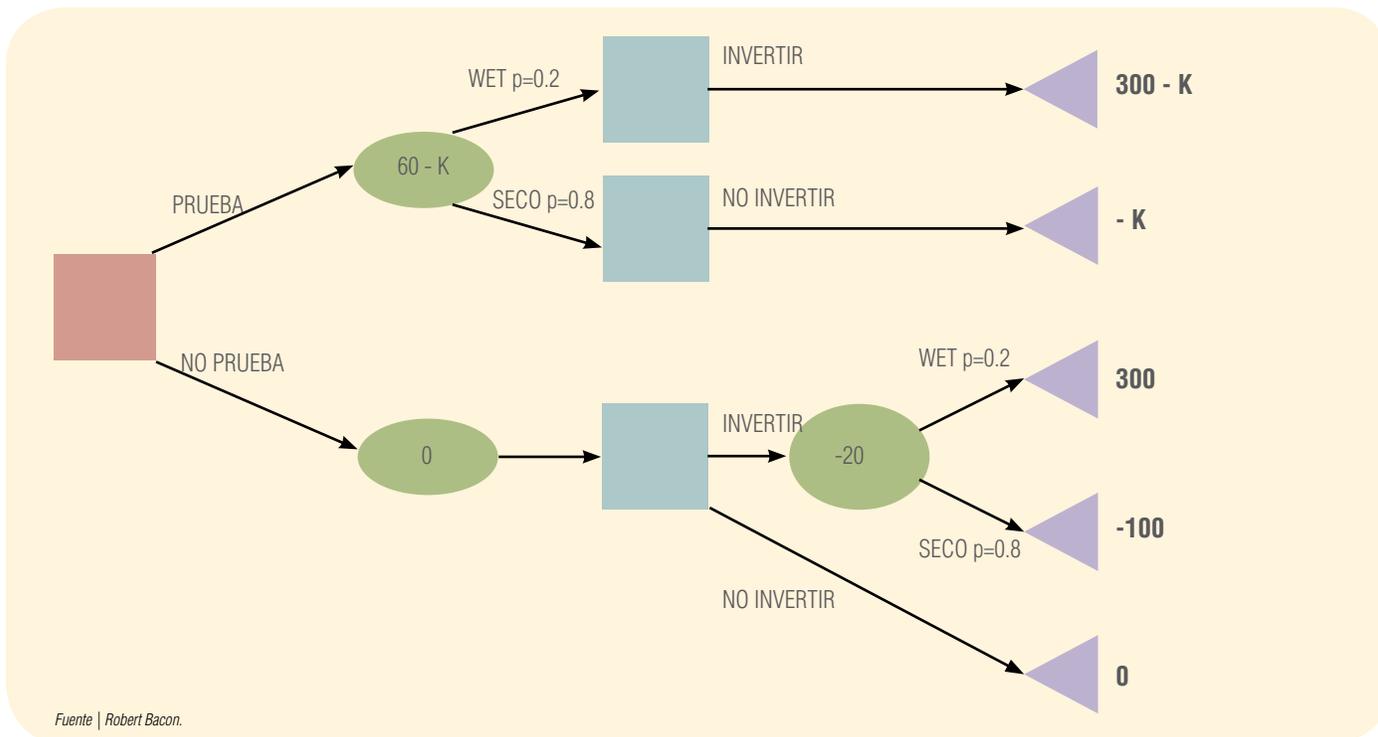
El enfoque se demuestra con algunos números puramente ilustrativos. Los beneficios netos de la perforación exitosa de los recursos geotérmicos son 300 (reducción de los costos del plan de expansión); el costo de inversión en una planta geotérmica es 100; y la probabilidad previa, antes de llevar a cabo la prueba, de encontrar un recurso viable es 0.2 (quien perfora pozos exploratorios en campos nuevos considera que hay un 20 por ciento de probabilidad de tener éxito). El costo de la prueba que demostrará con certeza la presencia o ausencia de una cantidad viable del recurso se identifica como K.

El problema se resuelve con la ayuda de un árbol de toma de decisiones que presenta las diversas opciones abiertas para quien perfora los pozos exploratorios en campos nuevos y, para cada opción, los posibles resultados y la evaluación previa de las probabilidades de esos resultados. La primera opción en el árbol es si realizar la prueba o no. Se asume que la prueba brindará información perfecta de modo que un "éxito" garantizaría que la perforación de producción encontrará recursos adecuados para el proyecto de generación; como resultado, se puede proceder con la inversión. Un fracaso en la prueba indicaría que no existe un recurso adecuado y que no debería hacerse inversión alguna.

Si, en cambio, la primera decisión fue no efectuar la prueba, todavía se necesita una segunda decisión de si proceder con el proyecto o no. Una decisión de proceder podría llevar al éxito con sus beneficios acompañantes, mientras que un fracaso habría incurrido en los costos de inversión pero sin beneficios. La última alternativa sería no realizar la prueba y no invertir (el caso base contra el cual se pueden juzgar otros casos).

ANEXO 2, FIGURA 1

Árbol de toma de decisiones para realizar pruebas e invertir



En el Anexo 2, Figura 1 se muestra un árbol de este tipo. Un cuadrado indica una decisión (hacer la prueba o no), un círculo indica un resultado probabilístico (pozo húmedo o pozo seco) y un triángulo indica los beneficios netos de ese resultado en particular. El encargado de tomar la decisión elige un camino por el árbol que ofrece el beneficio máximo esperado.

El primer camino por el árbol es uno en el que se realizaría la prueba. Si se encuentra un agujero húmedo (con una probabilidad de 0.2) entonces se realizaría la inversión debido a la certeza del recurso; el beneficio neto sería $300 - K$ (el beneficio neto del proyecto menos el costo de la prueba). Si se encuentra un agujero seco (probabilidad de 0.8) no se haría ninguna inversión debido a la certeza de que no hay un recurso viable presente; el beneficio neto sería $-K$ (el costo del beneficio). Tomar el valor esperado de estos resultados (el promedio ponderado) lleva a un valor de $60 - K$. Dado que el costo de la prueba es menor que 60, el resultado de realizar la prueba y luego invertir o no, de acuerdo con los resultados de la prueba, produce un rendimiento esperado positivo.^v

El segundo camino por el árbol involucra la primera decisión de no realizar la prueba y posteriormente la decisión de invertir. Esto tiene dos posibles resultados: un agujero húmedo (probabilidad de 0.2) con un beneficio neto de 300 (sin el costo de la prueba) y un agujero seco (probabilidad de 0.8) con un beneficio neto de -100 (costos de inversión desperdiciados). El beneficio neto esperado (promedio ponderado) sería de -20. Perforar sin antes hacer una prueba, con la probabilidad de éxito asumida, perdería dinero en promedio. La diferencia del caso cuando se realizan pruebas es que invertir cuando se encuentra un agujero seco pudo haberse evitado si se siguen las indicaciones de los resultados de la prueba.

El tercer camino por el árbol sería la decisión de no realizar la prueba y no invertir. El beneficio neto esperado sería cero; no hay costos pero tampoco central geotérmica. Si no se realizan pruebas, es mejor no invertir que invertir, pues el tercer camino tiene un mejor resultado esperado que el segundo camino. Sin embargo, dado que el costo de la prueba es menor que 60, lo mejor es seguir el primer camino: efectuar las pruebas, luego invertir o no de acuerdo con los resultados.

Este ejemplo deja en claro que los valores de la probabilidad previa de que se encuentre un recurso viable y el costo de la prueba son críticos para el encargado de tomar la decisión. En el Anexo 2, Tabla 1 se muestran las decisiones que maximizan el beneficio económico neto esperado para diferentes valores de estos parámetros. Mientras más bajo sea el costo de la prueba, más probable es que sea óptimo realizarla antes de invertir; mientras que más altas sean las probabilidades de tener éxito con los pozos, es menos probable que se necesite realizar una prueba antes de invertir. Un costo alto de la prueba y una probabilidad baja de éxito conducen a la decisión de no hacer la prueba y de no invertir.

El costo de la prueba es conocido por la experiencia geofísica general, ajustado a las condiciones locales. Perforar un pozo de exploración es una actividad claramente definida y el costo debería poder calcularse dentro de un margen angosto. Sin embargo, hacer una evaluación previa de la probabilidad de que se encuentre un recurso viable es más difícil y depende, en gran parte, de si ya se han realizado perforaciones en el área. Bickel, Smith y Meyer (2008) discuten algunos aspectos de llegar a una valoración de esta probabilidad. El Cuadro 1 en el Anexo 2 indica que a nivel global, la probabilidad de tener éxito con los pozos (proporción de pozos perforados que han encontrado recursos viables) es sustancial, y que la probabilidad del éxito de un pozo tiende a aumentar con el número de pozos ya perforados en un campo pues los perforadores aprenden sobre las características del campo de los ensayos previos.

^v En la práctica es probable que se perfore un programa de varios pozos de exploración, y que la certeza se equipare con un número dado (por ejemplo, al menos de dos de cuatro) que indique la presencia de un recurso viable.

ANEXO 2, TABLA 1

Decisiones óptimas para diferentes costos de pruebas y probabilidades de éxito de los pozos

PROBABILIDAD DE ÉXITO	COSTO DE LA PRUEBA	DECISIÓN ÓPTIMA	BENEFICIO ECONÓMICO NETO
0.2	50	Prueba	10
0.6	50	Sin prueba, invertir	140
0.2	65	Sin prueba, no invertir	0
0.6	30	Prueba	150
0.2	30	Prueba	30

Fuente | Robert Bacon.



ANEXO 2, CUADRO 1

Tasa de éxito en la perforación de pozos geotérmicos

Sanyal y Morrow (2012) estimaron que a nivel mundial se han perforado al menos 4,000 pozos geotérmicos. Ellos contaban con suficiente información para analizar 2,528 pozos geotérmicos en 52 campos en 14 países y encontraron que el índice promedio de éxito era del 68 por ciento. El análisis de los resultados para campos individuales mostró que el índice de éxito promedio se estabilizaba bastante rápido después de fluctuaciones amplias para los primeros ensayos. Por ejemplo, en el campo Kamojang en Indonesia, donde se ha perforado una gran cantidad de pozos, el índice de éxito se estableció después de 5 o 6 pozos y luego subió lentamente a un valor asintótico cercano al 70 por ciento como se muestra a continuación en una imagen tomada de un estudio por Geothermex preparado para el Banco Mundial en el 2010.

Índice de éxito de perforación promedio versus el número de pozos perforados en el campo Kamojang, Indonesia



Fuente | Banco Mundial/PPIAF, 2010.

Sanyal y Morrow también presentan datos estadísticos acumulados campo por campo tal como se muestra abajo, donde se indica que una gran mayoría de los campos produjo índices de éxito por encima del 50 por ciento.

ÍNDICE DE ÉXITO	NÚMERO DE CAMPOS	ÍNDICE DE ÉXITO	NÚMERO DE CAMPOS
33% - 40%	4	71% - 80%	10
41% - 50%	5	81% - 90%	8
51% - 60%	9	91% - 100%	5
61% - 70%	11		

Fuente | Sanyal y Morrow 2012.

ANEXO 3

CASO ILUSTRATIVO DE CÓMO COMPARTIR COSTOS DE EXPLORACIÓN CON EL GOBIERNO

METODOLOGÍA

El análisis financiero ilustrativo de un proyecto geotérmico hipotético de 50 MW que se usa en este manual está basado en un modelo en una hoja de cálculo de Excel personalizado. El modelo calcula la tasa interna de retorno (TIR) del proyecto y su valor presente neto (VPN), así como la tasa de retorno de la inversión de capital y su VPN respectivo. Estos son criterios comunes para la toma de decisiones en cuanto al aspecto financiero de un proyecto. Además, el modelo calcula el costo nivelado de energía (LCOE, por su sigla en inglés), aunque no es una parte integral de los cálculos del retorno y VPN. El LCOE se calcula como el flujo descontado de los costos del proyecto (incluido el capital y los costos operativos) a lo largo de la vida del proyecto, dividido por el flujo de la cantidad de energía producida correspondiente descontado por la misma tasa descuento.

Las cantidades en dólares de proporcionan en términos reales. Para convertir los resultados a términos nominales, sería necesario introducir factores de escala para todos los componentes del costo así como para la tarifa. El VPN del proyecto y su respectiva TIR toman la perspectiva de todos los inversionistas, incluidos los proveedores del préstamo (prestamistas). El flujo de caja que se usa en esta parte del cálculo está basado en el concepto conocido en las finanzas de proyectos como flujo de caja disponible, a veces definido en forma más específica como el flujo de caja disponible para la empresa (FCFF). En nuestro caso la “empresa” es el proyecto, por lo que al flujo de efectivo se le denomina el flujo de caja disponible para proyecto (FCFP). La fórmula para determinar el VPN del proyecto es:

$$VPN_{\text{proy}} = \sum_{t=0}^n \frac{FCFP_t}{(1+WACC)^t}$$

donde $FCFP_t$ es el flujo de caja disponible para el proyecto en el año t en la vida del proyecto de n años; WACC es el costo de capital promedio ponderado. El WACC se calcula con la fórmula $WACC = \text{tasa de interés del préstamo} \times (1 - \text{tasa tributaria corporativa}) \times \text{proporción de deuda en el capital del proyecto} + (\text{rendimiento de capital requerido} \times \text{proporción de capital propio en el capital del proyecto})$. Cuando se incluyen subvenciones, estas reducen la cantidad de capital a cubrir por el préstamo y capital privado.

El VPN del flujo de caja a capital y la tasa de retorno respectiva toman la perspectiva solo de los inversionistas de capital privado. El flujo de caja que se usa en este cálculo está basado en el concepto de flujo de caja disponible para capital privado (FCFE). La fórmula para determinar el VPN del capital privado es:

$$VPN_{\text{capital privado}} = \sum_{t=0}^n \frac{FCFE_t}{(1+R_e)^t}$$

donde $FCFE_t$ es el flujo de efectivo disponible para capital privado en el año t en la vida del proyecto de n años; y R_e es el rendimiento del capital requerido. Descontar en R_e (en lugar de WACC) es consecuente con el hecho de que el interés anual y los pagos a capital del préstamo ya están hechos y el flujo de caja restante entero pertenece a los inversionistas de capital privado. Lo último generalmente requiere un retorno más alto de este flujo de caja para compensar el riesgo más alto asociado con estar de último en la fila para recibir el pago.

El nivel de la prima de riesgo y el R_e resultante dependen en gran parte de la naturaleza del proyecto. Tal como se indica en este manual, los inversionistas de capital privado común en un proyecto geotérmico podrían exigir un rendimiento entre el 20 y 30 por ciento. Sin embargo, como también se menciona en el Capítulo 3, esto se puede reducir por medio de arreglos adecuados de participación de los costos. El apoyo parcial mediante subvenciones del gobierno durante las fases iniciales críticas del proyecto, por ejemplo, puede reducir la tasa de rendimiento exigida considerablemente.

TABLAS DE RESUMEN

Un proyecto geotérmico hipotético: análisis financiero

Abreviaturas usadas en este anexo:

Capex	Gastos de capital (o costos de inversión)
EBIT	Earnings before interest and taxes (Beneficios antes de intereses e impuestos)
EBITDA	Earnings before interest, taxes, and depreciation/amortization (Beneficios antes de intereses, impuestos y depreciación/amortización)
FCFE	Free cash flow to equity (Flujo de caja disponible para capital privado)
FCFP	Free cash flow to the project (Flujo de caja disponible para el proyecto)
TIR	Tasa interna de retorno
VPN	Valor presente neto
O&M	Operación y mantenimiento
VP	Valor presente
R_e	Rendimiento del capital requerido
WACC	Weighted average cost of capital (Costo de capital promedio ponderado)

TABLAS DE RESUMEN

Un proyecto geotérmico hipotético: análisis financiero (USD constantes de 2011)

	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑOS 7...30
CASO BASE: SIN SUBVENCIONES; TARIFA USD 0.12 / kWh	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2041
Capacidad instalada, MW	50.00								
Costo de inversión total del proyecto en USD	196,000,000.00								
Costos capitales totales en USD por MW	3,920,000.00								
Rendimiento del capital requerido	25.0%								
Tasa de interés del préstamo	6.00%								
Tasa de interés del préstamo después de impuestos	4.80%								
Periodo de vencimiento del préstamo, años	25								
Tasa tributaria	20.0%								
WACC	11.221%								
Periodo de depreciación, años	30								
Fracción de los gastos de capital incurridos	0.010	0.015	0.064	0.064	0.411	0.456			
Porcentaje de los gastos de capital financiados por subvención	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000			
Participación del capital privado en los gastos de capital después de la subvención	1.000	1.000	0.300	0.300	0.300	0.300			
Capacidad instalada, MW	50.00								
Factor de capacidad	90%								
Número de horas al año	7,884						394.2	394.2	394.2
Producción de energía, GWh							0.12	0.12	0.12
Tarifa, USD/kWh	0.12								
Costo total de la inversión, USD	2,000,000.00	3,000,000.00	12,500,000.00	12,500,000.00	80,500,000.00	85,500,000.00			
Subvención, USD	-	-	-	-	-	-			
Costo de la inversión después de la subvención, USD	2,000,000.00	3,000,000.00	12,500,000.00	12,500,000.00	80,500,000.00	85,500,000.00			
Capital privado, USD	2,000,000.00	3,000,000.00	3,750,000.00	3,750,000.00	24,150,000.00	25,650,000.00			
Deuda, USD	-	-	8,750,000.00	8,750,000.00	56,350,000.00	59,650,000.00			
Saldo del préstamo, USD	-	-	8,750,000.00	17,500,000.00	73,850,000.00	133,700,000.00	128,352,000.00	123,004,000.00	-

TABLAS DE RESUMEN

Un proyecto geotérmico hipotético: análisis financiero (USD constantes de 2011)

	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 30
Ingresos, USD							47,304,000.00	47,304,000.00	47,304,000.00
Gastos operativos							16,862,533.33	16,862,533.33	16,862,533.33
O&M							10,192,000.00	10,192,000.00	10,192,000.00
Depreciación							6,533,333.33	6,533,333.33	6,533,333.33
Otros							137,200.00	137,200.00	137,200.00
EBITDA							36,974,800.00	36,974,800.00	36,974,800.00
Ganancias operativas (EBIT)							30,441,466.67	30,441,466.67	30,441,466.67
Intereses							8,022,000.00	7,701,120.00	320,880.00
Principal							5,348,000.00	5,348,000.00	5,348,000.00
Servicio de la deuda total							13,370,000.00	13,049,120.00	5,668,880.00
Beneficios antes de impuestos							22,419,466.67	22,740,346.67	30,120,586.67
Ingresos netos							17,935,573.33	18,192,277.33	24,096,469.33
Impuesto sobre la renta, USD							4,483,893.33	4,548,069.33	6,024,117.33
Cálculos de flujo de efectivo disponible									
Nota: FCFP = Flujo de caja disponible para el proyecto; FCFE = Flujo de caja disponible para capital privado									
FCFP (calculado a partir de EBIT) en USD	(2,000,000.00)	(3,000,000.00)	(12,500,000.00)	(12,500,000.00)	(80,500,000.00)	(85,500,000.00)	30,886,506.67	30,886,506.67	30,886,506.67
TIR del proyecto (basado en FCFP)	13.4%								
VPN del proyecto (basado en FCFP) en USD	23,677,501.41								
FCFE (calculado a partir de los ingresos netos) en USD	(2,000,000.00)	(3,000,000.00)	(3,750,000.00)	(3,750,000.00)	(24,150,000.00)	(25,650,000.00)	19,120,906.67	19,377,610.67	25,281,802.67
Rendimiento del capital privado (basado en FCFE)	24.5%								
VPN del capital privado (basado en FCFE) en USD	(740,354.05)								

TABLAS DE RESUMEN

Un proyecto geotérmico hipotético: análisis financiero (USD constantes de 2011)

CASO DE APOYO DEL GOBIERNO: SUBVENCIONES EN LAS PRIMERAS FASES; Tarifa USD 0.12 / kWh	AÑOS 7...30									
	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9
Capacidad instalada, MW	50.00									
Costo de inversión total del proyecto en USD	196,000,000.00									
Costos capitales totales en USD por MW	3,920,000.00									
Rendimiento del capital requerido	25.0%									
Tasa de interés del préstamo	6.00%									
Tasa de interés del préstamo después de impuestos	4.80%									
Periodo de vencimiento del préstamo, años	25									
Tasa tributaria	20.0%									
WACC	11.132%									
Periodo de depreciación, años	30									
Fracción de los gastos de capital incurridos	0.010	0.015	0.064	0.064	0.411	0.436				
Porcentaje de los gastos de capital financiados por subvención	0.000	0.500	0.500	0.500	0.000	0.000				
Participación del capital privado en los gastos de capital después de la subvención	1.000	1.000	0.300	0.300	0.300	0.300				
Capacidad instalada, MW	50.00									
Factor de capacidad	90%									
Número de horas al año	7,884									
Producción de energía, GWh										
Tarifa, USD/kWh	0.12									
Costo total de la inversión, USD	2,000,000.00	3,000,000.00	12,500,000.00	12,500,000.00	80,500,000.00	85,500,000.00				
Subvención, USD	-	1,500,000.00	6,250,000.00	6,250,000.00	-	-				
Costo de la inversión después de la subvención, USD	2,000,000.00	1,500,000.00	6,250,000.00	6,250,000.00	80,500,000.00	85,500,000.00				
Capital privado, USD	2,000,000.00	1,500,000.00	1,875,000.00	1,875,000.00	24,150,000.00	25,650,000.00				
Deuda, USD	-	-	4,375,000.00	4,375,000.00	56,350,000.00	59,850,000.00				
Saldo del préstamo, USD	-	-	4,375,000.00	8,750,000.00	65,100,000.00	124,950,000.00	119,952,000.00	114,954,000.00		

TABLAS DE RESUMEN

Un proyecto geotérmico hipotético: análisis financiero (USD constantes de 2011)

	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 30
Ingresos, USD							47,304,000.00	47,304,000.00	47,304,000.00
Gastos operativos							16,862,533.33	16,862,533.33	16,862,533.33
O&M							10,192,000.00	10,192,000.00	10,192,000.00
Depreciación							6,533,333.33	6,533,333.33	6,533,333.33
Otros							137,200.00	137,200.00	137,200.00
EBITDA							36,974,800.00	36,974,800.00	36,974,800.00
Ganancias operativas (EBIT)							30,441,466.67	30,441,466.67	30,441,466.67
Intereses							7,497,000.00	7,197,120.00	299,880.00
Principal							4,998,000.00	4,998,000.00	4,998,000.00
Servicio de la deuda total							12,495,000.00	12,195,120.00	5,297,880.00
Beneficios antes de impuestos							22,944,466.67	23,244,346.67	30,141,586.67
Ingresos netos							18,355,573.33	18,595,477.33	24,113,269.33
Impuesto sobre la renta, USD							4,588,893.33	4,648,869.33	6,028,317.33
Cálculos de flujo de efectivo disponible									
Nota: FCFP = Flujo de caja disponible para el proyecto; FCFE = Flujo de caja disponible para capital privado									
FCFP (calculado a partir de EBIT) en USD	(2,000,000.00)	(3,000,000.00)	(12,500,000.00)	(12,500,000.00)	(60,500,000.00)	(85,500,000.00)	30,886,506.67	30,886,506.67	30,886,506.67
TIR del proyecto (basado en FCFP)	13.4%								
VPN del proyecto (basado en FCFP) en USD	24,843,206.83								
FCFE (calculado a partir de los ingresos netos) en USD	(2,000,000.00)	(1,500,000.00)	(1,875,000.00)	(1,875,000.00)	(24,150,000.00)	(25,650,000.00)	19,890,906.67	20,130,810.67	25,648,602.67
Refinanciamiento del capital privado (basado en FCFE)	27.8%								
VPN del capital privado (basado en FCFE) en USD	3,539,419.61								

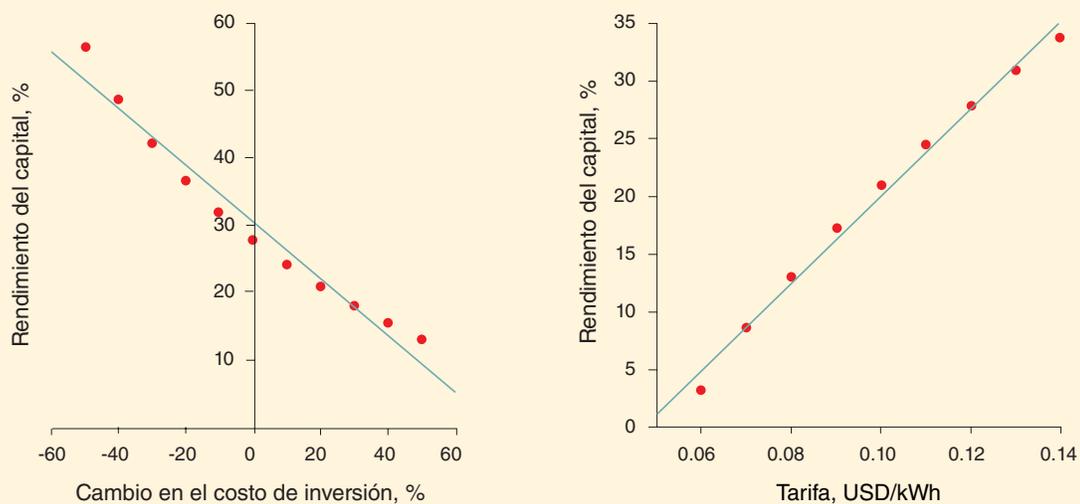
ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

En el análisis de los proyectos de inversión se pueden usar diversas herramientas de análisis de riesgos. El análisis de sensibilidad es una de ellas. Para tomar la decisión de comprometer recursos a un proyecto, el inversionista debe estar satisfecho con que el retorno de la inversión sea lo suficientemente robusto bajo diversos escenarios que afectan los parámetros clave, como el costo de capital (inversión) del proyecto, los costos recurrentes de operación y mantenimiento (O&M), y el nivel de tarifa probable recibido por kilovatio hora vendido a la red eléctrica, así como la estructura de capital y los términos de financiación del proyecto.

Para evaluar el posible impacto de estos parámetros clave sobre el rendimiento del inversionista, suele realizarse un análisis de sensibilidad. A este tipo de análisis a veces se le llama análisis “qué sucedería si” porque muestra qué sucede a la variable clave de interés para el inversionista si otra variable (o, más bien, su valor asumido) cambia. Las variables cuyo impacto se determina usualmente se cambian en un momento dado (aunque varias variables también pueden cambiarse simultáneamente para ver su impacto acumulado). Si se elige este enfoque, cada variable se regresa a su valor inicial asignado en un cierto escenario de referencia antes de proceder con la siguiente variable. Un análisis de este tipo usualmente requiere un modelo de flujo de caja que sea lo suficientemente preciso. El ejemplo anterior se calculó usando un modelo de hoja de cálculo de Excel que simula los flujos de caja al inversionista de capital privado.

ANEXO 3, FIGURA 1

Sensibilidad del rendimiento del capital a varios niveles de costos de inversión y del precio de venta de la electricidad (tarifa)



Fuente | Autores.

Dada la incertidumbre respecto del costo de inversión por megavatio eventualmente incurrido por el proyecto, sirve de ayuda revisar el impacto de una desviación del costo de inversión del caso de referencia. Si se usa el Caso de apoyo del gobierno (consulte el Capítulo 3), la gráfica que se muestra en el Anexo 3, Figura 1 del lado izquierdo ilustra que un exceso en los costos del 20 por ciento reduciría el rendimiento de capital de aproximadamente 28 por ciento a cerca del 21 por ciento.

La gráfica a la derecha muestra que, mientras una tarifa de USD 0.09 por kWh le permite al inversionista alcanzar una tasa de retorno del 17 por ciento, se necesitarían USD 0.11 por kWh o más para alcanzar un rendimiento del capital del 25 por ciento. Se puede observar que las relaciones ilustradas arriba no son exactamente lineales, pero el sentido de la dirección es claro.

Los resultados clave de analizar el impacto de otras variables se pueden resumir de la siguiente forma:

- Si la tasa de interés sobre el préstamo cambia de 6 a 10 por ciento, el rendimiento del capital cae de 28 por ciento a aproximadamente 24 por ciento.
- Si la participación de capital privado en los costos de capital del proyecto cambia de 30 por ciento asumido en el escenario de referencia a 50 por ciento (después del Año 2, pues estamos asumiendo que las inversiones de los primeros 2 años tendrán que ser totalmente financiadas por capital privado), el rendimiento del capital cae a cerca del 21 por ciento. Por el contrario, si la participación de capital privado se reduce al 20 por ciento, el rendimiento del capital alcanza el 33.5 por ciento. Esto se debe al efecto de apalancamiento del préstamo que reemplaza el capital privado en la estructura de capital en la misma cantidad que el capital privado baja.
- Si se asume que el factor de capacidad de la central eléctrica es de 70 por ciento en lugar de 90 por ciento, el rendimiento del capital cae a 18.5 por ciento.
- Si los costos de O&M resultan ser 50 por ciento más altos que lo previsto para el escenario de referencia, el rendimiento del capital caerá de 28 por ciento a 23.5 por ciento; por otra parte, si los costos de O&M resultan ser 50 por ciento más bajos que el escenario de referencia, el rendimiento del capital está cerca de 32 por ciento.

Cabe reiterar que estos resultados de la simulación “qué sucedería si” se hacen en torno al Caso de apoyo del gobierno que incluye financiación parcial mediante subvención en los primeros años del proyecto. El impacto de excluir las subvenciones del cálculo afecta negativamente el rendimiento del capital, y los resultados del análisis de sensibilidad también se verían afectados. A menos que intervengan otros factores (por ejemplo, si la tarifa en el caso base se establece a un nivel más alto que en el Caso de apoyo del gobierno), todas las curvas que describen las relaciones de los parámetros de entrada con el rendimiento del capital cambiarían a la baja por unos cuantos puntos porcentuales.

El rendimiento del capital no es la única cifra clave que puede ser de interés para el inversionista, y puede conducirse un análisis de sensibilidad para muchas otras variables dependientes. Por ejemplo, debido a que el inversionista de capital privado por lo general no es el único inversionista del proyecto, el rendimiento del proyecto como un todo puede ser tan importante como el rendimiento del capital privado. Un modelo de flujo de caja para el rendimiento del proyecto como un todo estaría basado en el mismo costo de inversión y datos operacionales, pero se enfocaría en el flujo de caja disponible para todos los inversionistas, incluidos los proveedores de financiación por préstamo. La tasa de retorno calculada sobre esta base será con frecuencia más baja que el rendimiento del capital privado (debido al efecto de apalancamiento positivo

de la deuda en el último caso), pero esto no necesariamente hace al proyecto menos atractivo porque el rendimiento requerido también sería más bajo en promedio. El proceso del análisis de sensibilidad sería esencialmente el mismo.

Aparte de las dos medidas de rendimiento mencionadas, otras variables podrían prestarse para realizar un análisis de sensibilidad con sentido. Además, también debe tenerse en mente que el modelo financiero que se utilizó no sustituye a un análisis económico del proyecto ni un análisis de expansión para sistemas de electricidad. Los tres son necesarios para diversos propósitos de desarrollar un programa de inversión geotérmica, es decir: (a) optimizar el tamaño de una inversión geotérmica en particular desde la perspectiva del sistema en general; (b) entender los méritos económicos de una inversión geotérmica desde el punto de vista del costo a la sociedad; y (c) entender los impactos de las suposiciones financieras clave, incluidos los costos de capital y las estructuras financieras, sobre los incentivos y las tarifas requeridas de los desarrolladores del sector privado de una inversión específica.



ANEXO 4

CÓMO RECLAMAR BONOS DE CARBONO

REQUISITOS PARA RECLAMAR BONOS DE CARBONO

Los proyectos de energía renovable, como los proyectos de energía geotérmica en los países en desarrollo, tienen el potencial de obtener ingresos adicionales a través de la venta de reducciones de emisiones o 'bonos de carbono', reducciones de emisiones basadas en el proyecto o Reducciones certificadas de emisiones (RCE). Estos ingresos pueden derivarse por medio de varios esquemas tanto en mercados regulados como voluntarios, como el Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL) del Protocolo de Kioto y el Estándar Voluntario de Carbono, junto con otros esquemas en desarrollo en varios países, como Australia, Japón y Corea del Sur.

Los ingresos adicionales de la venta de las reducciones de emisiones pueden mejorar la viabilidad financiera de los proyectos geotérmicos.

Para que cualquier proyecto sea elegible para reclamar bonos de carbono, debe cumplir con los siguientes criterios:

- El proyecto debe respetar las políticas nacionales sobre la sostenibilidad
- El proyecto debe evitar los impactos ambientales, sociales y culturales negativos
- Los bonos deben ser 'adicionales' al escenario usual

Como un primer paso para generar bonos de carbono, el proyecto debería satisfacer los siguientes requisitos para ser registrados con la Junta Ejecutiva del MDL:

- La adicionalidad demuestra que la actividad del proyecto no se implementaría en el escenario usual debido a la existencia de una barrera (p. ej., inversión, técnica, institucional, etc.) o a rendimientos financieros bajos.
- El criterio establece que, en la ausencia de generación de energía geotérmica, la energía equivalente se hubiera suministrado de una mezcla de fuentes de generación conectadas a la red eléctrica y que emiten más gases de invernadero.
- La elegibilidad indica que el proyecto satisface los requisitos del MDL, tales como:
 - a) Fecha de inicio del proyecto
 - b) Satisfacer los requisitos de metodología
 - c) La consideración de los ingresos antes del MDL en la decisión de la inversión está comprobada con evidencia documentada
 - d) Requisitos relacionados a la aprobación del país anfitrión
- La consulta a las partes interesadas implica reunirse con las partes interesadas locales para obtener opiniones del público sobre los impactos ambientales y sociales de los proyectos. El plan de implementación del proyecto debería incluir medidas de mitigación.

ADICIONALIDAD

De acuerdo con la Herramienta para Demostración y Evaluación de la Adicionalidad patrocinada por la Junta Ejecutiva de MDL de NFCCC, los proyectos de energía geotérmica tienen una oportunidad de comprobar la adicionalidad por medio de un análisis de inversión o un análisis de barreras. La siguiente tabla describe algunas barreras identificadas por los desarrolladores de proyectos al demostrar la adicionalidad mediante el análisis de barreras:

ANEXO 4, TABLA 1

Barreras a analizar cuando se establece adicionalidad

TIPO DE BARRERA	EJEMPLOS
Barreras de inversión	<ul style="list-style-type: none">• Riesgos generales del país• Riesgos debido a que el nivel de las tarifas no es suficiente para generar un rendimiento de la inversión en proporción al rendimiento que exigen los inversionistas• Dificultad para obtener financiación
Barreras técnicas	<ul style="list-style-type: none">• Riesgos geológicos• Falta de fiabilidad en las líneas de transmisión• Falta de proveedores de servicios o tecnología• Líneas de transmisión más largas para suministrar electricidad a la red eléctrica principal
Otras barreras	<ul style="list-style-type: none">• Situación política inestable• Asuntos relacionados con la propiedad

Fuente | Harikumar Gadde y Nuyi Tao.

Sin embargo, considerando que muchos proyectos geotérmicos caen dentro de la categoría de gran escala (con más de 15 MW de capacidad), por lo que la Junta Ejecutiva del MDL prefiere usar el análisis de inversión, estos proyectos geotérmicos de gran escala necesitan una evaluación financiera detallada para demostrar que el proyecto no es financieramente viable sin la consideración de ingresos por el MDL. Esto incluye la evaluación de varios parámetros de entrada usados en el análisis financiero y su validez y aplicabilidad al momento del proceso de toma de decisiones para la inversión.

ENFOQUE DE MDL BASADO EN PROYECTO VERSUS PROGRAMA

El MDL permite el acceso a fondos de carbono ya sea por medio del registro de proyectos individuales de acuerdo con un enfoque de proyecto por proyecto o un enfoque programático. El primer enfoque es adecuado para desarrolladores individuales con una capacidad para acceder a fondos de carbono y para desarrollar sus proyectos por su cuenta. El enfoque programático es mejor para apoyar políticas que promueven las inversiones en energía limpia, para ampliar desarrollos con costos de transacción reducidos^{vi} y para brindar apoyo a los desarrolladores pequeños que no tienen capacidad para desarrollar los bienes de carbono por su cuenta.

Aunque el enfoque de proyecto por proyecto del MDL ya está comprobado y está relativamente estandarizado, se espera que el enfoque programático del MDL acelere la implementación de las actividades, reduzca los costos de transacción y ayude al gobierno a implementar sus iniciativas de políticas de manera efectiva. El enfoque del Programa de actividades (PdA) está desarrollado para usarse en casos en los que se está implementando una política o un objetivo con el beneficio de las finanzas del carbono, como en el caso de las propuestas de promoción de la energía geotérmica en Kenia y otros países. Un PdA que respalda la implementación de la política del gobierno debería estructurarse de modo que aborde las barreras (como el costo creciente, el costo de inversión inicial alto y la dificultad de financiación) de una manera integral para promover el desarrollo geotérmico, al mismo tiempo que considera los ingresos de la venta de bonos de carbono. Estos programas de apoyo a las políticas garantizan que el PdA no es solo un simple paquete de proyectos geotérmicos grandes, sino que está ayudando a ampliar el desarrollo de proyectos geotérmicos en todo el país.

De acuerdo con el enfoque de PdA, cualquier cantidad de proyectos elegibles similares puede agregarse en cualquier momento durante la vida del programa.^{vi} Se espera que esta inclusión de proyectos evite el lento proceso de proyectos individuales de MDL que involucra una consulta a las partes interesadas, la aprobación del país anfitrión, una validación detallada y el registro de MDL.

Sin embargo, debe actuarse con precaución cuando se elige el enfoque programático. Desde que la Junta Ejecutiva de MDL aprobó los procedimientos del PdA en su reunión N.º 32 del 22 de junio del 2007, solo se han registrado 5 PdA, y hay aproximadamente 40 bajo proceso de validación. Esos PdA son todos proyectos dispersos a pequeña escala (menos de 15 MW para proyectos de energía renovable y menos de 60 GWh en ahorros anuales para proyectos de eficiencia energética) que siguen los procedimientos simplificados de la Junta Ejecutiva de MDL para proyectos a pequeña escala.^{viii} Las capacidades instaladas de los proyectos geotérmicos son en su mayoría de más de 15 MW. Determinar si el enfoque de PdA es adecuado para proyectos de energía renovable de gran escala es algo que todavía debe probarse y comprobarse,^{ix} particularmente con respecto al tiempo de procesamiento para el registro de MDL y el apoyo al desarrollo de la ampliación.

^{vi} Debido a la naturaleza cambiante de los lineamientos y enfoques del PdA, los plazos para el registro de los programas son todavía más largos que lo esperado. Hasta los proyectos independientes están tomando más tiempo en registrarse debido a las mejoras continuas con los procedimientos, lineamientos y requisitos nuevos resultantes de CDM para demostrar su elegibilidad como CDM.

^{vii} De acuerdo con los procedimientos para registro de un PdA, la duración del PdA no debe ser mayor que 28 años. Eso significa que la duración del período de otorgamiento de crédito de cualquier Actividad de proyecto CDM (CPA) incluida deberá estar limitada a la fecha final de la PdA independientemente de cuándo se agregó la CPA. Por ejemplo, si una CPA se agrega en el año 22 del programa, la misma será elegible para reclamar reducciones de emisión solamente por 6 años. El período de otorgamiento de créditos de una CPA es ya sea un máximo de 7 años, que puede renovarse como máximo 2 veces, o un máximo de 10 años sin opción de renovación.

^{viii} Excepto uno en Vietnam que propone usar metodología a gran escala para proyectos de desarrollo hidroeléctrico.

^{ix} Actualmente no existen lineamientos claros sobre cómo demostrar adicionalidad, la cual es básica para la elegibilidad para CDM, para actividades de proyectos a gran escala bajo un método PdA.



REFERENCIAS

- Azuela, Gabriela Elizondo y Luiz Augusto Barroso. 2011. Design and Performance of Policy Instruments to Promote the Development of Renewable Energy: Emerging Experience in Selected Developing Countries. Energy And Mining Sector Board Discussion Paper No. 22, Abril. Washington, DC: Banco Mundial.
- Bertani, R. 2010. "World Geothermal Generation in 2010." Proceedings from WGC 2010, Bali. Obtenido de http://www.wgc2010.org/pdf/WGC2010_Daily_News_1stEdition.pdf
- Bertani, R., e I. Thani. 2002. "Geothermal Power Generation Plant CO₂ Emission Survey.' Noticias de la Asociación Internacional de Geotermia 49 (Jul-Sep): 1-3. Obtenido de www.geothermal-energy.org/files-39.html.
- Bickel, E., J. Smith y J. Meyer. 2008. "Modelling Dependence among Geologic Risks in Sequential Exploration Decisions." Society of Petroleum Engineers: Reservoir Evaluation & Engineering 11 (2): 352-361.
- Bloomfield, K.K., J.N. Moore y R.N. Neilson. 2003. "Geothermal Energy Reduces Greenhouse Gases." Boletín del Consejo de Recursos Geotérmicos 32: 77-79.
- Bloomquist, R.G. y G. Knapp. 2002. Economics and Financing. Programa de Energía de la Universidad Estatal de Washington. Olympia, Washington: UNESCO.
- BNEF (Bloomberg New Energy Finance). 2010. Geothermal—LCOE. Nota de investigación. 30 de marzo del 2010.
- . 2011. Geothermal Financing Strategies: Pricing the Risk. Nota de investigación. 18 de agosto del 2011.
- Calpine. 2010. The Geysers. Obtenido el 22 de enero del 2010, de www.thegeysers.com/history.htm.
- Castlerock Consulting. 2011. The New Geothermal Policy Framework. Informe Fase 2 (Borrador) del Ministerio de Energía y Recursos Minerales de Indonesia, 26 de mayo.
- CEAC (Comité de Electrificación de América Central). 2009. Plan Indicativo Regional de la Expansión, período 2009–2023.
- Chevron. 2011. 2011 Complemento del informe anual. Obtenido de <http://www.chevron.com/documents/pdf/chevron2011annualreportsupplement.pdf>.
- CIF (Fondo de Inversión para Asuntos Climáticos). 2010. Clean Technology Fund Investment Plan for Indonesia. 7 de enero 2010.
- . 2011a. Kenia: Programa de Aumento del Aprovechamiento de Fuentes Renovables de Energía (SREP) Informe de la misión de delimitación del Socio de desarrollo conjunto. 7-11 de febrero. Obtenido de http://www.climateinvestmentfunds.org/cif/sites/climateinvestmentfunds.org/files/Kenya_post_mission_report_March_10_2011.pdf

- , 2011b. Plan de inversión para Kenia del Programa de Aumento del Aprovechamiento de Fuentes Renovables de Energía (SREP). Borrador, mayo del 2011.
- Danapal, G. 2011. "Philippine Geothermal Giant EDC Greens the Earth in More Ways than One." *Green Prospects Asia* 5, Octubre. Obtenido de http://issuu.com/greenpurchasingasia/docs/gpa_october_digital.
- Deloitte. 2008. *Geothermal Risk Mitigation Strategies Report*. Departamento de Energía/Oficina de Energía Programa de Eficiencia y Energía Geotérmica Renovable. 15 de febrero.
- Dickson, M.H. y M. Fanelli. 2004. *What is geothermal energy?* Pisa, Italia.
- Dolor, Francis. 2006. *Ownership, Financing and Licensing of Geothermal Projects in the Philippines*. Artículo presentado en el taller en San Salvador, El Salvador, 26 de noviembre al 2 de diciembre del 2006.
- Dowd, Anne-Maree, Naomi Boughen, Peta Ashworth, Simone Carr-Cornish y Gillian Paxton. 2010. *Geothermal Technology in Australia: Investigating Social Acceptance*. Australia: CSIRO.
- Earth Policy Institute. 2011. *Countries that Could Meet 100 Percent of Electricity Demand with Geothermal Energy*. Obtenido de www.earthpolicy.org.
- Elíasson, Einar Tjörvi. 2001. *Power Generation from High-Enthalpy Geothermal Resources*. Autoridad Nacional de Electricidad, Reikiavik, Islandia. Boletín de GHC, Junio del 2001.
- Enel Green Power. 2011. Obtenido el 22 de septiembre del 2011, de http://www.enelgreenpower.com/en-GB/company/about_us/index.aspx.
- ESMAP (Programa de Asistencia para la Gestión del Sector Energético). 2007. *Technical and Economic Assessment of Off-Grid, Mini-Grid and Grid Electrification Technologies*. Ensayo técnico 121/07. Washington DC: ESMAP.
- Fridleifsson, I.B., et al. 2008. "The Possible Role and Contribution of Geothermal Energy to the Mitigation of Climate Change." Informe para el Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC). Reikiavik, Islandia, febrero.
- Gipe, Paul. 2008. *Geothermal Feed-In Tariffs Worldwide*. Obtenido el 23 de junio del 2011, de <http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2011/06/geothermal-feed-in-tariffs-worldwide>.
- Girones, Enrique Ortega, Alexandra Pugachevsky y Gotthard Walser. 2009. *Mineral Rights Cadastre. Promoting Transparent Access to Mineral Resources*. Extractive Industries for Development Series #4, Junio. Washington, DC: Banco Mundial.
- GoK (Gobierno de Kenia). 2010. Ministerio de Energía. *Feed-In-Tariffs Policy on Wind, Biomass, Small-Hydro, Geothermal, Biogas And Solar Resource Generated Electricity*. Edición inicial. Marzo del 2008. 1a revisión, enero del 2010.
- Gunnarsson, Gunnar Ingi. 2011. "Geothermal Power Plants." Presentación en el Ministerio de Asuntos Extranjeros, Reikiavik, Islandia, 1 de noviembre.

- Hinchliffe, Stephen, James Lawless y Greg Lee. 2010. Innovative Process for Engaging Stakeholders in the Formation of Policy for Geothermal Developments. Australia: Sinclair Knight Merz.
- Ibrahim, Herman y Antonius RT Artono. 2010. "Experience of Acquiring Geothermal Concession Areas in Indonesia: Analysis of Pre-Tender Information, Price Cap Policy and Tender Process." Actas del Congreso Mundial sobre Geotermia del 2010, Bali, Indonesia, 25-29 de abril.
- ICEIDA (Agencia Islandesa para el Desarrollo). 2010. The Katwe-Kikorongo Geothermal Prospect: Un informe sobre un prospecto geotérmico. Reikiavik, Islandia.
- IEA (Agencia Internacional de la Energía). 2008. Deploying Renewables: Principles for Effective Policies. Francia: OCED/IEA.
- , 2.009a. World Energy Outlook 2009. Francia: OECD/IEA.
- , 2009b. Electricity/Heat in United States in 2009. Obtenido el 25 de enero del 2011 de http://www.iea.org/stats/electricitydata.asp?COUNTRY_CODE=US.
- , 2.011a. World Energy Outlook 2011. Francia: OECD/IEA.
- , 2011b. Technology Roadmap: Geothermal Heat and Power. Francia: OCED/IEA.
- IFC (Corporación Internacional de Finanzas). 2011. Geothermal Well Productivity Insurance (GWPI) in Turkey. Anuncio de licitación. Obtenido de <http://www.devex.com/en/projects/geothermal-well-productivity-insurance-gwpi-in-turkey>.
- IFC/Banco Mundial 2007. Environmental, Health and Safety (EHS) Guidelines for Geothermal Power Generation. Obtenido de [http://www.ifc.org/ifcext/sustainability.nsf/AttachmentsByTitle/gui_EHSGuidelines2007_GeothermalPowerGen/\\$FILE/Final+-+Geothermal+Power+Generation.pdf](http://www.ifc.org/ifcext/sustainability.nsf/AttachmentsByTitle/gui_EHSGuidelines2007_GeothermalPowerGen/$FILE/Final+-+Geothermal+Power+Generation.pdf).
- ÍSOR (Iceland Geosurvey). 2005. Correspondencia por correo electrónico con Magnus Gehringer.
- , 2009. "Classical Geothermal Studies: The Pre-Feasibility Phase." Sesión de pósteres de exploración de la Reunión anual del Consejo de Recursos Geotérmicos, Reno, Nevada, EE. UU.
- Jóhannesson, Sigpór (Director General de Verkís Geothermal Engineering, Islandia), comunicación personal mediante comentarios escritos en el borrador de la guía, presentado en marzo del 2011.
- Kagel, Alyssa, Diana Bates y Karl Gawell. 2007. A Guide to Geothermal Energy and the Environment. Washington, DC: Asociación de Energía Geotérmica. Obtenido de <http://geo-energy.org/reports/Environmental%20Guide.pdf>.
- Ketilsson, J. et al. 2010. Legal Framework and National Policy for Geothermal in Iceland. Reikiavik, Islandia.
- Kutscher, Charles F. 2000. The Status and Future of Geothermal Electric Power. Ensayo de conferencia presentado en la Conferencia de la Sociedad Estadounidense de Energía Solar, Madison, Wisconsin, 16-21 de junio.
- Maurer, Luiz, Luiz Barrozo, et al. 2011. 2011. Electricity Auctions: An Overview of Efficient Practices. Edición para conferencia, febrero, Washington, DC: Banco Mundial/ESMAP.

- Mwangi, Martin. 2005. Informe de país actualizado para Kenia 2000-2005. Actas del Congreso Mundial sobre Geotermia del 2005, Antalya, Turquía, 24-29 de abril.
- , 2010. The African Rift Geothermal Facility (Argeo)—Status. Kenia, 29 de octubre—19 de noviembre.
- NEA (Autoridad Nacional de Energía, Orkustofnun). 2010. Electricity Generation 1969 to 2009. Obtenido el 25 de enero del 2010 de <http://www.nea.is/geothermal/electricity-generation/>.
- Norton Rose. 2010. A Guide to the Geothermal Tender Process in Indonesia. Junio del 2010. Obtenido de <http://www.nortonrose.com/knowledge/publications/28739/a-guide-to-the-geothermal-tender-process-in-indonesia>.
- Ogena M.S., R.B. Maria, M.A. Stark, A.V. Oca, A.N. Reyes, A.D. Fronda, F.E.B. y Bayon. 2010. Philippine Country Update: 2005-2010 Geothermal Energy Development. Actas del Congreso Mundial sobre Geotermia del 2010, Bali, Indonesia, 25-29 de abril.
- Peñarroyo, Fernando S. 2010. Renewable Energy Act of 2008: Legal and Fiscal Implications to Philippine Geothermal Exploration and Development. Actas del Congreso Mundial sobre Geotermia del 2010, Bali, Indonesia, 25-29 de abril.
- Pilipinasenergy. 2009. "EDC Subsidiary Acquires the Palinpinon and Tongonan Geothermal Plants." Publicación en blog, 3 de septiembre. Obtenido de <http://pilipinasenergy.blogspot.com/2009/09/edc-subsidiary-acquires-palpinon-and.html>.
- Quijano-León, José Luis. 2010. Impacto Estratégico de la Energía Geotérmica y Otras Renovables en Centro América, SICA. Presentación en el taller del Banco Mundial, Ciudad de Panamá, 25 de mayo.
- Quijano-León, José Luis y Luis C.A. Gutiérrez-Negrín. 2003. An Unfinished Journey: 30 Years of Geothermal-Electric Generation in Mexico. Morelia, México: Consejo de Recursos Geotérmicos. Septiembre/octubre.
- Raiffa, H. 1968. Decision Analysis: Introductory Lectures on Choices under Uncertainty. Lectura, MA: Addison-Wesley.
- Saemundsson, Kristján, Gudni Axelsson y Benedikt Steingrímsson. 2011. Geothermal Systems in Global Perspective. ÍSOR—Iceland GeoSurvey, enero.
- Sanyal, S. y J.W. Morrow. 2005 Quantification of Geothermal Resource Risk—A Practical Perspective. Richmond, California: Geothermex Inc.
- , 2012. "Success and the Learning Curve Effect in Geothermal Well Drilling—a Worldwide Survey." Actas del taller número treinta y siete en Ingeniería de yacimientos geotérmicos, Stanford, California.
- Schlumberger Business Consulting. 2009. Improving the Economics of Geothermal Development through an Oil and Gas Industry Approach. Schlumberger Business Consulting.

- Schulz, R., S. Pester, R. Schellschmidt y R. Thomas. 2010. Quantification of Exploration Risks as Basis for Insurance Contracts. Congreso Mundial sobre Geotermia del 2010, Bali, Indonesia, 25-29 de abril.
- Simiyu, S. 2008, Dec. "Status of Geothermal Development in Kenya: KenGen's Plan for Expansion." Presentación. Obtenida de www.ics.trieste.it/media/140918/df6044.pdf.
- Tordo, Silvana, David Johnston y Daniel Johnston. 2010. Petroleum Exploration and Production Rights: Allocation Strategies and Design Issues. Ensayo de trabajo N.º 179. Washington, DC: El Banco Mundial. Obtenido de <http://issuu.com/world.bank.publications/docs/9780821381670>.
- UNEP (Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente). 2009. The Global Trends in Sustainable Energy Investment 2009 Report. Nairobi, Kenia.
- UNFCCC (Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático). Proyectos CDM registrados. Obtenido el 22 de diciembre del 2010, de <http://cdm.unfccc.int/Projects/registered.html>.
- . Outcomes of the Work of the Ad Hoc Working Group on Long-term Cooperative Action under the Convention (Sección D del documento COP16). Obtenido el 7 de enero del 2011, de http://unfccc.int/files/meetings/cop_16/application/pdf/cop16_lca.pdf.
- DdE de EE. UU. (Departamento de Energía de EE. UU.). 2006. "Geothermal Power Plants — Minimizing Land Use and Impact." Obtenido de http://www1.eere.energy.gov/geothermal/geopower_landuse.html
- . 2009. 2008 Informe del Mercado de Tecnologías Geotérmicas. Washington, DC: Departamento de Energía de EE. UU., julio
- Vimmerstedt, L. 1998. Opportunities for Small Geothermal Projects: Rural Power for Latin America, the Caribbean, and the Philippines. Washington, DC: Laboratorio Nacional de Energía Renovable.
- Wainaina, Kaara. (2010, Feb). "KenGen Sets Stage for Bulk Steam Power." Business Daily. Tomado de <http://allafrica.com/stories/201002091027.html>.
- Banco Mundial. 1996. The Philippines Energy Sector Project: Implementation Completion Report. Informe N.º 15657. Washington, DC.
- The Leyte-Luzon Geothermal Project: Implementation Completion Report. Informe N.º 20951. Washington, DC.
- . 2004. Geothermal Power Development in Eastern Africa: The Case Study of Mexico and Central America. Washington, DC.
- . 2009. Attracting Investors to African Public-Private Partnerships: A Project Preparation Guía. Washington, DC.
- . 2010a. Kenya Electricity Expansion Project. Documento de cotización de proyectos. Washington, DC, febrero. Obtenido el 3 de marzo del 2010 de <http://documents.worldbank.org/curated/>

- en/2010/05/12217930/kenya-electricity-expansion-project.
- , 2010b. Implementation Completion and Results Report (ICR) on the First Phase of the \$25 Million Geothermal Energy Development Program (GeoFund) in Europe and Central Asia. Washington, DC, 30 de junio del 2010.
- , 2011. Documento de cotización de proyectos en el Proyecto de Inversión de Energía Geotérmica Limpia (Desarrollo total del proyecto en las Unidades 3 y 4 de Ulubelu y las Unidades 5 y 6 de Lahendong) & 6). 27 de junio del 2011.
- , Datos sobre la población del país. Obtenido el 20 de enero del 2011 de <http://web.worldbank.org/WBSITE/EXTERNAL/TOPICS/EXTHEALTHNUTRITIONANDPOPULATION/EXTDATASTATISTICSHNP/EXTHNPSTATS/0,,contentMDK:21563574~menuPK:3385544~pagePK:64168445~piPK:64168309~theSitePK:3237118~isCURL:Y,00.html>
- Banco Mundial/FMAM. 2008. Proyecto de desarrollo de generación de energía geotérmica. 1 de mayo del 2008.
- Banco Mundial/PPIAF. 2010. An Assessment of Geothermal Resource Risks in Indonesia. Preparado para el Banco Mundial por GeothermEx, Inc. Richmond, California.
- Asociación Mundial Nuclear. "Cooling Power Plants." Obtenido de http://www.world-nuclear.org/info/cooling_power_plants_inf121.html.





**PROGRAMA DE ASISTENCIA PARA LA GESTIÓN DEL SECTOR
ENERGÉTICO**

BANCO MUNDIAL

1818 H STREET, NW

WASHINGTON, DC 20433 EE. UU.

CORREO ELECTRÓNICO: ESMAP@WORLDBANK.ORG

SITIO WEB: WWW.ESMAP.ORG

CRÉDITOS DE LAS FOTOGRAFÍAS

PORTADA | © ISOR

CONTRAPORTADA | © ISTOCKPHOTO

ÍNDICE | © ISTOCKPHOTO

PRÓLOGO | © THINKGEOENERGY

RECONOCIMIENTOS | © ISTOCKPHOTO

PÁGINA 121 | © INGRAM PUBLISHING

PÁGINA 128 | © THINKGEOENERGY

PÁGINA 139 | © ISTOCKPHOTO

PÁGINA 143 | © CREATIVE COMMONS, MAGICAL WORLD

CONTRACUBIERTA INTERIOR | © THINKGEOENERGY

CRÉDITOS DE PRODUCCIÓN

EDITOR DE PRODUCCIÓN | HEATHER AUSTIN

DISEÑO | MARTI BETZ DESIGN

REPRODUCCIÓN | PROFESSIONAL GRAPHICS PRINTING, INC.