



Evaluación del Potencial de Usos Termales y No Termales del Agua del SAG

Ref.: Licitación SBCC/01/04 – 1/1018.1

Proyecto para la Protección Ambiental y Desarrollo Sostenible del Sistema Acuífero Guaraní



Informe

Empresas Participantes:

Tahal Consulting Engineers Ltd., Seinco S.R.L., Hidroestructuras S.A., Hidrocontrol S.A., Hidroambiente S.A.

hidrocontrol s.a.
CONSULTORÍA Y SERVICIOS



HIDROESTRUCTURAS S.A.



TAHAL
Israel



SEINCO



ARCADIS hidro ambiente s.a.



Equipo del Proyecto

Responsables Nacionales

Por Argentina	Fabián López
Por Brasil	Eustaquio Luciano Zica
Por Paraguay	Carlos López Dose
Por Uruguay	Víctor Rossi

Coordinadores Nacionales:

Argentina	Miguel Ángel Giraut
Brasil	Joao Bosco Senra
Paraguay	Elena Benítez
Uruguay	Lourdes Batista

Representantes de OEA:

Jorge Rucks
Carlos Sténeri

Representantes Banco Mundial:

Abel Mejía
Douglas Olson
Samuel Taffesse

Integrantes de la Secretaría General:

Secretario General	Luiz Amore
Coordinador Técnico	Jorge Santa Cruz
Coordinador Técnico	Daniel García Segredo
Coord. Comunicación	Roberto Montes
Administración	Luis Reolón
Asistente Técnico	Alberto Manganelli
Auxiliar Técnico	Santiago Ferrero
Informática	Diego Lupinacci
Secretaria Bilingüe	Mariángel Valdés

Facilitadores proyectos piloto:

Concordia – Salto	Enrique Massa Segui
Rivera – Santana	Achylles Bassedas
Itapúa	Alicia Eisenköbl
Ribeirão Preto	Mauricio dos Santos



La ejecución del Proyecto para la Protección Ambiental y Desarrollo Sostenible del Sistema Acuífero Guaraní es posible gracias al acuerdo de cooperación alcanzado entre los gobiernos de Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay, el aporte financiero del Global Environment Facility (GEF) y otros donantes, la cooperación técnica y financiera del Banco Mundial que es la agencia implementadora de los Fondos GEF y la Secretaría General de la Organización de Estados Americanos (SG/OEA) en su condición de agencia ejecutora regional.

El contrato “Servicios de Hidrogeología General, Termalismo y Modelo Regional del Acuífero Guaraní - Ref.: Licitación SBCC/01/04 – 1/1018.1” fue realizado en el marco del Proyecto Acuífero Guaraní dentro de la Componente 1, destinada a la expansión y consolidación de la base de conocimiento científico y técnico existente acerca del Sistema Acuífero Guaraní.

Las Empresas Participantes son:

Consorcio Guaraní: Tahal Consulting Engineers Ltd., Seinco S.R.L.,

Hidroestructuras S.A., Hidrocontrol S.A., Hidroambiente S.A

Dirección: Bartolomé Mitre 1480 / 602, Montevideo.

Tel-fax: (598-2) 915.33.63.

Coordinador Técnico: Dr. Gerardo Veroslavsky

Los resultados, interpretaciones, conclusiones, denominaciones y opiniones vertidas en este informe y la forma en que aparecen son responsabilidad exclusiva del autor y no implican juicio alguno sobre las condiciones jurídicas de los países, territorios, ciudades o zonas, o de actividades diversas, ni respecto de la delimitación de sus fronteras o límites, por parte de los países beneficiarios, ni de la Secretaría General de la OEA (SG/OEA), ni de la Secretaría General del Proyecto (SG-SAG).



Índice

1. INTRODUCCION A LOS USOS DEL AGUA DEL SAG.....	1
2. USOS NO TERMALES DEL SAG.....	1
2.1 Análisis de la BDH-SAG.....	11
2.1.1 Levantamiento de datos.....	11
2.1.2 Distribución de los pozos y uso actual del SAG.....	12
2.1.3 Uso actual del SAG por país.....	15
2.1.4 Distribución de pozos por estados, provincias y departamentos.....	18
2.1.5 Distribución de pozos por profundidad.....	20
2.1.6 Relación de profundidad / caudal en pozos de Brasil.....	23
2.2 CONCLUSIONES DE LOS USOS DEL AGUA DEL SAG.....	23
3. ANALISIS DE USOS ENERGETICOS DEL RECURSO GEOTERMICO EN EL SAG.....	25
3.1 INTRODUCCIÓN A LA ENERGIA GEOTERMICA.....	25
3.2 EVALUACIÓN DEL POTENCIAL GEOTERMAL.....	29
3.2.1 Parámetros característicos.....	33
3.2.2 Información disponible.....	41
3.2.3 Evaluación del potencial geotermal.....	47
3.3 VIABILIDAD TÉCNICA.....	50
3.3.1 Tipos de usos del recurso geotermal.....	50
3.3.2 Elementos para la evaluación del uso del recurso.....	57
3.3.3 Complementación con otras fuentes de energía disponibles.....	61
3.4 SOLUCIONES TECNOLÓGICAS.....	65
3.4.1 Tecnología aplicable a los diferentes usos.....	65
3.5 APLICACIONES VIABLES EN DIFERENTES REGIONES DEL SAG.....	78
3.5.1 Ejemplo de aplicación en Salto, Uruguay.....	78
3.6 ANÁLISIS DEL USO DEL RECURSO GEOTERMAL A LARGO PLAZO.....	87



3.7 CONCLUSION DE LOS USOS ENERGETICOS DEL RECURSO GEOTERMICO EN EL SAG.....	89
4. EVALUACION ECONOMICA Y FINANCIERA DEL POTENCIAL DE USO DEL AGUA NO TERMAL DEL SAG.....	90
4.1 METODOLOGIA DE TRABAJO.....	93
4.2 ANALISIS DE LA BDH-SAG PARA LA EVALUACION ECONOMICA DE LOS USOS DE AGUA POR REGION.....	100
4.3 PROYECTO RIBEIRAO PRETO (SAO PAULO, BRASIL).....	109
4.3.1 Pozo promedio.....	110
4.3.2 Costos de inversiones, operación y mantenimiento.....	110
4.3.3 Beneficios económicos del proyecto.....	113
4.3.4 Resultados.....	116
4.4 PROYECTO ITAPUA (PARAGUAY).....	121
4.4.1 Pozo promedio.....	123
4.4.2 Costos de inversiones, operación y mantenimiento.....	123
4.4.3 Beneficios económicos del proyecto.....	126
4.4.4 Resultados.....	128
4.5 PROYECTO RIVERA (URUGUAY) – SANT’ANA DO LIVRAMENTO (BRASIL).....	133
4.5.1 Pozo promedio.....	134
4.5.2 Costos de inversiones, operación y mantenimiento.....	135
4.5.3 Beneficios económicos del proyecto.....	137
4.5.4 Resultados.....	140
4.6 PROYECTO CONCORDIA (ARGENTINA) - SALTO (URUGUAY).....	145
4.6.1 Introducción.....	145



4.6.2	
Datos generales.....	146
4.6.3 Pozo promedio.....	148
4.6.4 Costos de inversiones, operación y mantenimiento.....	148
4.6.5 Beneficios del proyecto.....	151
4.6.6 Resultados.....	153
4.7 CONCLUSIONES DE LA EVALUACION ECONOMICA Y FINANCIERA DEL POTENCIAL DE USO DEL AGUA NO TERMAL DEL SAG.....	158
5. BILIOGRAFIA.....	161



FIGURAS

Figura 2.1 Provincias hidrogeológicas de Brasil.....	3
Figuras 2.2 a 2.7. Provincias hidrogeológicas presentes en algunos estados de Brasil.....	5, 6
Figura 2.8. Límites aproximados del SAG en Paraguay.....	9
Figura 2.9 Límites aproximados del SAG en Uruguay.....	10
Figura 2.10 Distribución por país del total de pozos registrados en la BDH-SAG.....	12
Figura 2.11 Volumen de consumo estimado de agua del SAG por país.....	13
Figura 2.12 Volumen de consumo estimado de agua del SAG por país.....	14
Figura 2.13 Caudal medio explotado por profundidad media de los pozos registrado en el SAG.....	15
Figura 2.14 Distribución de los usos del agua en los pozos registrados y en actividad del SAG en Brasil.....	16
Figura 2.15 Distribución de los usos del agua en los pozos registrados y en actividad del SAG en el Brasil.....	17
Figura 2.16 Distribución de los usos del agua en los pozos registrados y en actividad del SAG en Brasil.....	17
Figura 2.17 Distribución de pozos por estado del SAG en Brasil. Un total de 1998 pozos fueron registrados por el PSAG.....	18
Figura 2.18 Distribución de pozos por departamentos del SAG en Paraguay.....	19
Figura 2.19 Distribución de pozos activos que extraen agua del SAG en Uruguay.....	19
Figura 2.20 – Distribución por clases de profundidad de pozos perforados en territorio argentino.....	20
Figura 2.21 Distribución por clases de profundidad de pozos perforados en territorio brasileño.....	21
Figura 2.22 Distribución por clases de profundidad de pozos perforados en territorio paraguayo.....	21
Figura 2.23 Distribución por clases de profundidad de pozos perforados en territorio uruguayo.....	22
Figura 2.24 Distribución por media de caudal y clases de profundidad de pozos perforados en el SAG en territorio brasileño.....	23
Figura 3.1 Diagrama de Lindal modificado.....	26



Figura 3.2 Esquema del reservorio.....	34
Figura 3.3 Esquema de pozo y variables de operación.....	34
Figura 3.4 Variación de la presión y cota de superficie libre con el caudal.....	35
Figura 3.5 Diagrama energético de una utilización geotermal.....	38
Figura 3.6 Curva de demanda de potencia de un sistema.....	39
Figura 3.7 Curvas de igual temperatura del agua del reservorio.....	42
Figura 3.8 Curvas de igual cota de techo del acuífero.....	43
Figura 3.9 Curvas de igual altitud.....	44
Figura 3.10 Piezométrica a caudal nulo.....	46
Figura 3.11 Potencia térmica disponible en la superficie referida al caudal másico extraído.....	47
Figura 3.12 Potencia mecánica requerida para extraer la potencia térmica requerida referida al caudal másico extraído.....	48
Figura 3.13 Potencia térmica disponible referida a la potencia mecánica requerida.....	49
Figura 3.14 Esquema de uso térmico directo.....	51
Figura 3.15 Intercambiador de calor pozo abajo.....	53
Figura 3.16 Pozo encamisado.....	54
Figura 3.17 Pozo con tubo convector.....	55
Figura 3.18 Intercambiador de calor de placas.....	56
Figura 3.19 Bomba de calor GCHP.....	66
Figura 3.20 Bomba de calor GWHP.....	67
Figura 3.21 Bomba de calor SWHP.....	68
Figura 3.22 Figura de un ciclo de vapor.....	70
Figura 3.23 Ciclo de vapor en un diagrama de estado presión – entalpía.....	71
Figura 3.24 Esquema de la explotación del recurso.....	78
Figura 3.25 Intercambiador de tubo y carcasa de flujo cruzado.....	80
Figura 3.26 Intercambiador de calor de flujo cruzado y tubos aletados.....	80
Figura 3.27 Intercambiador de calor de placas.....	81
Figura 3.28 Evolución de la temperatura en la ciudad de Salto.....	86



TABLAS

Tabla 2.1 Áreas y porcentajes del SAG por país.....	2
Tabla 2.2 Datos hidrogeológicos del SAG en Brasil.....	5
Tabla 2.3 Municipios que se abastecen principalmente del SAG.....	7
Tabla 2.4 Datos hidrogeológicos de las distintas formaciones del SAG en Brasil.....	7
Tabla 3.1 Clasificación de los recursos geotérmicos.....	32
Tabla 3.2 Ensayo de bombeo del pozo de Salto.....	81
Tabla 3.3 Valores recomendados de temperaturas.....	82
Tabla 3.4 Superficies de intercambio de intercambiadores para los invernaderos.....	84
Tabla 4.1 Algunas Relaciones de Precios de Cuenta.....	96
Tabla 4.2 Brasil - Relaciones entre Precios de Mercado y Precios de Eficiencia.....	97
Tabla 4.3 Pozos del Sistema Acuífero Guaraní.....	101
Tabla 4.4 Pozos de las regiones pilotos seleccionadas del SAG.....	102
Tabla 4.5 Situación con proyecto inversiones	112
Tabla 4.6 Costos de Operación y Mantenimiento anuales en US\$ agosto 2007.....	113
Tabla 4.7 Beneficios por ahorro de costos en Inversiones en miles de US\$ de agosto 2007.....	114
Tabla 4.8 Costos de Operación y Mantenimiento anuales en US\$ de agosto 2007.....	115
Tabla 4.9 Indicadores de Rentabilidad Económica.....	117
Tabla 4.10 Indicadores de Rentabilidad Financiera.....	119
Tabla 4.11 Resultados del análisis de sensibilidad.....	119
Tabla 4.12 Costo Marginal de Largo Plazo - Valor presente en US\$ de agosto 2007.....	121
Tabla 4.13 Situación con proyecto Inversiones.....	124
Tabla 4.14 Costos de Operación y Mantenimiento anuales en US\$ agosto 2007.....	125
Tabla 4.15 Beneficios por ahorro de costos en Inversiones en miles de US\$ de agosto 2007.....	126
Tabla 4.16 Costos de Operación y Mantenimiento anuales en US\$ de agosto 2007.....	127



Tabla 4.17 Indicadores de Rentabilidad Económica.....	129
Tabla 4.18 Indicadores de Rentabilidad Financiera.....	131
Tabla 4.19 Resultados del análisis de sensibilidad.....	131
Tabla 4.20 Costo Marginal de Largo Plazo - Valor presente en US\$ de agosto 2007.....	133
Tabla 4.21 Situación con proyecto. Inversiones.....	136
Tabla 4.22 Costos de Operación y Mantenimiento anuales en US\$ agosto 2007.....	137
Tabla 4.23 Beneficios por ahorro de costos en Inversiones en miles de US\$ de agosto 2007.....	138
Tabla 4.24 Costos de Operación y Mantenimiento anuales en US\$ de agosto 2007.....	139
Tabla 4.25 Indicadores de Rentabilidad Económica.....	141
Tabla 4.26 Indicadores de Rentabilidad Financiera.....	142
Tabla 4.27 Resultados del análisis de sensibilidad.....	143
Tabla 4.28 Costo Marginal de Largo Plazo - Valor presente en US\$ de agosto 2007.....	144
Tabla 4.29 Situación con proyecto - Inversiones.....	149
Tabla 4.30 Costos de Operación y Mantenimiento anuales en US\$ agosto 2007.....	150
Tabla 4.31 Beneficios por ahorro de costos en Inversiones en miles de US\$ de agosto 2007.....	151
Tabla 4.32 Costos de Operación y Mantenimiento anuales en US\$ de agosto 2007.....	152
Tabla 4.33 Indicadores de Rentabilidad Económica.....	154
Tabla 4.34 Indicadores de Rentabilidad Financiera.....	155
Tabla 4.35 Resultados del análisis de sensibilidad.....	156
Tabla 4.36 Costo Marginal de Largo Plazo - Valor presente en US\$ de agosto 2007.....	157



1. INTRODUCCION A LOS USOS DEL AGUA DEL Sistema Acuífero Guaraní

El acuífero sedimentario Guaraní, desde el punto de vista de sus usos, puede definirse como un sistema hídrico subterráneo de gran extensión y límites aun no cerrados, que alberga distintos subsistemas interconectados en mayor o menor grado, con agua de salinidad variada de acuerdo a la secuencia geológica presente en el punto observado, con rendimiento variado, expresión termal y surgencia, asociados a la profundidad de exploración y ubicación del sitio de acceso.

Las características cambiantes del SAG permiten una amplísima gama de usos, que van desde el abastecimiento de agua potable a grandes poblaciones hasta usos recreativos o terapéuticos, en zonas con termalismo. Se presenta a continuación una ficha técnica resumida de la magnitud del acuífero, alguna de sus cualidades y población asentada en su territorio.

● Superficie:	1.236.000 km ²
● Habitantes en la región:	70.000.000
● Reserva:	37.000 km ³
● Profundidad máxima:	2.000 m
● Espesor medio:	250 m
● Caudal máximo:	300 l/s
● Temperatura máxima:	65 °C
● Recarga anual:	40 km ³

Este informe analizará en dos grandes bloques la utilización actual del sistema, en virtud de los datos almacenados en la Base de Datos Hidrogeológicos del Proyecto HidroGeología, Termalismo y Modelo Regional: ***usos no termales*** y ***usos termales*** del SAG. Y en un tercer bloque la evaluación económica y financiera del potencial de uso del agua no termal del SAG

2. USOS NO TERMALES DEL SAG

Los usos no termales se concentran en el abastecimiento de agua para distintos fines, partiendo del abastecimiento de agua potable a la población, las industrias o asentamientos rurales, y la provisión de agua con fines de regadío, en tres de los cuatro países que abarca el SAG, debido a que en la actualidad Argentina no tiene perforaciones específicamente destinadas al abastecimiento de agua.



La Tabla 2.1 presenta el área relativa de acuífero que abarca cada país y el porcentaje representativo sobre la totalidad de su territorio.

País	Km ²	%
Argentina	225500	6
Brasil	839800	10
Paraguay	71700	18
Uruguay	45000	25

Tabla 2.1 Áreas y porcentajes del SAG por país

El 71% del SAG se desarrolla en Brasil, el 19% en Argentina, el 6% en Paraguay y el 4% en Uruguay, pero cambia significativamente la relación si se refiere a la superficie total de cada territorio nacional.

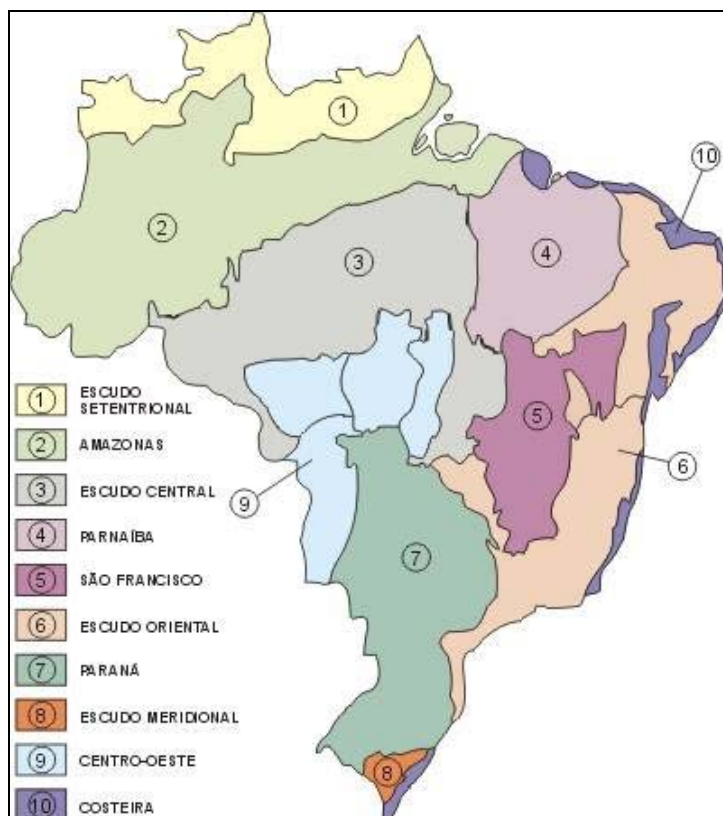
Argentina

La definición de la superficie del SAG en Argentina puede variar aun de acuerdo a sus usos actuales y a la evolución de la legislación. En efecto, la salinidad del agua del SAG en gran parte de dicho país ha generado conflictos de uso. Recordando que hoy Argentina no utiliza el agua para abastecimiento de poblaciones, sino exclusivamente con fines recreativos, el alumbramiento de agua con alto tenor de cloruros de sodio, repetido en todas las perforaciones que se alejan algunos kilómetros de la costa del río Uruguay en el centro norte de la provincia de Entre Ríos, genera complicaciones para la disposición final de efluentes, representando para la administración provincial un serio problema. Por lo tanto, los límites del SAG, aun imprecisos, complican su definición al depender del uso actual. Si se opta por la potabilidad del agua, el sector oeste se cerraría en una línea próxima al río Uruguay, reduciendo la superficie nacional del SAG; si se opta por el uso exclusivo en la actualidad (recreación), posiblemente la provincia de Santa Fe y hasta algún sector de Córdoba podría ser considerado parte del sistema, debido a la continuidad de los sedimentos característicos del SAG por dichos territorios federales. La realidad indica que en 2007 no existe en Argentina uso del agua para abastecimiento a poblaciones, y no conforma, por lo tanto, parte sustancial para este análisis.



Brasil

Es muy distinto el caso de Brasil, donde sus límites son precisos y la exploración y uso están muy extendidos. Las provincias hidrogeológicas pueden observarse en la Figura 2.1.



Fuente: Mapa Hidrogeológico do Brasil (DNPM, CPRM, 1983)

Figura 2.1 Provincias hidrogeológicas de Brasil

La provincia de Paraná, donde se encuentra el SAG, tiene una superficie de 1.600.000 km², con 1.000.000 situados en territorio nacional. Según información del Ministerio de Medio Ambiente (SRH), los sedimentos que la constituyen pertenecen a distintas edades geológicas, que van desde el siluriano hasta el cretácico, con espesores máximos del orden de 8 km y forma elíptica con eje mayor en el curso del río Paraná. Un corte representativo encuentra las siguientes formaciones:

Arenas de la Fm. Furnas (Devoniano); Aquidauana e Itararé (Permiano inferior), Río Bonito (Permiano medio), Río do Rastro (Permiano superior), Passa Dois y



Formaciones Triásicas-Jurásica-Cretácicas, que conforman el Sistema Acuífero Guaraní, en Brasil, Paraguay y Uruguay.

El espesor medio del SAG es del orden de los 300 m. La columna representativa está compuesta por areniscas limosas y arcillosas, de origen fluvio lacustre, pertenecientes a la Fm. Piramboia y areniscas cuarzosas de origen eolo - lacustre de la Fm. Botucatu.

Las transiciones de acuitardo-acuífero son controladas por los cambios faciologicos causados por diferentes ambientes deposicionales, por la evolución estructural de la cuenca y el tiempo de residencia de las aguas. El 90% del SAG está cubierto por basaltos, el 70% es confinado, y hacia el centro de la cuenca de Paraná se desconoce la expresión cierta del SAG debido a las grandes profundidades de exploración necesarias.

La potabilidad del agua puede verse afectada por la existencia de iones inaceptables, tales como el flúor, que en algunas zonas superan los 1,2 mg/l.

Los basaltos de Serra Geral constituyen camadas confinantes del acuífero, donde algunas rocas sedimentarias contemporáneas, intercaladas, aumentan su porosidad. La influencia de alineaciones tectónicas mejora la comunicación entre las discontinuidades y, por ende, la productividad de los pozos. Las aguas basálticas tienen pH menor a 7 (5,5 a 6,5) y mineralización inferior a 300 mg/l, con altos tenores de sílice (mayores que 30 mg/l en valores medios).

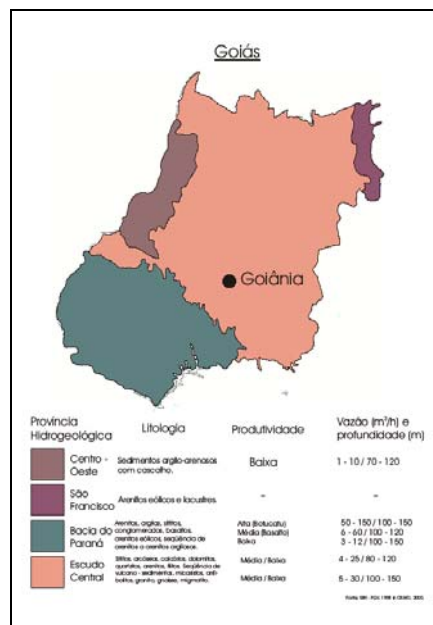
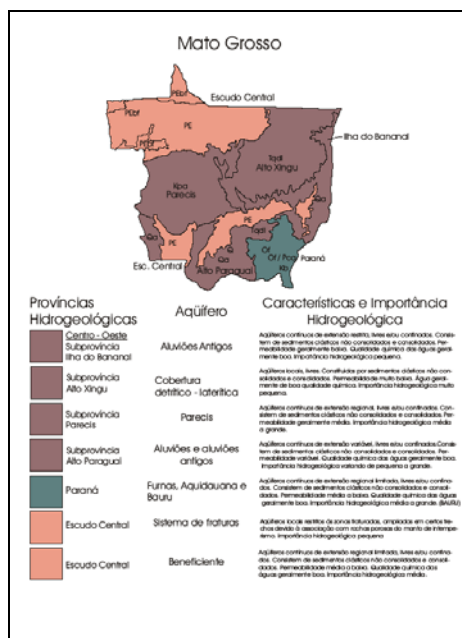
Datos específicos del SAG	<p>Caudales: 10 a 150 m³/h (como libre) y 300 a 1000 m³/h (como confinado)</p> <p>Transmisividad: 1,5 a 7 x 10⁻³ m²/s</p> <p>Coefficiente de almacenamiento: 0,2 a 0,05 (libre) y 10⁻⁵ a 10⁻⁶ (confinado).</p> <p>Área ocupada: 818.000 Km²</p> <p>Espesor medio: 300 m</p> <p>Caudal específico: 2 a 15 m³/h/m</p> <p>Permeabilidad: 4 x 10⁻⁵ m/s</p>
----------------------------------	---

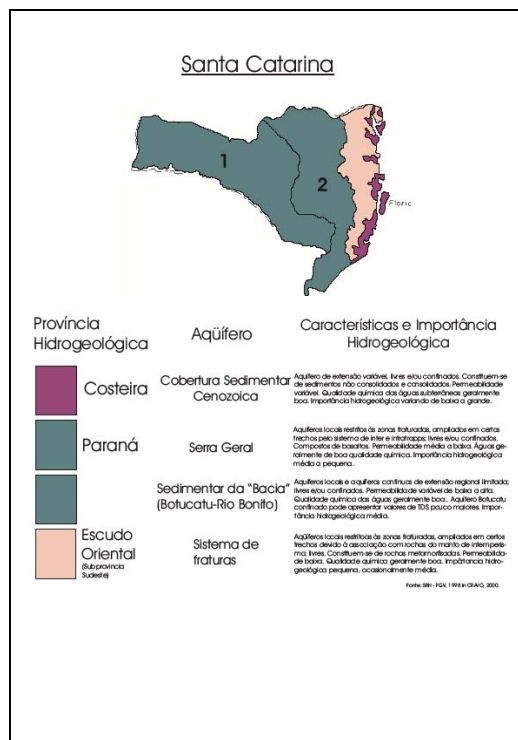
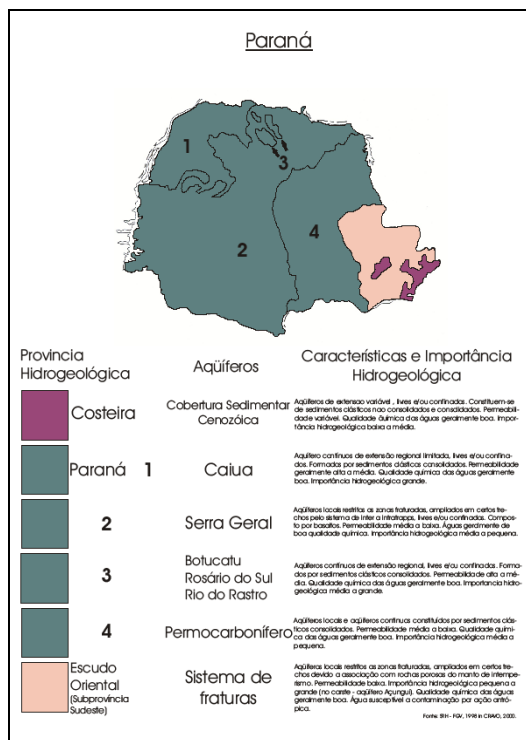
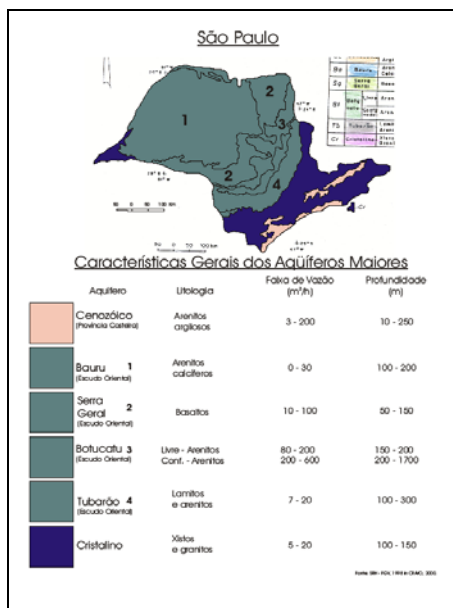
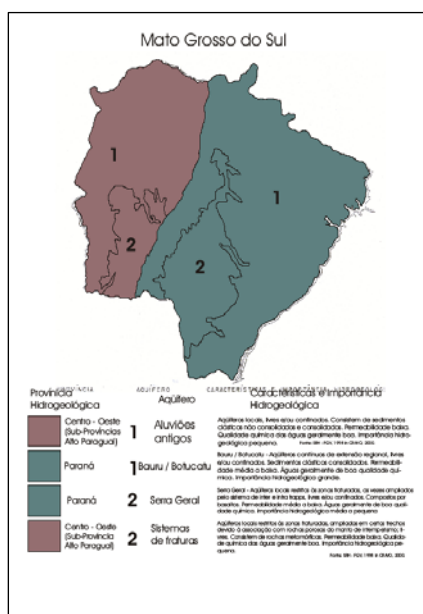


	Reservas reguladoras: $160 \times 10^9 \text{ m}^3$
	Reservas permanentes: $48.021 \times 10^9 \text{ m}^3$
	Reservas utilizables: $56 \times 10^9 \text{ m}^3$
	Número de pozos existentes: 8.000

Tabla 2.2 Datos hidrogeológicos del SAG en Brasil. Fuente: FGV, 1998.

Los estados donde el SAG se manifiesta son MG, GO, MT, MS, PR, SP, SC y RS. Algunas distribuciones hidrogeológicas estatales se ven en las Figuras 2.2 a 2.7





Figuras 2.2 a 2.7. Províncias hidrogeológicas presentes em alguns estados de Brasil
Fuente: Informe Mensual de las actividades realizadas junto al Proyecto Sistema Acuífero Guaraní (Julio, 2007), Msc. Mauricio Moreira dos Santos



En el estado de San Pablo se localiza la mayoría de las perforaciones, seguido de los estados de Mato Grosso do Sul y Río Grande do Sul.

En San Pablo, muchos municipios se abastecen en exclusividad del SAG, y otros captan de él la mayor cantidad de aguas que consumen. Las Tablas 2.3 y 2.4 presentan datos del año 1998. En los siguientes años se sumaron muchos otros municipios que hoy han suplantado o complementado su abastecimiento con aguas del acuífero Guaraní, al igual que en los estados de MS, PR, RS, SC, GO y MG.

Pozos en el acuífero Guaraní utilizados para abastecimiento público				
Municipio	Nº pozos	Profundidad (m)	Espesor (m)	Caudal (m³/h)
Araraquara	12	256 a 448	195 a 328	170 a 350
S. J. Río Preto	8	1024 a 1391	235 a 336	400 a 550
Baurú	23	160 a 474	60 a 280	150 a 300
Sao Carlos	15	235 a 457	89 a 392	100 a 300
Matao	7	300 a 622	140 a 206	127 a 350
Ribeirao Preto	90	200 a 450	200 a 250	100 a 300

Tabla 2.3 Municipios que se abastecen principalmente del SAG

Principales características de los acuíferos y del sustrato impermeable					
Formación	Descripción	Origen	K (m/d)	S	T (m²/d)
Botucatú	Arena fina	Eólica	3,5	10 ⁻⁴ a 10 ⁻⁴	200 a 650
Pirambóia	Arena media	Fluvial	2 a 3	10 ⁻⁴ a 10 ⁻⁴	300
Corumbataí	Limos	marina	0,1 a 0,3	-	1 a 10

Tabla 2.4 Datos hidrogeológicos de las distintas formaciones del SAG en Brasil

Paraguay

El uso del agua en Paraguay es exclusivamente para abastecimiento humano, ya sea para servicio a medianas y pequeñas localidades como a propiedades particulares. Hay interés actualmente en la utilización del agua para riego, punto al que se orientan los trabajos en el Piloto Itapúa.

Los departamentos donde se encuentra el SAG son diez: Alto Paraná, Amambay, Caaguazú, Caazapá, Canindeyú, Concepción, Guairá, Itapúa, Misiones y San Pedro (Figura 2.8). La cantidad de pozos en el área es aproximadamente 1000, considerando toda la columna estratigráfica presente, sin distinción.



Los rendimientos de las perforaciones están vinculados a las necesidades de la empresa que abastece cada localidad. SENASA, quien se encarga de las construcciones, perfora de acuerdo a los requerimientos de volumen diario. De este modo el pozo, en áreas con cobertura basáltica, puede concluirse en dicha formación siempre que el caudal alumbrado sea suficiente. En caso de resultar insuficiente, se continúa perforando hasta encontrar el SAG, con una penetración del orden de 10 metros promedio en el acuífero, lo que siempre satisface la demanda. Así, el conocimiento de la productividad SAG en Paraguay es pobre y se limita a pruebas realizadas en los primeros metros de la formación Misiones, salvo unas pocas perforaciones de exploración realizadas donde la profundidad alcanzada es mayor.

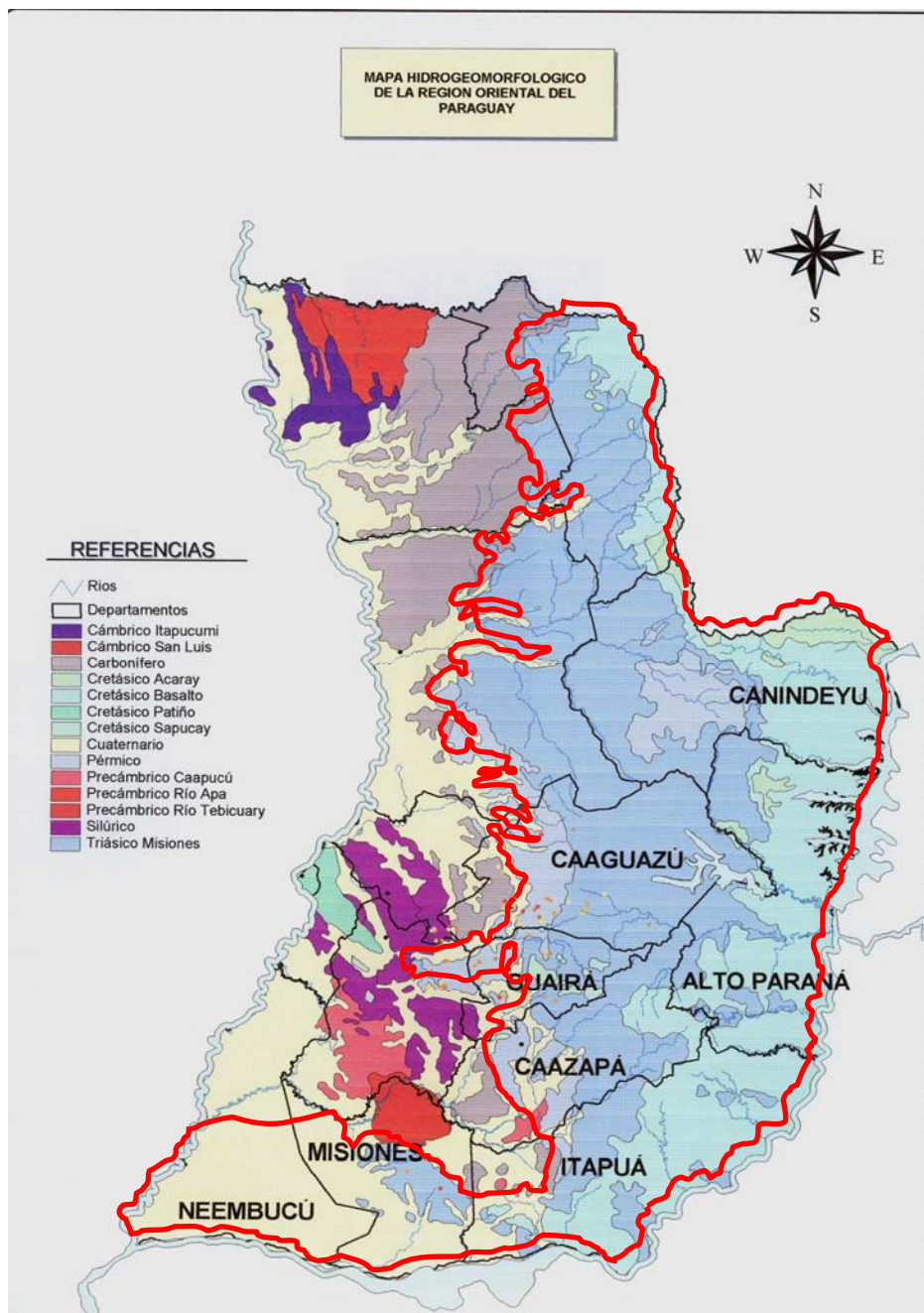


Figura 2.8. Límites aproximados del SAG en Paraguay
Fuente: Modificado del Informe "Uso Sostenible del SAG en la Región Oriental del Paraguay"

Uruguay

En Uruguay las perforaciones en el SAG superan las 400. Sus profundidades son variables, pero en general inferior a 300 metros, salvo las utilizadas con fines



recreativos, que alcanzan los 1000 metros. Los rendimientos máximos en zonas aflorantes o de pequeño confinamiento son del orden de $300 \text{ m}^3/\text{h}$. Los mayores rendimientos se concentran en la ciudad de Artigas, aunque en Rivera los caudales alumbrados son considerables. La estratigrafía presente en los afloramientos próximos al río Tacuarembó (zona de recarga local) no arroja caudales de extracción significativos. La Figura 2.9 muestra el área aproximada de desarrollo del SAG en Uruguay.



Figura 2.9 Límites aproximados del SAG en Uruguay



2.1 ANÁLISIS DE LA BDH-SAG

2.1.1 Levantamiento de datos

En la BDH-SAG fueron registrados 3297 pozos tubulares, los cuales captan agua del sistema acuífero y se hallan concentrados en zonas bien diferenciadas de los cuatro países.

Las principales informaciones levantadas de esta base de datos se refieren al posicionamiento geográfico del pozo, propietario, caudal de habilitación según el test de bombeo o aforo realizado por el perforista y utilización del agua.

En relación al tratamiento y depuración de estos datos, no se obtuvo el registro de nuevos pozos aunque se pudo contar con la actualización de los ya existentes a través de la inserción de nueva información y la revisión de los datos catalogados, así como mediante la corrección de los eventuales errores encontrados.

2.1.2 Distribución de los pozos y uso actual del SAG

A partir de los 3297 pozos tubulares de la BDH se realizó el análisis de la distribución geográfica de los pozos del SAG por país.

Según la Figura 2.10, se puede apreciar claramente la desigual distribución de perforaciones. Brasil, quien cuenta con el mayor número, presenta 1998 y Argentina, sólo tiene 15 pozos registrados, siendo estos además los únicos que alcanzan el acuífero.

Brasil participa con más de 60% de pozos incorporados en la BDH, seguido por Paraguay (27.2%), Uruguay (11,7%) y Argentina (0,5%).

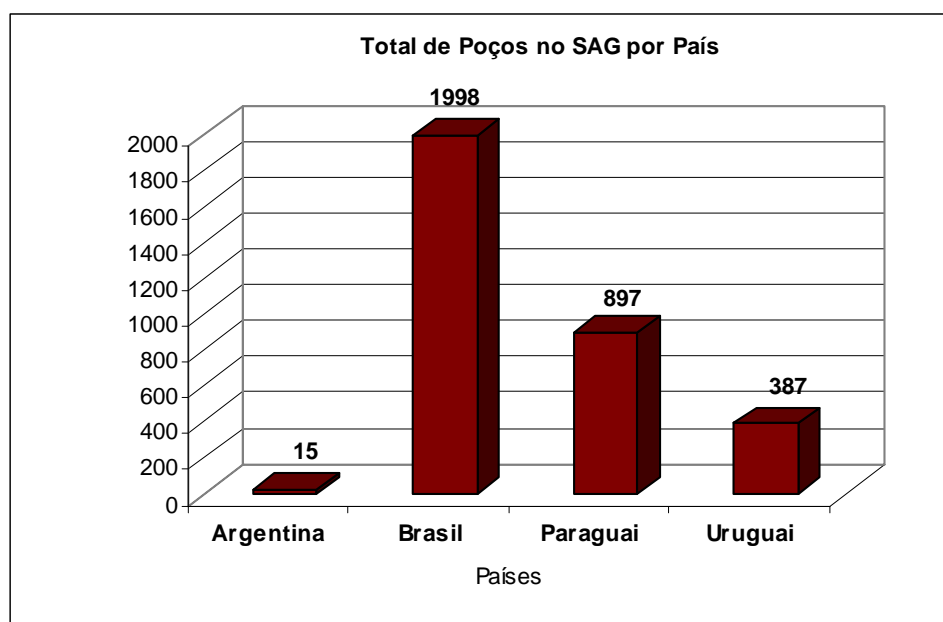


Figura 2.10 Distribución por país del total de pozos registrados en la BDH-SAG

Con relación a la tipología del uso de las aguas subterráneas, los pozos fueron clasificados en cinco categorías de usos, semejantes a las utilizadas por el DAEE brasileño en los procesos de otorgamiento y derecho de uso del agua: abastecimiento público, abastecimiento doméstico, abastecimiento rural, abastecimiento industrial y abastecimiento recreativo.

En la categoría **abastecimiento público**, fueron relevados todos los pozos tubulares profundos cuya agua es extraída con la finalidad de atender las necesidades de consumo de la población y son operados en su mayoría por concesionarias públicas; en la categoría **abastecimiento doméstico**, fueron incluidos los pozos cuyo uso de agua es para abastecimiento humano y los mismos no son operados por concesionarios públicos de servicio de agua. Los pozos de la categoría **abastecimiento rural** son aquellos cuyo consumo final es realizado en el área rural, incluyendo usos para la irrigación, abrevado de animales y consumo humano.

El **consumo industrial** se refiere a los pozos que abastecen las actividades industriales de transformación, instaladas sobre el área del SAG en el estado de San Pablo, incluyendo actividades agroindustriales, mineras, textiles, químicas y metalúrgicas.



El **consumo recreativo** engloba los pozos cuya agua tiene como destino el abastecimiento a centros termales de recreación en función principalmente de la temperatura de alumbramiento del agua del SAG.

La tipología del uso del agua fue encuadrada dentro de las perspectivas de uso del agua del SAG en Brasil, donde se encuentra una mayor diversidad en cuanto a su clasificación.

El cálculo volumétrico para períodos anuales fue obtenido a partir de caudales horarios informados en los registros consultados, multiplicados por un período medio de operación de 16 horas y los días del año.

En términos volumétricos estimados, para lo cual fueron incluidos los pozos de todos los países que constan como activos actualmente, Brasil posee un 87% de la producción anual de agua del SAG, seguido por Paraguay con una extracción anual de 8%, Uruguay que explota el equivalente a un 4% y Argentina que posee una producción anual de 1% del volumen total extraído del SAG (Figura 2.11).

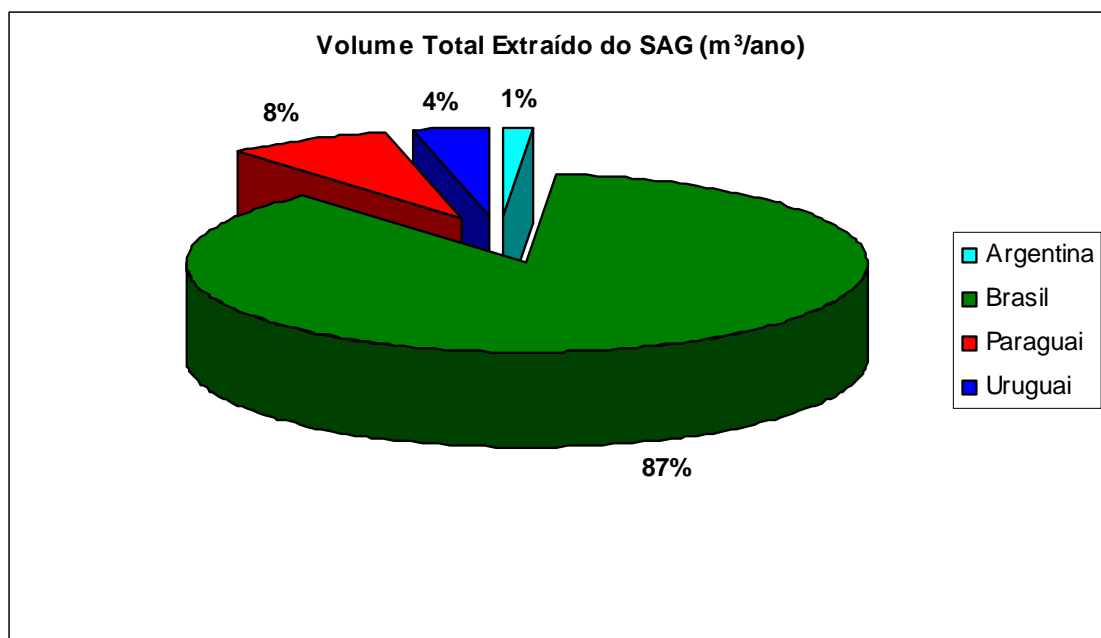


Figura 2.11 – Volumen de consumo estimado de agua del SAG por país

Para una mejor visualización de los datos registrados fue construido un nuevo gráfico (Figura 2.12), donde se presenta el total de pozos y el volumen explotado por año en el SAG, basado en los índices de caudal.

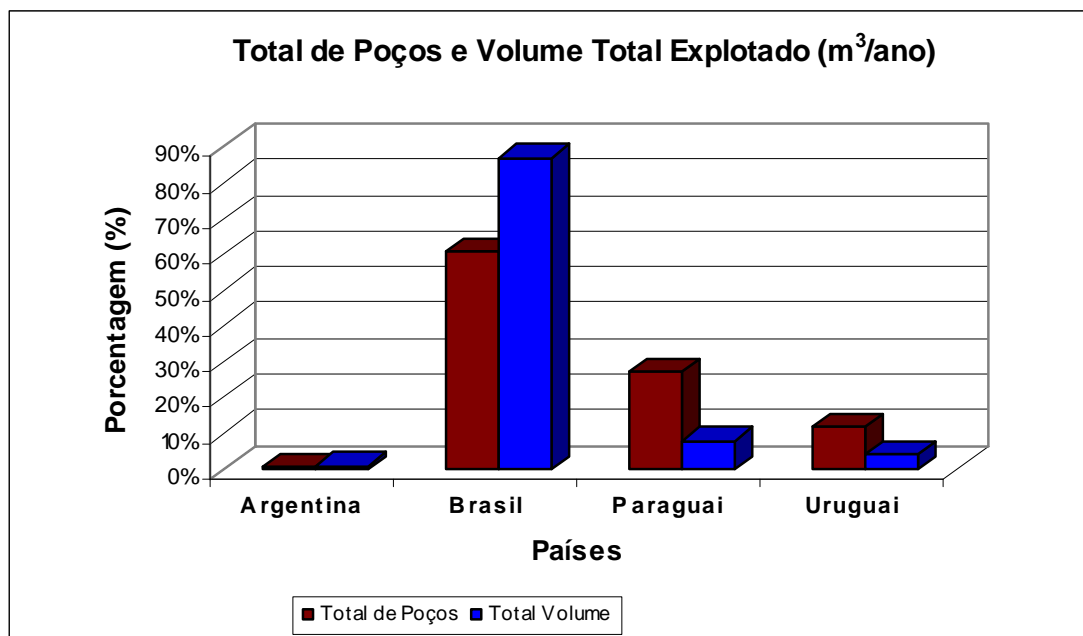


Figura 2.12 – Volumen de consumo estimado de agua del SAG por país.

Puede observarse que Brasil y Argentina son los países que poseen un mayor volumen explotado en relación al total de pozos registrados. Esta mayor explotación proviene de las cualidades constructivas del pozo, de la geología puntual del tipo de uso a que se destina la construcción.

Al construir un gráfico con los caudales medios explotados (m³/h) y contrastar los volúmenes extraídos con la profundidad media de los pozos registrados, es posible verificar un decrecimiento de la extracción a medida que las profundidades de los pozos decrecen. (Figura 2.13)

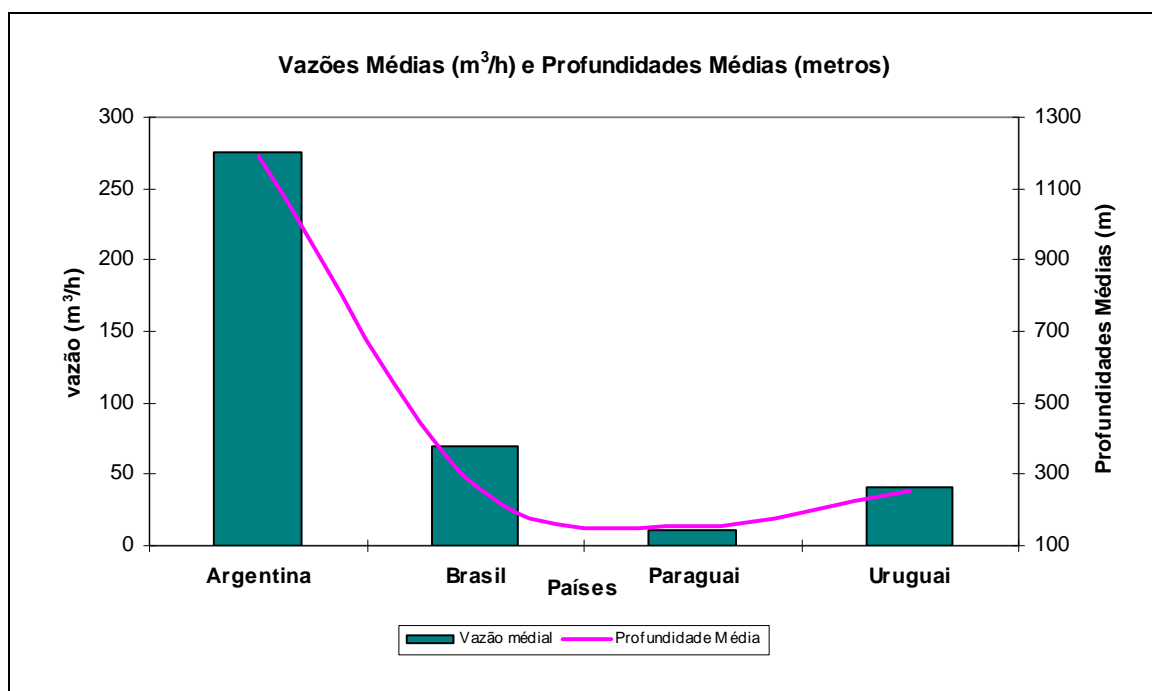


Figura 2.13 – Caudal medio explotado por profundidad media de los pozos registrado en el SAG

Argentina posee la menor cantidad de pozos registrados, sin embargo, este país detenta la media más alta de caudal explotado del SAG, en comparación a los demás países analizados. Dicho país, también posee las mayores profundidades medias, las cuales están relacionadas directamente a la cantidad de caudal extraído.

2.1.3 Uso actual del SAG por país

Otro factor determinante en relación a los volúmenes extraídos del SAG está relacionado al tipo de uso que se da al agua subterránea. Las figuras 2.14, 2.15 y 2.16 presentan los tipos de uso de agua del SAG predominantes en Brasil, Paraguay y Uruguay en pozos activos.

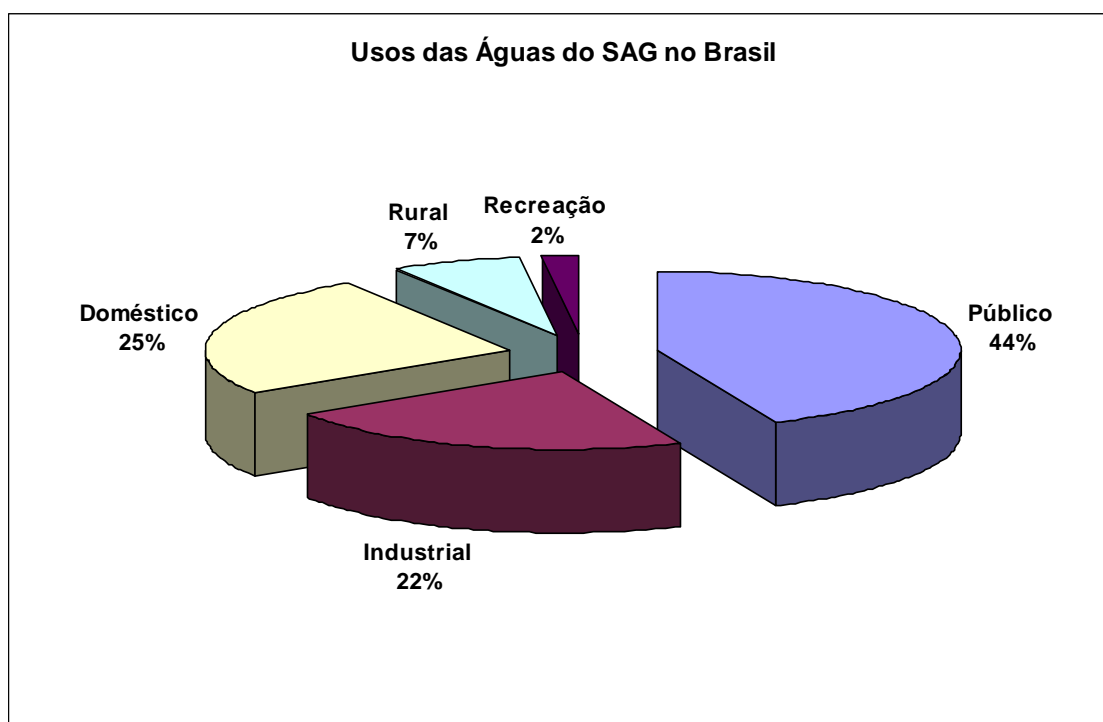


Figura 2.14 – Distribución de los usos del agua en los pozos registrados y en actividad del SAG en Brasil

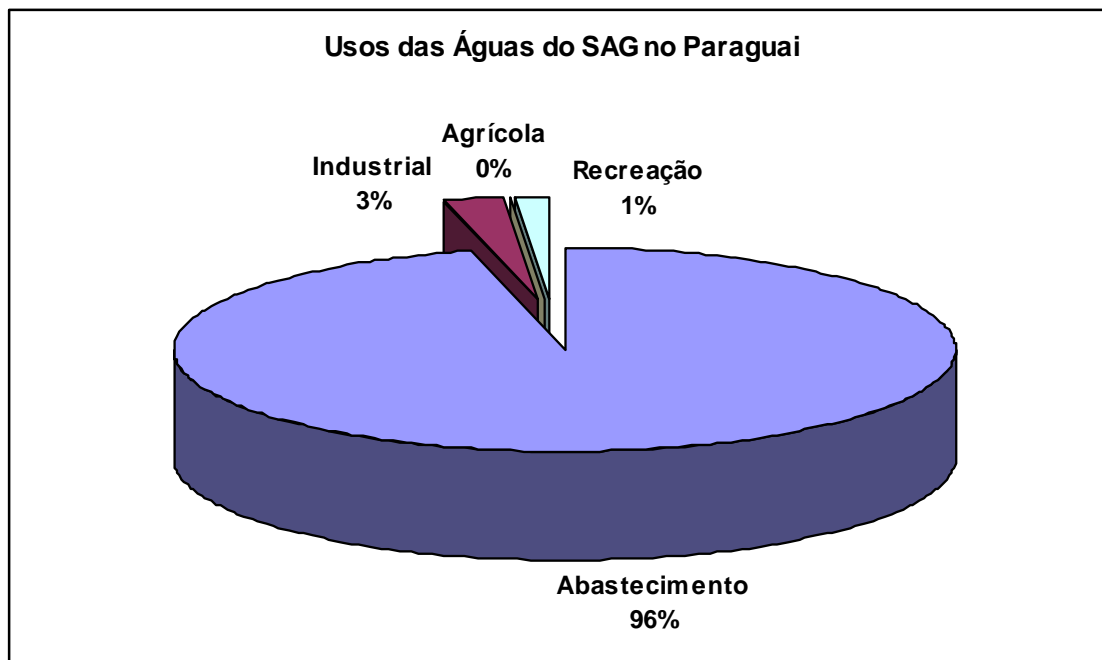


Figura 2.15 – Distribución de los usos del agua en los pozos registrados y en actividad del SAG en Paraguay

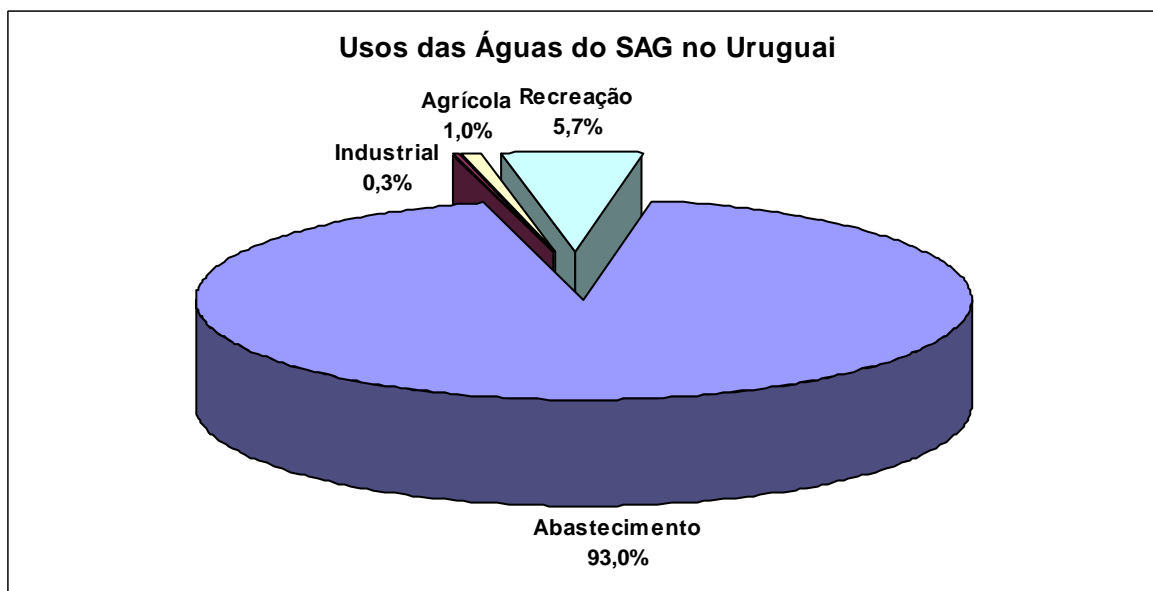


Figura 2.16 – Distribución de los usos del agua en los pozos registrados y en actividad del SAG en Uruguay.



La distribución de los pozos registrados por el tipo de uso y que extraen agua del SAG, revelan que en Brasil el 44% de los pozos en actividad se destinan a la captación de agua para abastecimiento público, seguido por los abastecimientos doméstico (25%), industrial (22%), rural (7%) y recreación (2%). En Paraguay, el 96% de los pozos indican que el uso es predominantemente destinado al abastecimiento poblacional en los centros urbanos, al igual que en Uruguay donde el 93% de los pozos fueron perforados para suplir la demanda de agua para el abastecimiento de las poblaciones.

En Paraguay se reporta algunos pozos para uso industrial y apenas dos pozos para uso recreativo. No se registran pozos para uso agrícola. En Uruguay, una parte de los pozos (5,7%) se destina al uso recreativo, que significa un valor agregado importante para la economía de algunos municipios de este país en el rubro de eco turismo.

En relación a Argentina, los 15 pozos se concentran en la provincia de Entre Ríos y su utilización es exclusivamente recreativa.

2.1.4 Distribución de pozos por estados, provincias y departamentos

Como se mencionó anteriormente, Brasil posee la gran mayoría de los pozos registrados que pertenecen al SAG. Su distribución por estado se puede ver en la Figura 2.17.

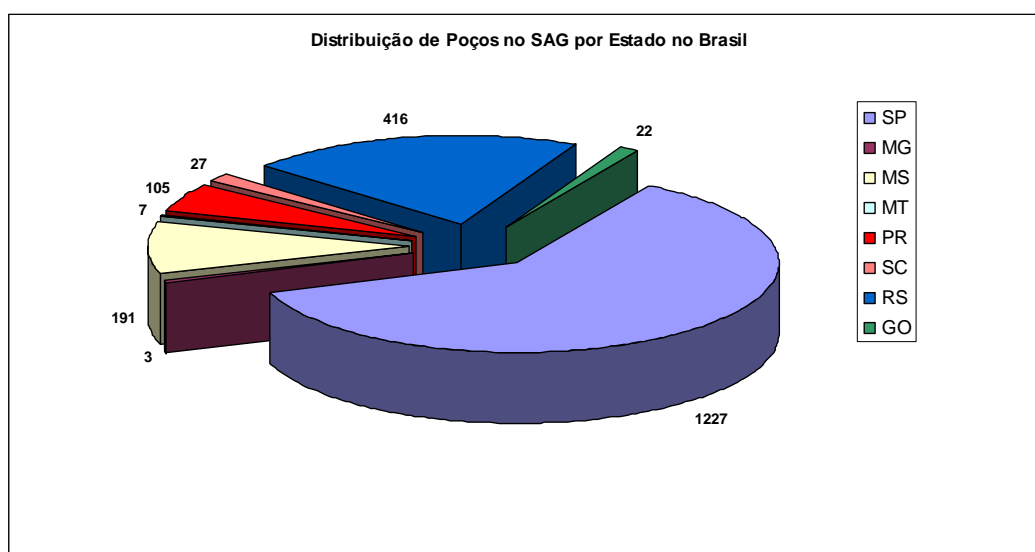


Figura 2.17 – Distribución de pozos por estado del SAG en Brasil. Un total de 1998 pozos fueron registrados por el PSAG



Paraguay se encuentra en el segundo lugar en relación a pozos registrados (897) en el SAG y su distribución por departamentos se representa en la Figura 2.18.

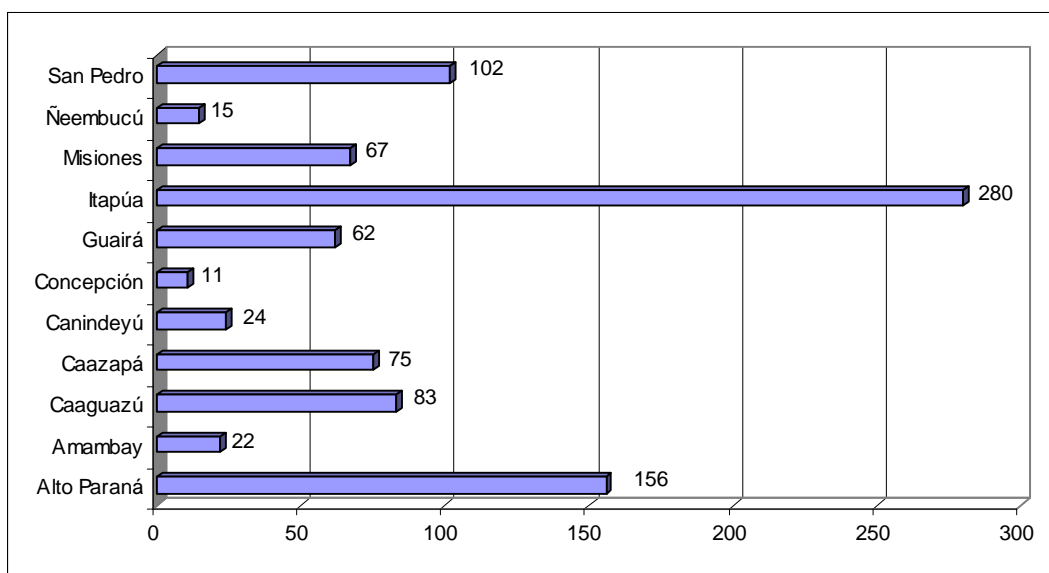


Figura 2.18 – Distribución de pozos por departamentos del SAG en Paraguay

Uruguay se encuentra en tercer lugar en relación a número de pozos registrados en la BDH-SAG, con un total de 387 pozos (Figura 2.19).

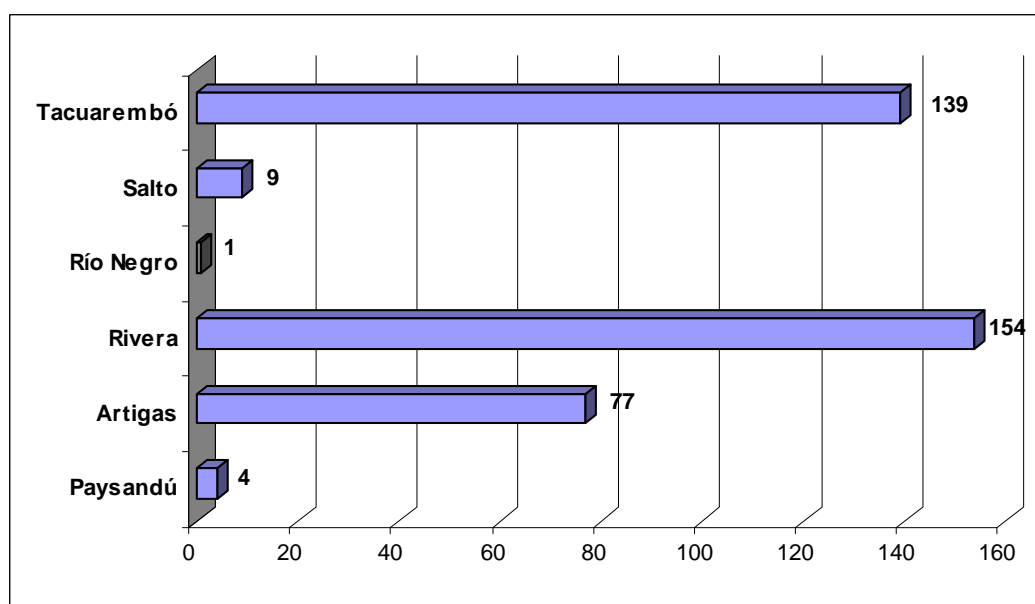


Figura 2.19 – Distribución de pozos activos que extraen agua del SAG en Uruguay



Como se mencionó anteriormente, los pozos registrados en Argentina, están todos dentro de una sola provincia, y su uso es recreativo. Perforaciones recientes en la provincia de Misiones, aun no tienen destino específico y no se hallan registradas.

2.1.5 Distribución de pozos por profundidad

En cuanto a la distribución de los pozos por profundidad, fueron definidos intervalos o clases de profundidades representados mediante gráficos donde cada uno representa los países que explotan el SAG para distintas finalidades de uso del agua. Estos datos pueden observarse en las Figuras 2.20, 2.21, 2.22 y 2.23.

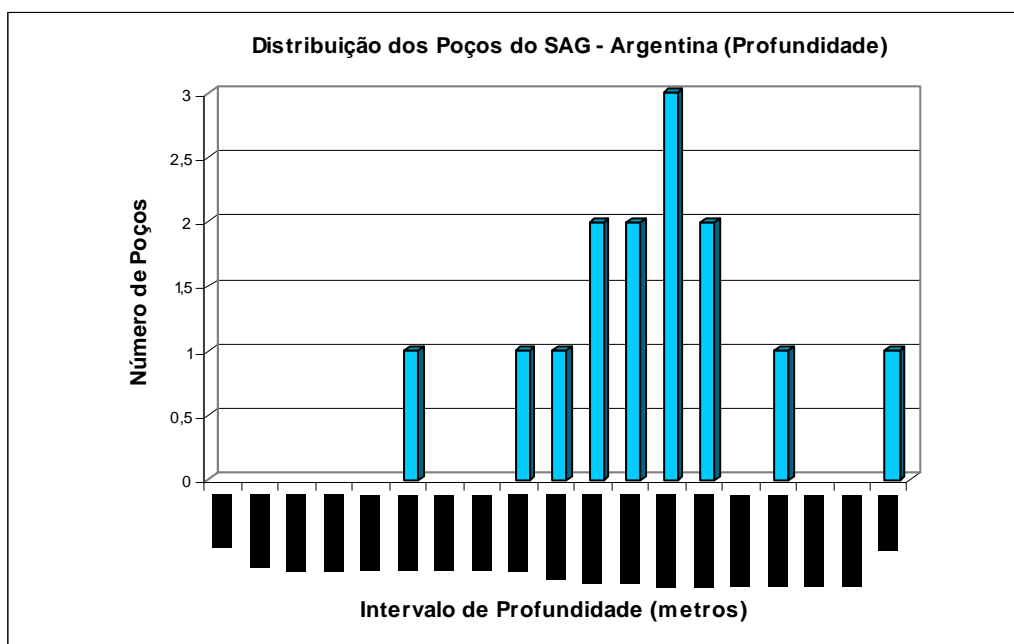


Figura 2.20 – Distribución por clases de profundidad de pozos perforados en territorio argentino

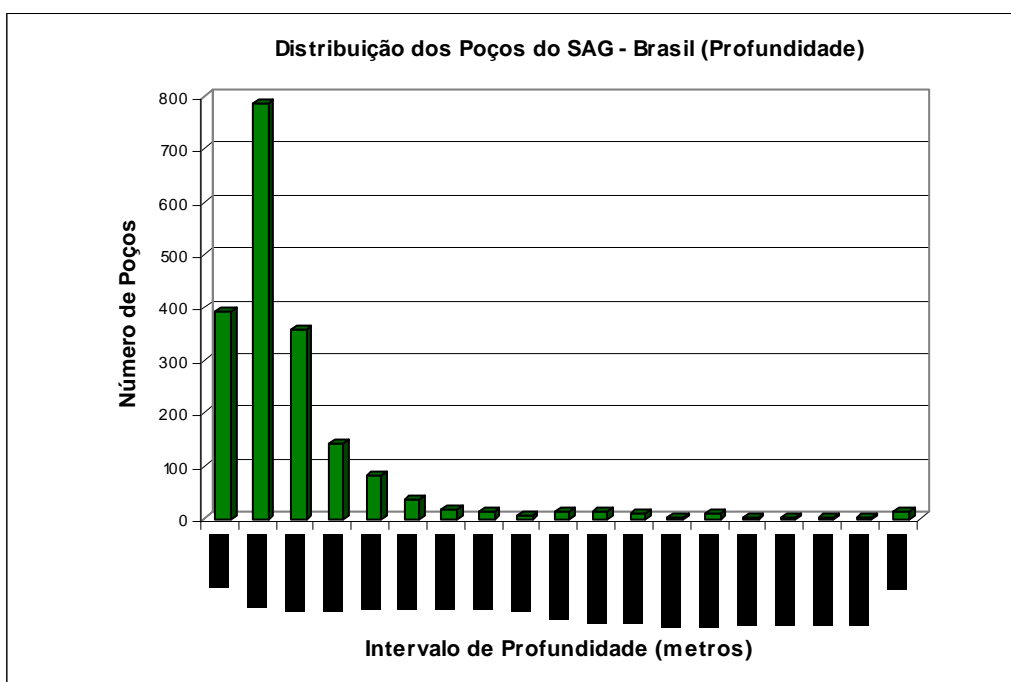


Figura 2.21 – Distribución por clases de profundidad de pozos perforados en territorio brasileño

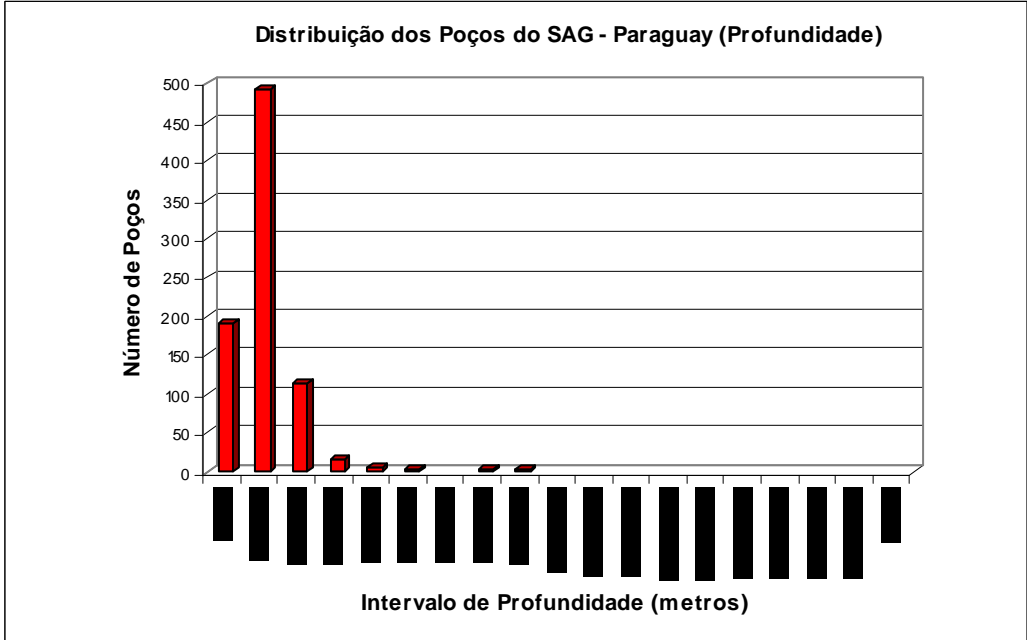
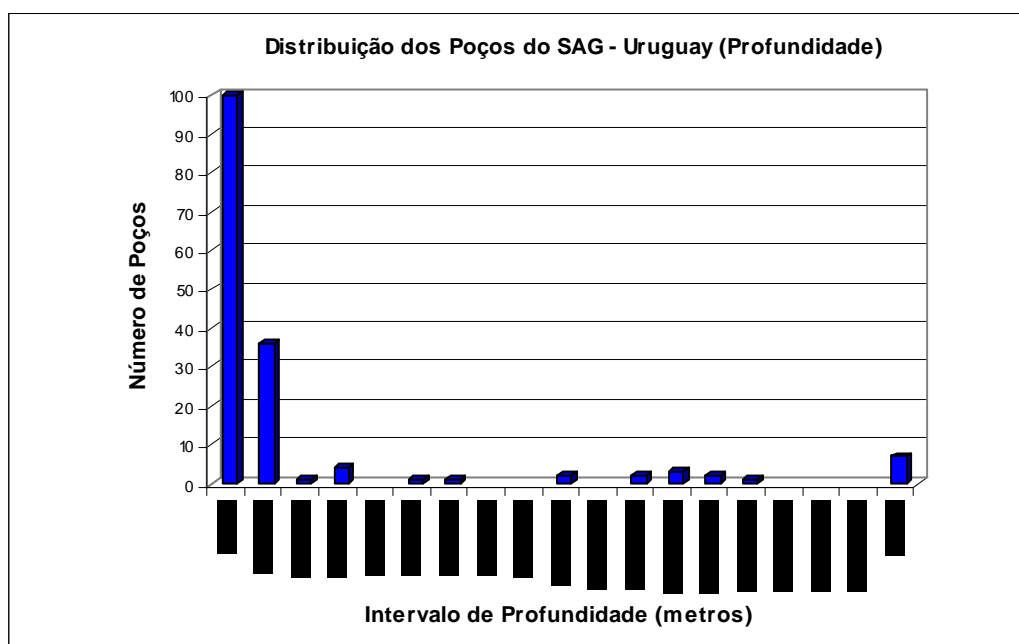


Figura 2.22 – Distribución por clases de profundidad de pozos perforados en territorio paraguayo





2.1.6 Relación de profundidad / caudal en pozos de Brasil

En Brasil, la cantidad de pozos y la diversidad de franjas de exploración permiten analizar conjuntamente los datos relevados. La Figura 2.24 presenta las profundidades asociadas a la media de caudales extraídos para cada rango, y la tendencia de éstos.

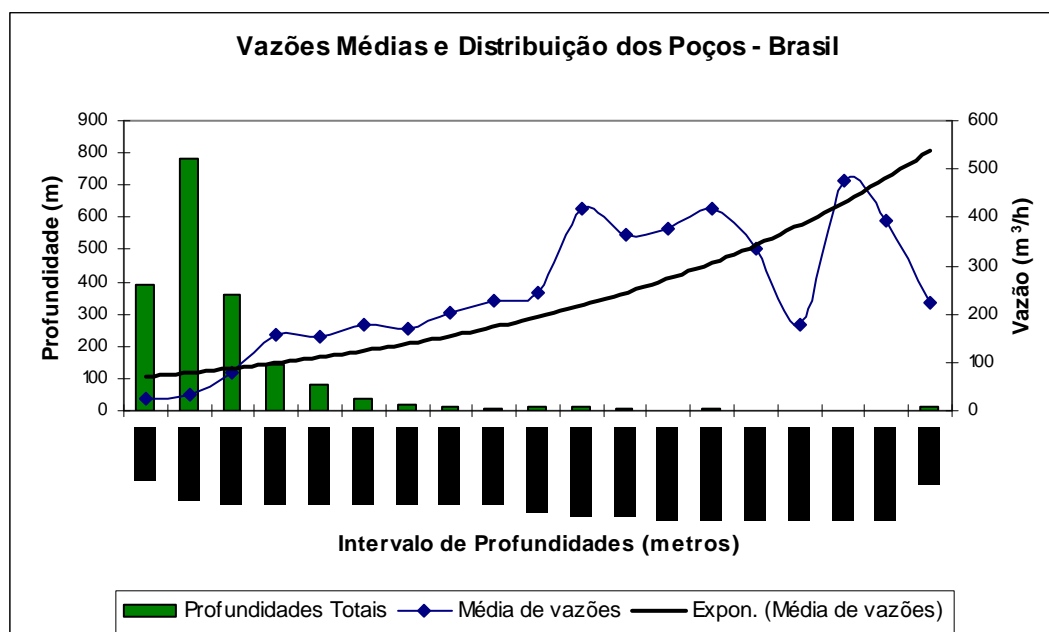


Figura 2.24 – Distribución por media de caudal y clases de profundidad de pozos perforados en el SAG en territorio brasileño

La tendencia exponencial de los caudales medios alumbrados se mantiene hasta los 1500 metros de profundidad. El intervalo 1501-1600 metros presenta un decrecimiento, que se recupera en el próximo rango, aunque decreciendo para profundidades mayores de 1800m. No es posible atribuir a condiciones geológicas o constructivas esta anomalía, debido a la poca cantidad de perforaciones en el rango.

2.2 CONCLUSIONES DE LOS USOS DEL AGUA DEL SAG

Esta etapa de los trabajos efectuados para el PSAG, tuvo como principal objetivo la presentación de un panorama actualizado del uso de las aguas subterráneas del SAG, como así también su distribución geográfica.



Hasta el presente, el Proyecto para la Protección Ambiental y Desarrollo Sostenible del Sistema Acuífero Guaraní (PSAG), registró 3297 pozos tubulares dentro del área del SAG. Brasil es el mayor usuario del SAG, así como el país con registros más completos de pozos construidos, seguido por Paraguay con 897 pozos registrados, Uruguay con 387 y por último Argentina con 15 pozos construidos y registrados.

En relación al volumen total explotado, las estadísticas indican una participación todavía mayor de Brasil en la explotación de los recursos abastecidos por el SAG, con el 87% del volumen extraído por año, totalizando $6,84 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{año}$.

Estadísticas preliminares indican que cuanto mayor es la profundidad mayor es el valor promedio del volumen explotado, como ocurre en Argentina, donde los mayores promedios de profundidades se vinculan a mayores promedios de volúmenes.

Con relación al uso dado al recurso hídrico captado por los pozos en el área del SAG, se observa un destino principal para abastecimiento público. En Brasil, la distribución del uso del agua, a pesar de prevalecer para el uso público, se da de manera más diversificada; en Argentina no existe tal diversificación, los pozos registrados se usan únicamente para la explotación del agua con fines recreativos. En Uruguay y Paraguay, el destino final del agua es principalmente para abastecimiento de centros urbanos, prevaleciendo en estos dos países más del 90% del uso del recurso para este fin.

Las figuras antecedentes presentan la distribución de los pozos en el SAG divididos por estados (en el caso de Brasil), provincias en Argentina, y por departamentos (Uruguay y Paraguay). En Brasil es evidente la concentración de los pozos en San Pablo, siendo el estado con la mayor economía del país, donde se encuentra la mayor parte de la población y de las actividades ligadas a la industria.

Las mayores profundidades analizadas a través de la distribución por clases o intervalos de profundidad, se concentran en Argentina, mientras que en Brasil, Uruguay y principalmente Paraguay, la mayor cantidad de pozos se encuentra en intervalos de baja profundidad, que van de 100 a 300 metros, y están localizados en áreas de afloramiento del SAG o próximos a éstas. Brasil posee pozos distribuidos en todos los intervalos de profundidad y se constata mediante los datos



de este país que el aumento de caudal promedio de un pozo perforado en el SAG es directamente proporcional al aumento de la profundidad.

3. ANALISIS DE USOS ENERGETICOS DEL RECURSO GEOTERMICO EN EL SAG

La energía disponible en el Sistema Acuífero Guaraní es posible utilizarla bajo la forma de energía térmica, en procesos tales como calentamiento de ambientes residenciales, satisfacer demandas de calor en actividades industriales y agroindustriales. La mayor energía térmica disponible es del orden de 240kW/kg/s , en tanto que la potencia mecánica requerida es del orden de 1.5kW/kg/s en caso de explotar el recurso geotermal con caudales superiores al de surgencia. La tecnología requerida para la explotación del recurso geotermal está constituida por intercambiadores de calor y conducciones viables de ser disponibles en la región.

3.1 INTRODUCCIÓN A LA ENERGIA GEOTERMICA

El conocido diagrama de Lindel, propuesto en 1973, y sus posteriores modificaciones muestra la experiencia en el uso de energía geotérmica. Este diagrama consigna las diferentes aplicaciones del recurso energético geotérmico, en función de la temperatura a la cual se dispone el agua que se extrae del pozo geotermal. Una imagen del mencionado diagrama se presenta en la figura 3.1. La Oficina de Educación Geotérmica de California (GEO), en colaboración con el GeoHeat Center (GHC) del Instituto Tecnológico de Oregon elaboró un panel sobre usos de la energía geotérmica inspirado en el diagrama de Baldur Lindal oriundo de Islandia el cual se puede encontrar en GEO, julio/agosto, 2005.

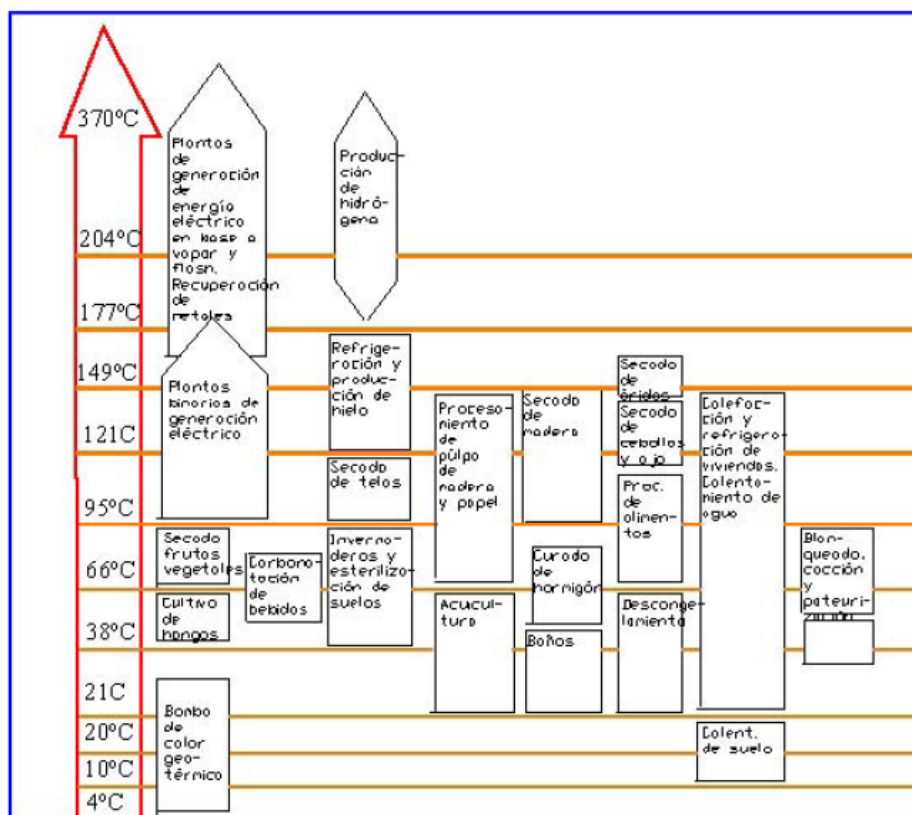


Figura 3.1 – Diagrama de Lindal modificado.

Se destaca que para recursos geotermales en donde el agua se tiene a 40°C se registran usos tales como calentamiento de piscinas, calentamiento de agua en el sector residencial, alimentación de bombas de calor, calefacción y crianza de animales. Para recurso en el orden de los 80°C aparecen procesos tales como secado, digestión de fangos, refrigeración, lavado de lana, fraguado de bloques de hormigón y digestión de barros. Para temperaturas mayores a 100°C se destaca la generación de energía eléctrica a partir de ciclos binarios, es decir que manejan fluidos intermedios, o bien de planta convencionales cuando la temperatura es mayor a 150°C.

En la página web del GHC (<http://geoheat.oti/ghc>) se presenta un amplio conjunto de ejemplos de aplicación de la energía geotérmica.

La energía térmica disponible en la Tierra, respecto a un nivel de referencia de 15°C, se estima en 12.6×10^{24} MJ, de acuerdo a lo planteado por Armstead, 1983, de los cuales 5.4×10^{21} MJ se localizan en la corteza terrestre. Si bien la energía



térmica resulta muy importante sólo una porción de la misma sería aprovechable, entre la que se destaca el recurso geotérmico.

Si bien se tienen referencias del uso de la energía geotérmica ya en el siglo XIX, su principal desarrollo se registró en el siglo XX. Entre los usos no termales del recurso geotérmico puede identificarse dos grandes grupos de usos energéticos de los mismos, como lo son los usos térmicos y los usos destinados a la generación de energía eléctrica. El antecedente más destacado de uso energético del recurso geotermal resulta la explotación llevada a cabo en Italia por parte de Francesco Larderell hacia el año 1827. Dicha experiencia se orientó a la aplicación del recurso geotermal en una aplicación industrial donde se requería calor para evaporar un líquido. Entre 1850 y 1875, en el mismo sitio, se registra la primera utilización del recurso geotérmico con el objeto de generar energía eléctrica. En el año 2003 la potencia geotérmica instalada en el mundo destinada a la generación de energía eléctrica era de 8492MW. En cuanto a la potencia geotermal instalada para usos térmicos, en el año 2001, ascendía a 15145MW. En ambas modalidades de utilización se destaca la presencia de los Estados Unidos con una participación aproximada del 25%.

El objeto del capítulo 3.2 es presentar un primer análisis de la utilización de energía geotérmica, así como un planteo de las componentes que deberían ser consideradas a los efectos de hacer un análisis de factibilidad.

A través del estudio que se está haciendo del Sistema Acuífero Guaraní (SAG) se han ido ajustando la frontera del mismo así como sus características termodinámicas. En el SAG se están delineando la existencia de diferentes zonas caracterizadas por el recurso disponible. Como se planteara en el Informe **Análisis de usos energéticos de recursos geotérmicos en el Sistema Acuífero Guaraní, Segundo Informe** la viabilidad y factibilidad de los diferentes modos de utilización del recurso geotérmico, se encuentra íntimamente vinculado a las características del recurso. En el mencionado informe se identificaron como principales potenciales aplicaciones la calefacción, tanto a escala agrícola o industrial, como residencial, la refrigeración y el riego. En este trabajo se presenta el análisis del uso como calefacción del recurso geotérmico y se mostrará en particular para un caso en que el pozo existe. Se presenta un esquema del sistema de utilización y se realizará un dimensionamiento de los diferentes componentes



que integran el mismo. Finalmente, se hace un planteo de la información a manejar para realizar el análisis de factibilidad

En el capítulo 3.3 se presenta información requerida para evaluar la viabilidad del uso de la energía geotérmica. Dicha información incluye una descripción de algunos componentes que suelen utilizarse en este tipo de emprendimiento así como aspectos característicos de los mismos.

En el capítulo 3.4 se presentan diferentes tecnologías de uso en instalaciones geotérmicas.

En el capítulo 3.5 se presentan los principales resultados del ejercicio de pre diseño realizado para la zona de Salto ubicada en Uruguay.

El capítulo 3.6 da los elementos requeridos para realizar un análisis de factibilidad del uso de la energía geotermal.



3.2 EVALUACIÓN DEL POTENCIAL GEOTERMAL

La energía geotérmica es la energía térmica almacenada en las rocas y fluidos que llenan las fracturas y poros de dichas rocas, ubicadas por debajo de la superficie de la Tierra tal como se plantea en el sitio web del Geothermal Resource Council (<http://.geothermal.org/what.html>) o en Geo-Heat Center del Instituto Tecnológico de Oregon (<http://www.geohat.oit.edu/whatgeo.htm>). Esta energía térmica proviene, principalmente, del decaimiento de los isótopos de larga vida de elementos tales como uranio, thorio y potasio, así como de calor transferido de las zonas de la Tierra a mayor temperatura como lo es el Núcleo.

A profundidades alcanzables con la tecnología disponible, que resultan del orden de 10.000m, se tienen gradientes de temperatura de entre 25°C/km y 30°C/km. Este parámetro es altamente variable, registrándose zonas con gradientes de 1°C/km y zonas geotermales con gradientes de 250°C/km.

Como se señala en Dickson and Fanelli, 2004, los sistemas geotérmicos se componen básicamente de tres elementos principales: una fuente de calor, un reservorio geotérmico constituido por un volumen de rocas y un fluido.

La fuente de calor puede ser o bien una intrusión magmática de elevada temperatura o bien del tipo radiogénica. El calor es transmitido por conducción a las rocas que rodean la fuente. La temperatura de las rocas o en rigor el gradiente térmico que se establece en la profundidad depende de la fuente de calor.

El reservorio serían las rocas que se encuentran a elevadas temperaturas. En general esas rocas a elevada temperatura presentan poros y fracturas por donde circula el fluido geotérmico.

El fluido geotérmico suele ser agua, la cual fluye desde zonas de recarga, donde estas rocas se encuentran expuestas al ambiente, hacia zonas profundas, donde las mismas se encuentran cubiertas por capas impermeables. De esta forma el agua meteórica que fluye, sustituye el fluido geotérmico que es extraído a través de un pozo o que fluye al exterior debido a que la napa impermeable presenta una perforación. Como consecuencia del intercambio térmico entre el fluido y las rocas a elevada temperatura, el fluido geotérmico presenta una cierta temperatura y un cierto nivel de presión, asociado a la diferencia de cota entre la zona de recarga y el



sitio donde se explotará. El recurso geotérmico presentará entonces un cierto nivel entálpico respecto a las condiciones existentes en la superficie local.

Es posible identificar diferentes categorías de recursos geotérmicos, como son:

- **Recurso en puntos ígneos** – Está asociado al movimiento de masas de magma. En este caso el magma transmite calor a las rocas circundantes y que se encuentran por encima, y de estas principalmente por conducción al fluido geotérmico.
- **Circulación por convección desde zonas profundas en áreas de elevado flujo de calor** – En este tipo de recurso, también denominados sistemas de convección hidrotérmica, el fluido geotérmico presenta movimientos convectivos entre zonas profundas a elevada temperatura y zonas a menores temperaturas cercanas a la superficie
- **Recursos presurizados** – En este caso, entre los fluidos geotermales se tiene gases mezclados y disueltos como metano, ocupando estratos sedimentarios a presiones del orden de los 700kg/cm^2 , siendo usuales en la costa del Golfo de México.
- **Recursos radiogénicos** – El fluido geotérmico se encuentra en rocas que son ricas en uranio y torio, siendo mayor el flujo de calor desde estos elementos que por conducción desde las rocas sedimentarias.
- **Acuíferos profundos en área de gradiente normal** – El agua a elevada temperatura se encuentra en cuencas profundas, porosas que permiten el flujo de fluido geotérmico a profundidades comercialmente explotables.

El aprovechamiento del potencial energético disponible en los sistemas geotérmicos se efectúa a través de diversas formas, como se verá en el capítulo siguiente, lo cual será dependiente de las características físicas del mismo. Debe ser destacado entre tales características la energía disponible caracterizada por la temperatura del reservorio, el gradiente de temperatura en la profundidad, la presión en el reservorio, su profundidad y las características mecánicas y termodinámicas del suelo.

A los efectos de estimar la energía disponible a nivel del suelo, en el sitio de explotación, así como el tipo de utilización no se ha encontrado una metodología rigurosa específica, utilizándose las metodologías disponibles en otras áreas



temáticas. Esta constatación posiblemente es debido a que no existe un uso específico del recurso geotérmico sino que el mismo se utiliza como fuente de energía para usos convencionales. Se puede hablar de recursos dominados por el vapor, en general los que presentan mayor temperatura, y por otros recursos dominados por el líquido, dependiendo del estado en el cual se encuentra el fluido geotérmico. Si bien, las diferentes referencias mencionan los niveles entálpicos, los diferentes recursos suelen clasificarse de acuerdo a la temperatura que se encuentra el fluido geotérmico. En la tabla 3.1 se presentan clasificaciones de los recursos geotérmicos propuesta por distintos autores. Si bien en la tabla se habla de nivel entálpico, la clasificación se hace en base a la temperatura del fluido geotérmico. La entalpía de una sustancia líquida, como el agua, depende de la temperatura y de la presión del fluido. A partir de la observación de la curva de estado, se deduce que la entalpía del líquido sub - enfriado resulta prácticamente independiente de la presión. A modo de ejemplo, el agua en fase líquida a una presión de 1kg/cm^2 y 90°C de temperatura presenta una entalpía de 90kcal/kg , mientras que para una presión de 30kg/cm^2 y 90°C la entalpía del líquido sub - enfriado es de 90.5kcal/kg . Por otro lado, para vapor sobrecalentado ocurre algo similar. Para una temperatura de 300°C , a 1kg/cm^2 la entalpía resulta de 734kcal/kg , mientras que a 30kg/cm^2 la entalpía es de 720kcal/kg . En caso que el recurso geotérmico sea de base líquida o de base vapor, la temperatura resulta una adecuada medida del nivel de entalpía. Los valores antes mencionados fueron extraídos de tablas de características termodinámicas del agua (VDI).

Ahora bien, lo usual es que en un sitio dado se tenga un gradiente de temperatura en la profundidad como se mencionaba antes. En los casos en que exista circulación convectiva del fluido geotérmico entre zonas profundas a elevadas temperaturas y zonas someras a bajas temperaturas, hay una tendencia a producirse una uniformización del campo de temperatura para profundidades mayores de entre 250m y 1000m . Esto lleva a que, en caso de tenerse estos movimientos convectivos, el nivel de energía disponible cambiaría con la profundidad, incluso en la zona saturada, es decir donde el fluido



Autor	Buffer y Cataldi	Hochstein	Benderritter and Comy	Nicholson	Axelsson and Gunnlaugsson
Recurso de baja entalpía	< 90	< 125	< 100	≤ 150	≤ 190
Recurso de entalpía intermedia	90 – 150	125 – 225	100 – 200	-----	-----
Recurso de alta entalpía	> 150	> 225	> 200	> 150	> 190

Tabla 3.1 – Clasificación de los recursos geotérmicos.

geotérmico llena los poros y las fracturas. La unidad geológica que es capaz de proveer una cantidad de agua suficiente para fines prácticos, identificada como acuífero, presenta un nivel estático, que es el nivel que adopta el agua en el pozo sin realizar bombeo desde el mismo y un nivel dinámico, que depende del caudal que se extrae del pozo, siendo la diferencia entre la cota del nivel estático y la cota del nivel dinámico, el descenso.

Entre la cota de la superficie libre que se establece y el fondo del pozo se tiene un gradiente de temperatura como antes se mencionara. En caso que este gradiente sea muy importante, a los efectos de hacer factible su explotación, se puede disponer una tubería, que se describirá más adelante, con un conjunto de perforaciones que promueva los movimientos convectivos dentro del pozo de extracción del fluido geotermal y así lograr una uniformización del campo de temperatura en todo el pozo. El caudal específico es el cociente entre el caudal bombeado y el descenso. Obsérvese que si bien este parámetro depende de las características del recurso, en la medida que se logre una uniformización del campo de temperaturas se podría ubicar la bomba a menores profundidades.

La especificación y dimensionamiento de un pozo destinado a la utilización del recurso geotermal dependerá, por un lado, de los requerimientos que impone la utilización como son la temperatura, la presión y el caudal del fluido geotermal que se utilice y, por otro lado, de aspectos vinculados a las características del suelo y del tipo de explotación que se desea realizar. En Rafferty, 2001 se hace un buen resumen de los elementos que hacen a la especificación del pozo. Entre los principales aspectos se destacan: 1 – **aspectos no técnicos** como requerimientos en cuanto a la calificación de la empresa a contratar, una descripción del sitio, el control del ruido, descubrimientos arqueológicos e instalaciones que proveerá el



propietario, 2 – **requerimiento de los equipos** necesarios para hacer la perforación, 3 – el **fluido de perforación**, 4 – **muestreo** de las rocas atravesadas durante la perforación, elementos de singular importancia en la definición del filtro y prefiltro de grava a través del cual circulará el fluido, 5 – **registros** a efectuar durante la perforación como ser características físicas de las diferentes capas atravesadas, nivel estático del agua dentro del pozo, distribución de temperatura en la profundidad, 6 – **camisa** requerida para estabilizar el material que constituye la pared del tubo y apoyar el material de sellado del pozo, 7 – el **filtro** permite el filtrado del fluido debiendo especificarse la apertura de la malla, método de instalación, diámetro y longitud, teniéndose en cuenta el resultado de los ensayos de tamizado y las pérdidas de carga admisibles, 8 – el **pre-filtro**, que se coloca entre el filtro y la pared del pozo, sirve tanto para sostener ésta como para evitar el ingreso de partículas finas del acuífero, 9 – las **muestras de agua** son importantes a los efectos de conocer lo abrasivo y corrosivo que puede ser el fluido geotermal, para lo cual es necesario evaluar la calidad del agua (contenido de oxígeno, presencia de iones hidrógeno, ión cloro, ión sulfato, sulfhídrico, dióxido de carbono, amoníaco y sólidos totales), 10 – el **pistoneo** se efectúa mientras está instalado el sistema de perforación, permitiendo básicamente purgar el pozo; luego puede realizarse un **ensayo de bombeo** de corta duración el cual insumiría de uno a siete días el cual permite estimar las características operativas del pozo y parámetros hidráulicos del acuífero; los ensayos de corta duración implican la realización de ensayos de bombeo a diferentes caudales; los ensayos de larga duración (Ej. 30 días) sirven para evaluar las condiciones de borde del reservorio.

3.2.1 Parámetros característicos

El potencial energético en un sitio dado dependerá de la entalpía que presenta el fluido geotermal referido a las condiciones ambientes locales y al caudal másico que se extrae en el pozo correspondiente.

En la figura 3.2 se presenta un esquema del área del acuífero, así como un corte del terreno donde se distingue la zona de recarga del acuífero, el perfil que presentaría la profundidad del acuífero (profundidad del nivel freático, curva verde) y el perfil del terreno (curva azul).

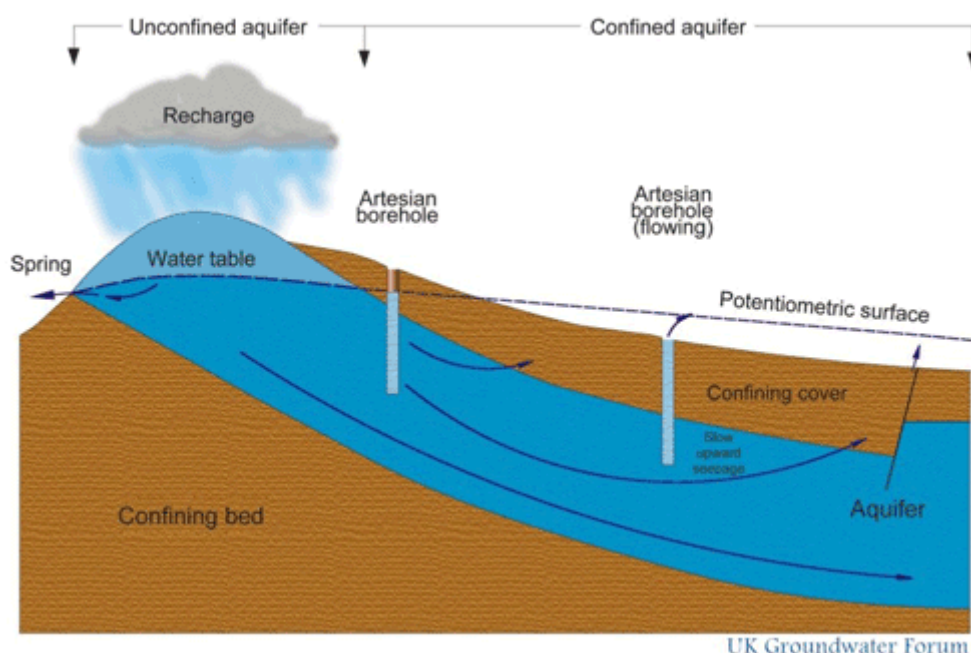


Figura 3.2 - Esquema del reservorio

Fuente: <http://www.sepa.org.uk/groundwater/images>

En la figura 3.3, se observan las principales variables que caracterizan la operación del pozo. En el reservorio se tiene una presión p_R y una cota Z_R . La presión en la posición de la tubería a la altura del suelo es p_s/g y Z_s la cota de la superficie libre del pozo Z_0 es la cota del suelo.

Si la piezométrica resultante de estas magnitudes es mayor a la atmosférica, entonces se establecería un flujo al exterior.

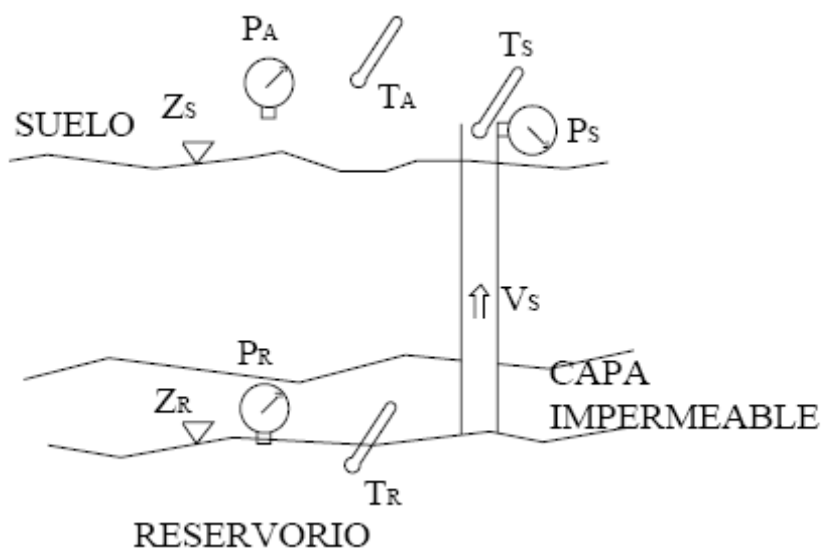


Figura 3.3 - Esquema de pozo y variables de operación



En caso que el pozo se mantenga cerrado la presión p_s alcanzaría un valor máximo (p_{s0}), el que sería aproximadamente igual a la diferencia entre la cota del terreno donde se efectúa la recarga del acuífero y la cota del suelo local.

Si el reservorio geotermal se conectara al exterior mediante una tubería con válvula en su extremo, en la medida que se desciende la pérdida de carga que impondría dicha válvula, aumentaría el caudal que fluye del reservorio hasta cuando la carga en la salida sea la correspondiente a la atmosférica, en cuyo caso se establece el caudal de surgencia (Q_s).

Si a partir de esa condición se introduce potencia al flujo a través de un sistema de bombeo de manera que la impulsión del mismo se mantiene en la cota del terreno y a presión atmosférica, entonces se produce una depresión de la superficie libre del reservorio geotermal.

En la figura 3.4 se presenta la evolución de la presión y de la cota de la superficie libre en función del caudal que se extrae del reservorio geotermal.

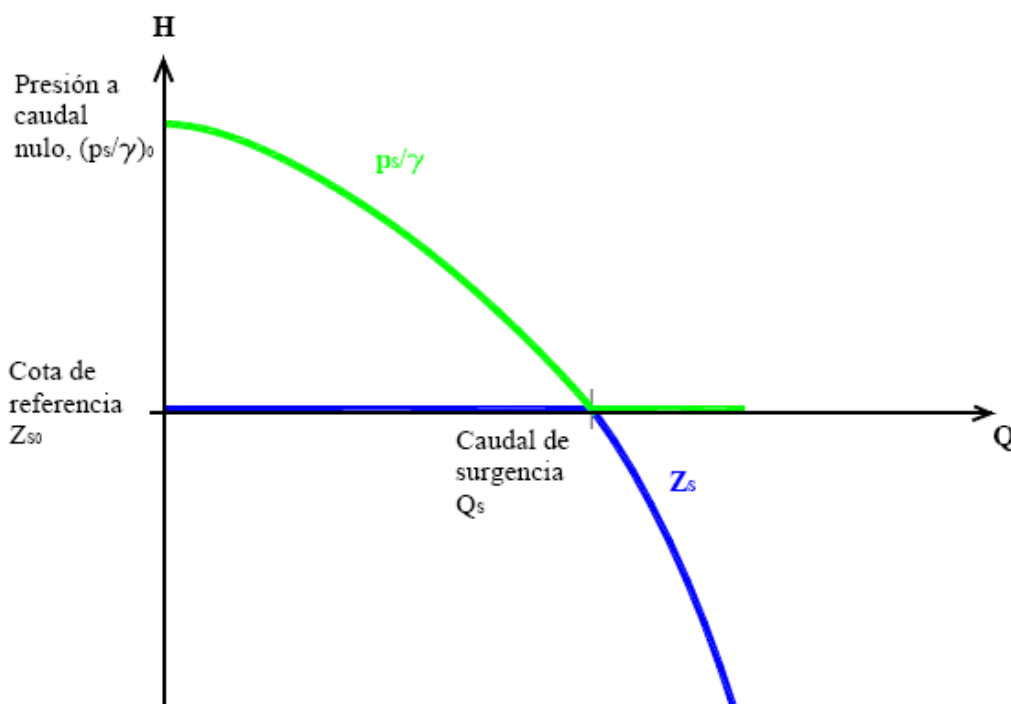


Figura 3.4 - Variación de la presión y cota de superficie libre con el caudal



En un sitio dado, la curva presentada en la figura 3.4 es posible obtenerla a partir de un ensayo de bombeo.

Se supone que el flujo que se desarrolla a lo largo del pozo experimenta una pérdida de potencia (pérdida de carga) ζ_{POZO} , la cual se puede escribir de acuerdo a lo establecido en la ecuación (2.1).

$$\zeta_{\text{POZO}} = K_{\text{POZO}} \cdot V^2 \quad (2.1)$$

Siendo V el caudal volumétrico que se extrae del pozo. Si la carga en el reservorio es H_R , entonces el valor que adoptará la presión en superficie o bien la cota que adoptará la superficie libre del reservorio será la expresada en la ecuación (2.2).

$$H = H_R - K_{\text{POZO}} \cdot V^2 \quad (2.2)$$

A partir del ensayo de bombeo del pozo sería posible deducir la depresión en función de la ubicación (P) y del caudal (Q) de la forma

$$Z_R = f(P, Q) \quad (2.3)$$

La carga que debe aportar el equipo de bombeo a los efectos de extraer el fluido geotermal se podría expresar en la siguiente forma

$$H_B = \left(f(P, Q) - \frac{P_{S0}}{\gamma} \right) + \zeta_{RS} \quad (2.4)$$

La ecuación (2.4) establece la potencia a introducir en el flujo geotermal a los efectos de obtener un cierto caudal, lo cual induciría una depresión de la superficie libre del agua en el reservorio geotermal. A los efectos de evaluar el potencial



geotermal se propone asumir un nivel de depresión y en esas condiciones estimar la potencia térmica disponible en la boca del pozo, así como la potencia mecánica requerida.

En el desarrollo del flujo entre el reservorio y la salida del pozo se producen pérdidas de potencia térmica. Estas pérdidas dependerán, además del caudal, de la diferencia de temperatura entre el fluido y el suelo y del área lateral del pozo, del nivel de aislamiento que se dispone en la pared del mismo. A los efectos de evaluar el potencial energético se propone asumir un nivel de aislamiento de base, que podría ser sin aislamiento.

La estimación de la potencia térmica se estima a partir de la energía disponible en el reservorio referida a la temperatura ambiente local y las pérdidas que ocurren en el escurrimiento entre el reservorio y la superficie. Esta estimación se hace según la ecuación (2.5).

$$Q = m_R \cdot c_p \cdot (T_R - T_A) - U_p \cdot A_p \cdot (T_{fl} - T_p) \quad (2.5)$$

En esta ecuación m_R es el caudal másico de agua extraída del reservorio, T_R la temperatura del reservorio, T_A la temperatura del aire ambiente, U_p el coeficiente global de intercambio de calor entre el agua y el suelo que rodea a la cañería de conducción, A_p el área de tal cañería, T_{fl} la temperatura media del agua y T_p la temperatura del terreno.

Se propone expresar esta potencia térmica referida al flujo másico de fluido geotermal, de manera que la magnitud que se estima se presenta en la ecuación (2.6).

$$\frac{Q}{m_R} = c_p \cdot (T_R - T_A) - \frac{U_p \cdot A_p \cdot (T_{fl} - T_p)}{m_R} \quad (2.6)$$

Esta evaluación permitiría estimar la potencia térmica disponible en la superficie. A tales efectos debe introducirse alguna hipótesis respecto al caudal de agua que se extraerá y a las dimensiones de la cañería de conducción. Para el caudal se supuso un valor de 300m³/h y para el diámetro de la cañería un valor de 300mm. El cálculo de la superficie de intercambio se efectuó como el producto del perímetro de la



sección recta de la cañería por la diferencia de cota entre la superficie del suelo local (Z_S) y el techo del acuífero (Z_R).

En la figura 3.5 se presenta un diagrama energético del proceso de obtención y uso del recurso geotermal.

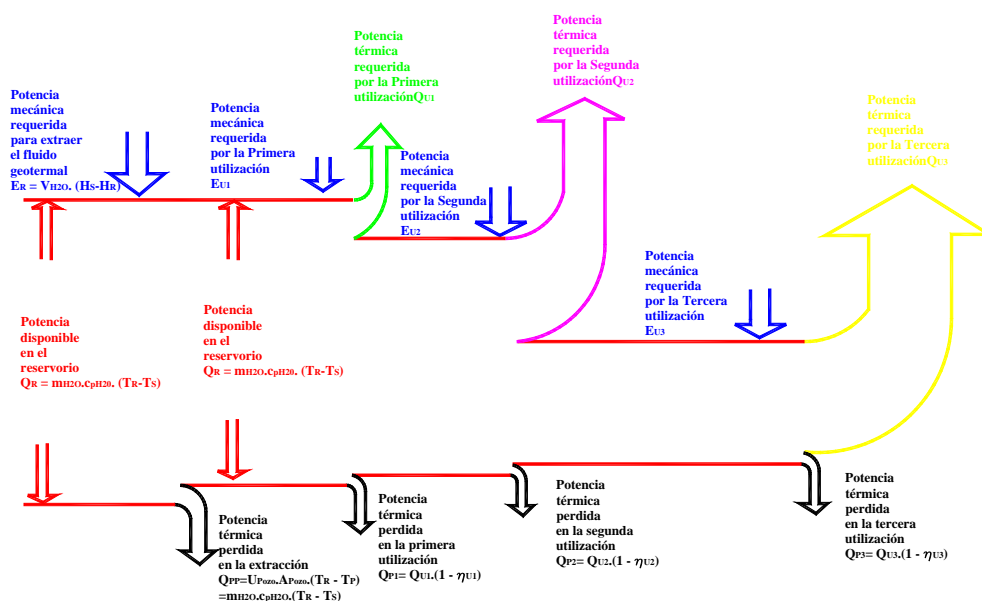


Figura 3.5 - Diagrama energético de una utilización geotermal

En este diagrama se muestra además los flujos energéticos que habría en las diferentes utilidades destacándose la potencia térmica utilizada, las pérdidas térmicas que se tendrían y las potencias mecánicas requeridas.

En la siguiente sección se presenta la evaluación del potencial geotermal de base, es decir el que se tendría disponible en el reservorio. Además se haría una estimación, en las hipótesis expuestas a lo largo del texto, que en forma resumida sería: una depresión dada, dimensiones de pozo y nivel de aislamiento. En cada caso, se estimaría además la potencia mecánica requerida.

Los resultados de la evaluación se presentan en forma relativa al caudal volumétrico a extraer. La variable caudal estaría vinculada directamente a la potencia y energía requeridas y además estaría acotada a los efectos de dar sustentabilidad a la explotación del recurso. La idea sería además efectuar una serie de diagramas con curvas de igual potencial, expresado en potencia o bien en



energía en un cierto periodo de tiempo, para diferentes niveles de depresión, como se indica en la figura 3.6.

Q_U y P_{MU} sería la demanda nominal del proceso. Estas demandas incluirán las pérdidas propias del proceso. Ahora bien, el proceso considerado presentará una curva característica de demanda de potencia que vincula la demanda de potencia con el tiempo. En la figura 3.6 se presenta en forma esquemática tal curva

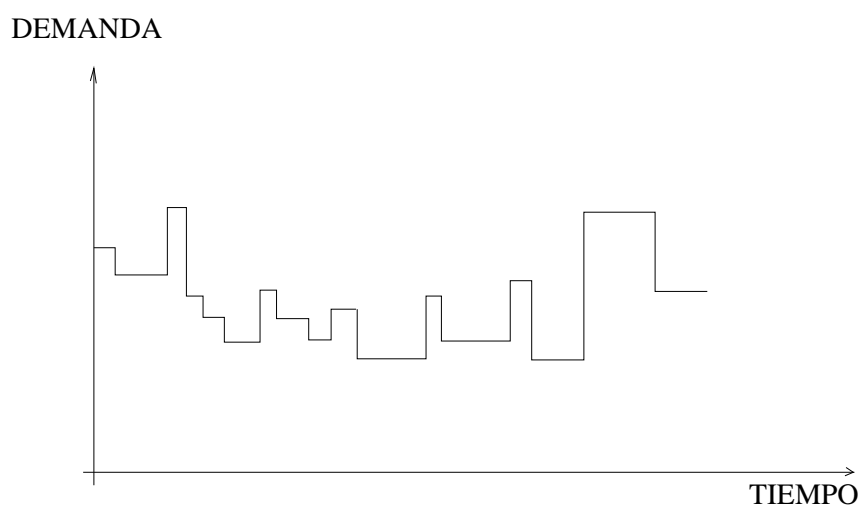


Figura 3.6 – Curva de demanda de potencia de un sistema

En un periodo de tiempo dado, tendrá entonces un consumo de energía (E_U), el cual puede ser obtenido integrando la curva de demanda presentada en la figura 3.6. Por otro lado, la energía que se hubiera consumido (E_N) en el periodo de tiempo considerado (ΔT) si el sistema hubiera demandado la potencia nominal de utilización (Q_U) se puede estimar como

$$E_N = Q_U \cdot \Delta T \quad (2.7)$$

El cociente entre E_U y E_N denominado factor de capacidad, expresa la efectividad del uso que se hace del recurso disponible. Debe destacarse que la instalación donde ocurre el proceso puede presentar períodos de tiempo en el cual no es posible operarla debido a motivos tales como mantenimiento, reparación, estrategias de operación, etc. Se busca minimizar este tiempo, resultando una proporción p del



tiempo considerado. Suponiendo una demanda uniforme, el producto entre el factor de capacidad y la proporción de tiempo en que la instalación permanece operativa se denomina factor de planta.

Debe destacarse que el análisis antes presentado a los efectos de caracterizar el recuso energético presenta variantes, como lo es el caso del uso de bombas de calor, que se describirán en el siguiente capítulo, las cuales durante una parte del año demandan calor del reservorio geotermal y durante otro periodo del año podrían aportar calor al reservorio. En dichos casos el análisis debería dividirse en períodos de tiempo en los cuales ocurre el flujo de calor en una dirección.

Otro aspecto que debería considerarse son las características que puede presentar el intercambio de calor entre el flujo que asciende y el terreno circundante. Antes, la potencia térmica que intercambia el fluido con el terreno fue estimada utilizando un coeficiente de intercambio térmico global (U_p) que supone el conocimiento del coeficiente de conducción térmica o de la resistencia al paso de calor del terreno. Esta estimación sería válida para procesos rápidos, pues considera los valores instantáneos de temperatura. Ahora bien, si se analizara ese intercambio de calor en períodos de tiempo mayores, el flujo de calor se podría descomponer en componentes de diferente escala de tiempo, haciendo un análisis espectral. El flujo de calor para cada escala puede presentar distintas resistencias debido a la ocurrencia de fenómenos de distinta escala temporal. La turbulencia que presenta el flujo en el interior de la cañería será significativa para analizar el intercambio de calor instantáneo. Si se pasara a períodos semanales, se debería considerar la evolución de la curva de demanda. Si se pasara a una escala mensual en el flujo de calor se debería considerar los cambios estacionales. Pasando a escalas anuales aparecen como significativos los procesos naturales como son los movimientos del magma, la actividad volcánica y el decaimiento de elementos radioactivos. La energía térmica perdida por el flujo en su ascenso, ó la ganancia en su descenso, se podría estimar como

$$E_p = \int_0^T Q_p \cdot d\tau = (f_1 \cdot U_1 + f_2 \cdot U_2 + \dots + f_N \cdot U_N) \cdot A \cdot \Delta t \quad (2.8)$$



en que los U_i serían los coeficientes de intercambio de calor global para cada escala y los f_i la proporción del tiempo durante el cual actuarían.

3.2.2 Información disponible

En la figura 3.7 se presenta curvas de igual valor de temperatura del agua del reservorio, en la figura 3.8 curvas de igual cota del techo del acuífero y en la figura 3.9 curvas de igual altitud del terreno local.

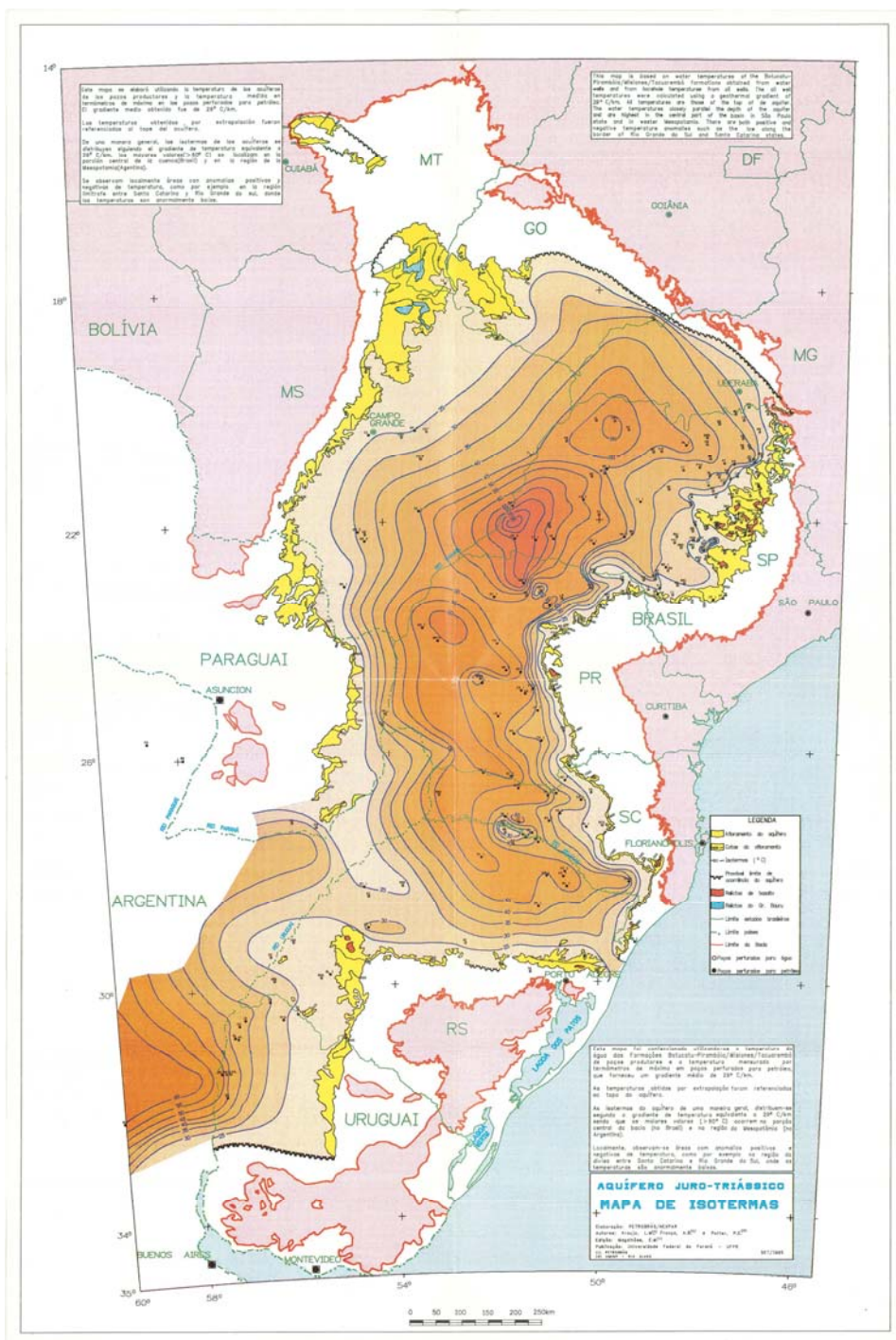


Figura 3.7 – Curvas de igual temperatura del agua del reservorio

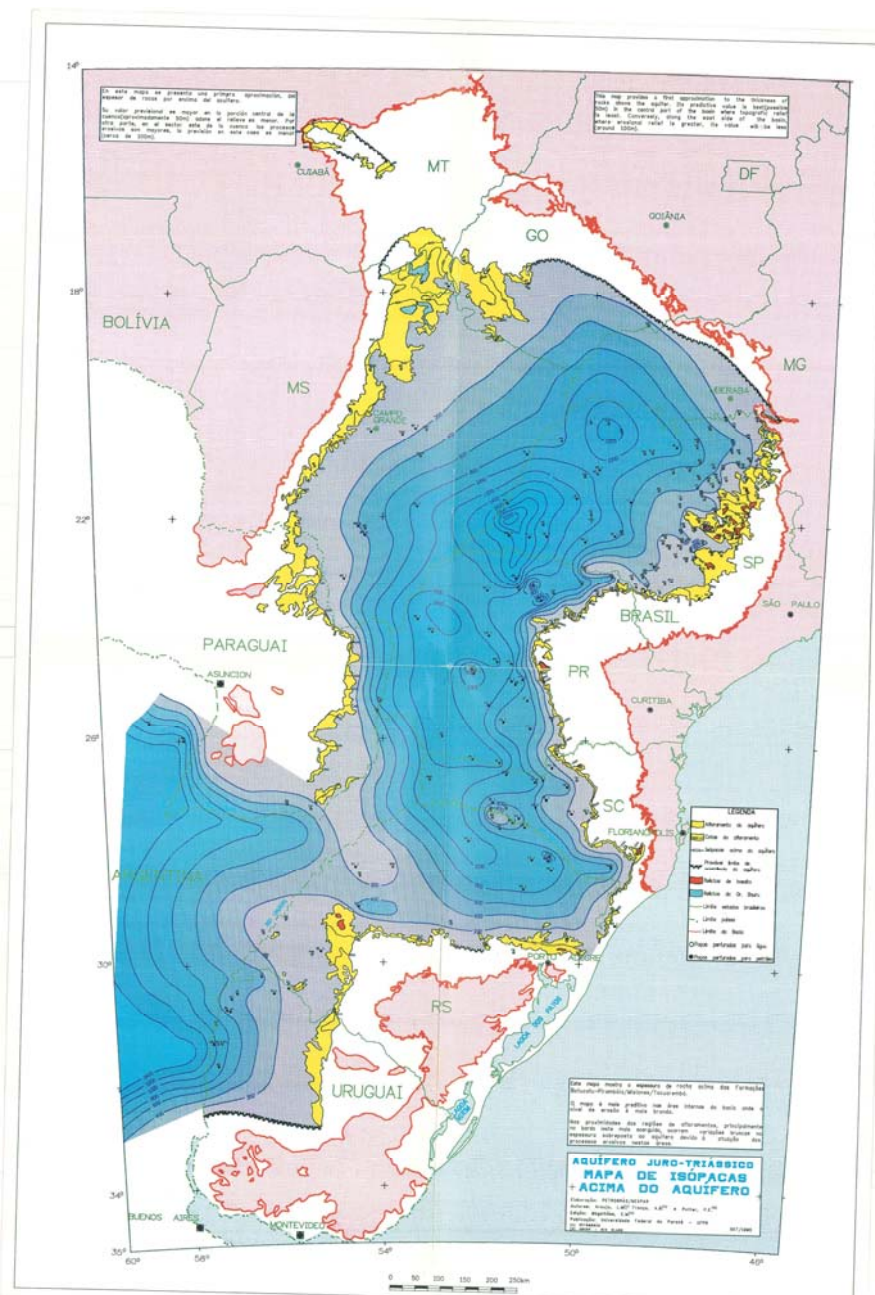


Figura 3.8 – Curvas de igual cota de techo del acuífero.

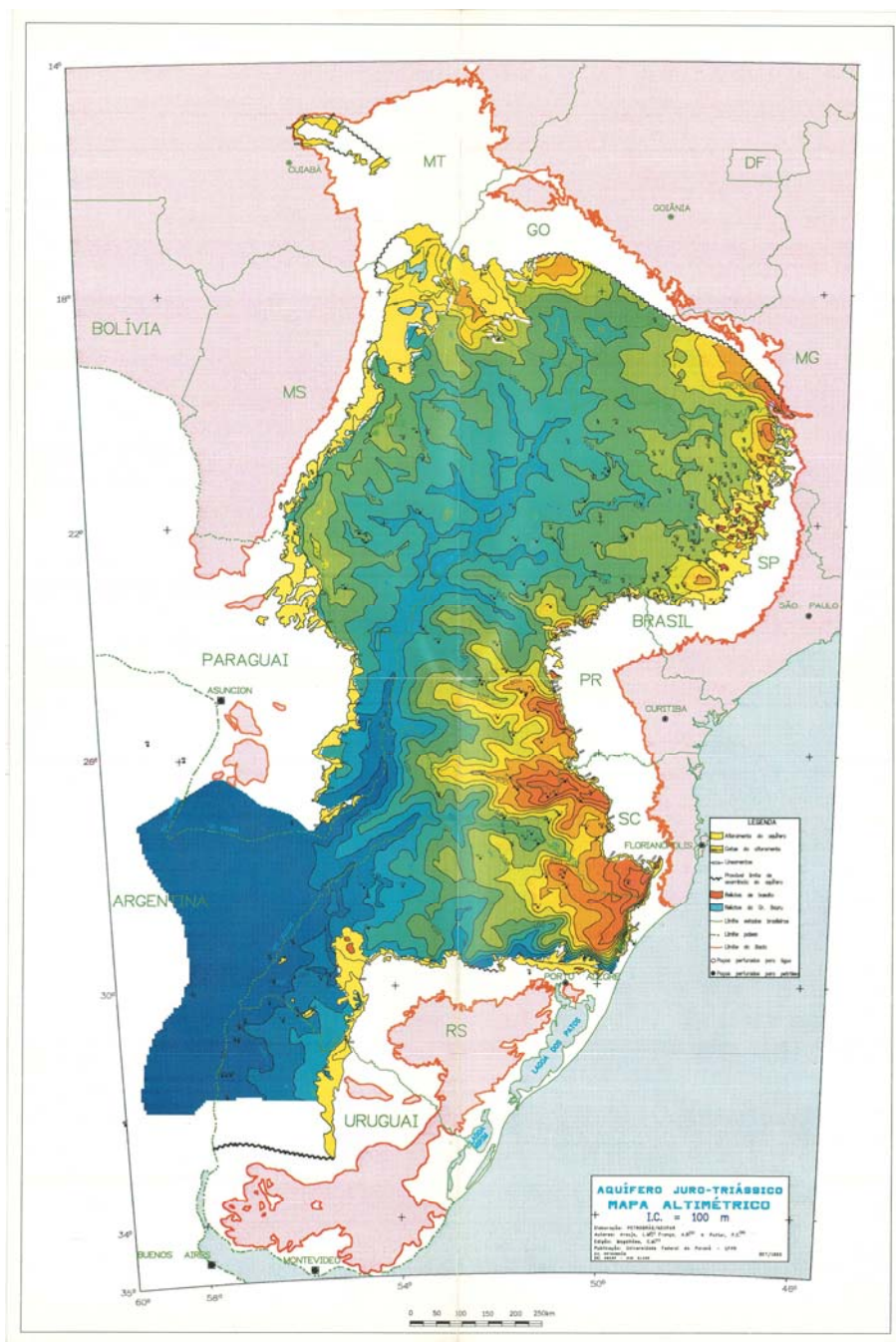


Figura 3.9 – Curvas de igual altitud.

En caso que en los diferentes pozos que se practiquen se extraiga un caudal por encima del caudal de surgencia se requerirá una potencia mecánica referida al flujo en peso como expresa la ecuación (2.4). H_b evalúa la potencia necesaria para conducir el fluido geotermal hasta la superficie.



Se plantea estimar la potencia mecánica requerida, para conducir el fluido geotermal, referido al flujo másico. Esto se estima según la ecuación (2.9).

$$P = \frac{H_B \cdot g}{\eta} \quad (2.9)$$

En esta ecuación η sería el rendimiento del equipo de bombeo requerido para extraer el fluido geotermal del reservorio.

La relación entre la carga piezométrica del reservorio y el caudal se propone modelar de acuerdo a la ecuación (2.10).

$$f(P, Q) = \frac{P_{s0}}{\gamma} + a \cdot Q + b \cdot Q^2 \quad (2.10)$$

En la figura 3.10 se presentan curvas de igual valor de piezométrica a caudal nulo (P_{s0}/γ).

Los parámetros a y b se obtendrían, para cada pozo o para cada punto P , en base a los resultados del ensayo del pozo. La información disponible en la base de datos de pozos permitió conocer estos parámetros para los pozos existentes en Salto, Daymán, Federación, Posada Siglo XIX, Arapey y Concordia. La estimación de valores significativos de los parámetros a y b para toda la región del Sistema Acuífero Guaraní, con los que luego se realizara la evaluación energética, se efectuó calculando el promedio de los valores de dichos parámetros obtenidos en los ensayos disponibles. La curva de pozo utilizada entonces para efectuar la evaluación energética se presenta en la ecuación (2.11).

$$f(P, Q) = \frac{P_{s0}}{\gamma} + 0.072 \cdot Q + 0.00095 \cdot Q^2 \quad (2.11)$$

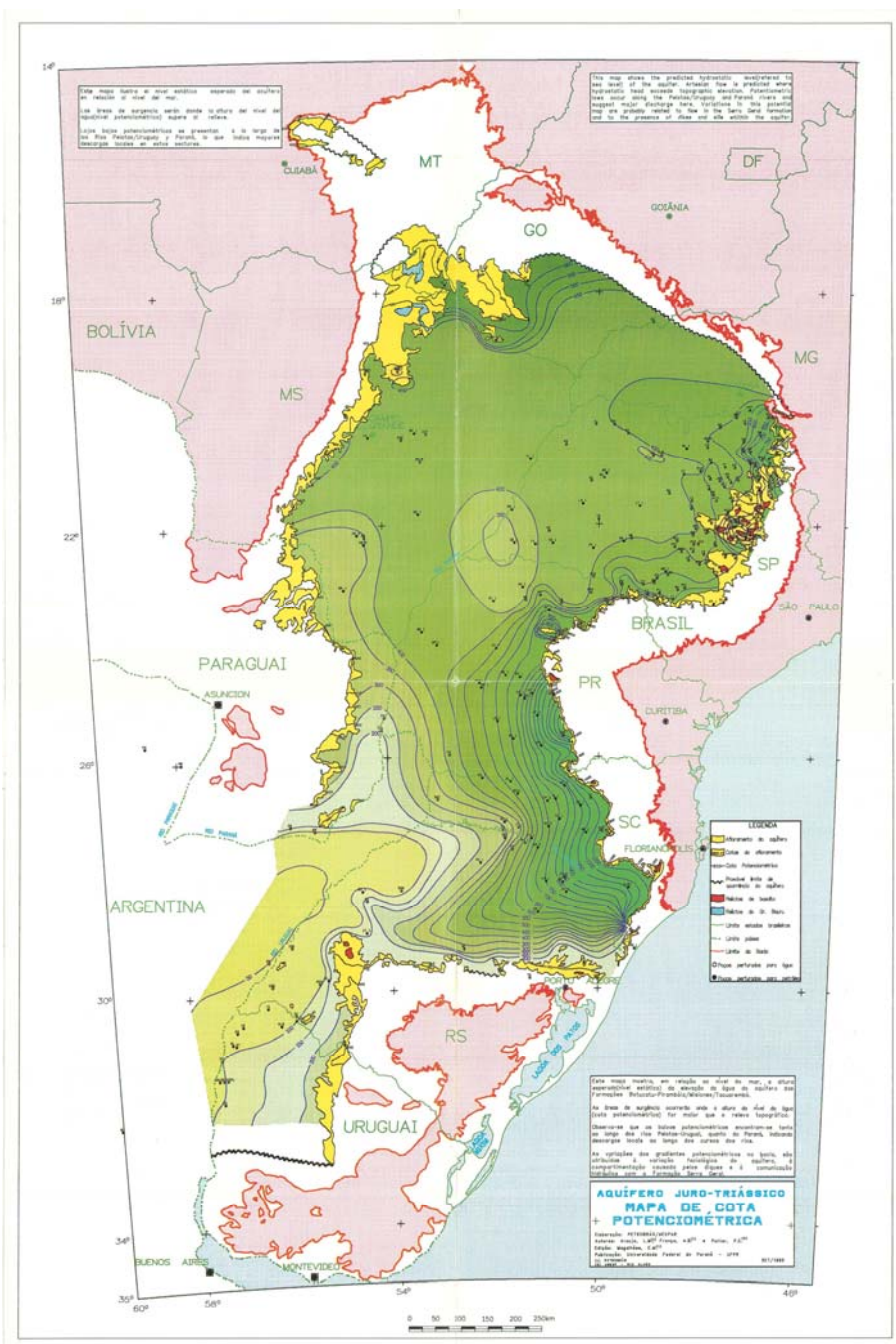


Figura 3.10 – Piezométrica a caudal nulo

La pérdida de carga entre el reservorio y la superficie (z_{RS}) se estimó, al igual que las pérdidas de potencia térmica, suponiendo un diámetro de cañería de conducción de 300mm y un caudal de agua de 300m³/h.

El rendimiento del equipo de bombeo se estimó igual a 0.7.



3.2.3 Evaluación del potencial geotermal

En la figura 3.11 se presentan curvas de igual valor de potencia térmica, en la figura 3.12 curvas de igual valor de potencia mecánica requerida, en el supuesto que es necesaria para extraer la potencia térmica estimada, y en la figura 3.13 el cociente entre la potencia térmica y la potencia mecánica.

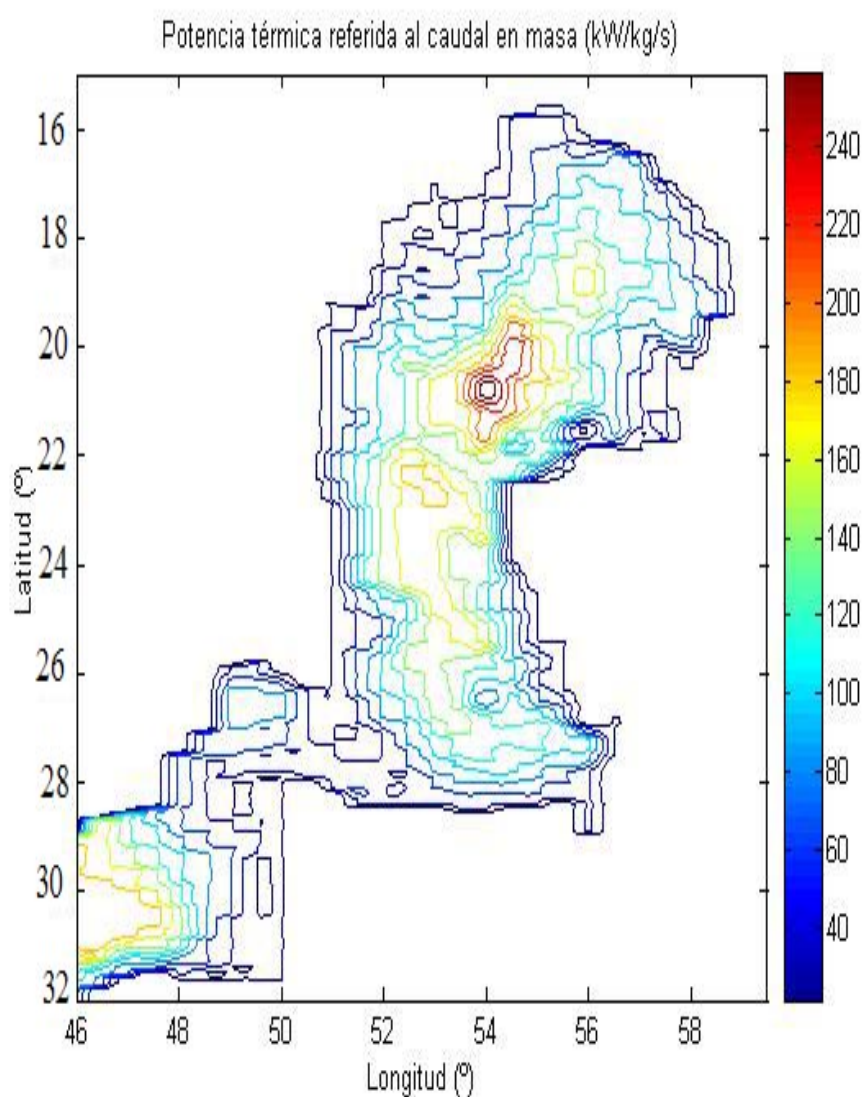


Figura 3.11 – Potencia térmica disponible en la superficie referida al caudal másico extraído.

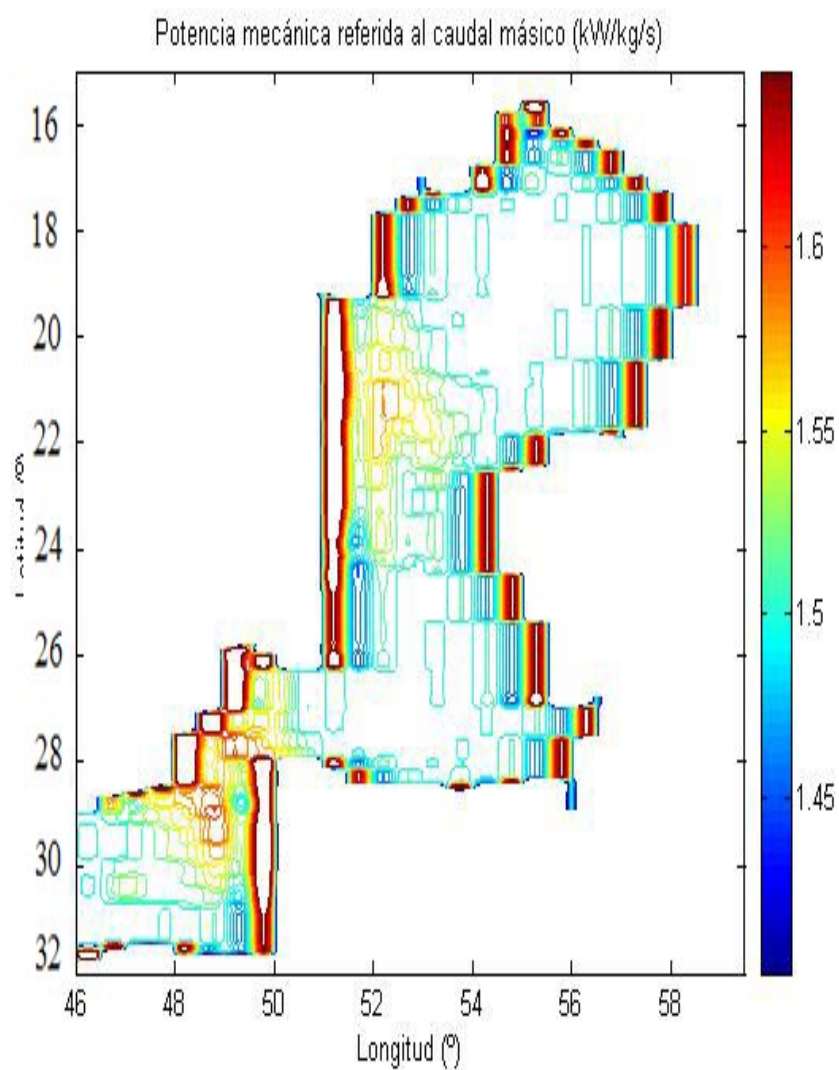


Figura 3.12 – Potencia mecánica requerida para extraer la potencia térmica requerida referida al caudal másico extraído.

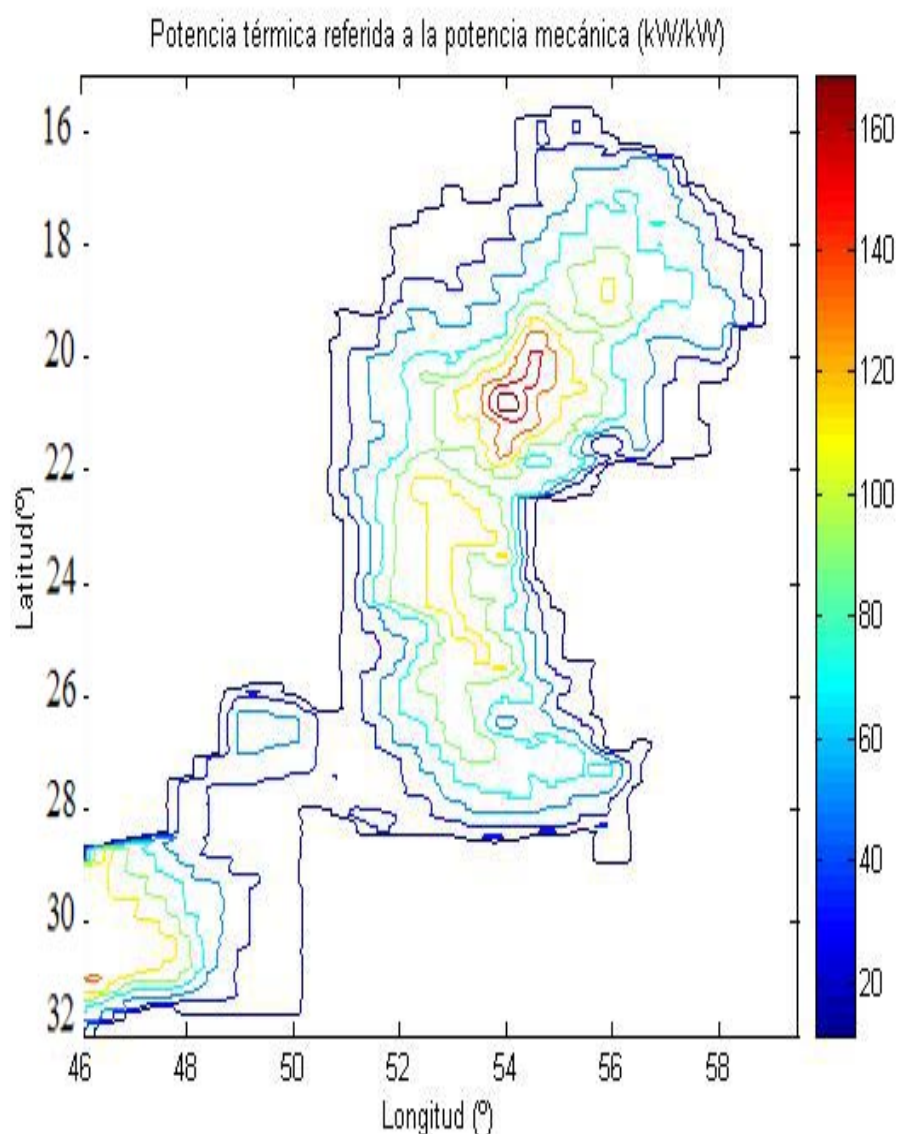


Figura 3.13 – Potencia térmica disponible referida a la potencia mecánica requerida.

Se destaca que la zona del acuífero donde se tiene la mayor potencia disponible sería la región oeste del estado de San Pablo en Brasil en donde se tendría del orden de 240kW/kg/s de potencia térmica. La extracción de esta potencia térmica demandaría una potencia mecánica del equipo de bombeo de 1.5kW/kg/s, suponiendo que la piezométrica disponible no resulta suficiente para aportar el caudal de agua que implica fluir para satisfacer la potencia térmica requerida. En esa misma zona se dispondrían 160kW de potencia térmica por cada kW de potencia mecánica que se aporte.



Se observa que tanto la potencia térmica como la potencia mecánica referida a la potencia mecánica decrecen hacia los bordes exteriores del Sistema Acuífero Guaraní (SAG).

En base a los requerimientos de potencia térmica que se tengan en los diferentes sitios del SAG se podría hacer una primera estimación del potencial disponible y de las potencias requeridas, destacándose que requerimientos de muy baja potencia térmica podrían satisfacerse sin consumo de potencia mecánica y hasta podría evitarse la inversión en tal equipamiento.

3.3 VIABILIDAD TÉCNICA

3.3.1 Tipos de usos del recurso geotermal

Una primera forma de utilización del recurso geotérmico, y la más extendida, es hacer circular el fluido geotérmico, es decir el que se encuentra en el reservorio geotérmico ya sea incorporando energía mecánica de bombeo o no, desde dicho reservorio hasta la superficie donde se efectúa el proceso de conversión o transferencia energética. Bajo esta forma existe un uso directo del recurso energético. Un ejemplo de dicho tipo de utilización es la generación de energía eléctrica. En ese caso el vapor se expande en una turbina de vapor, la cual mueve un generador de energía eléctrica. Esta aplicación se hace para temperaturas del reservorio mayores a 160°C. En esta categoría se incluyen las instalaciones que incorporan tanques de producción y separación de vapor (tanques flash). Suponiendo que la temperatura de la fuente fría fuera 20°C, el rendimiento teórico de estas plantas sería de entre 32% y 49% para temperaturas del reservorio entre 160°C y 300°C. En estos casos, en que el fluido circula directamente por la turbina, se debe tener en cuenta el rendimiento de la turbina que se podría estimar en el 95%. El rendimiento sería del orden de entre 30% y 47%. En el caso de los sistemas con tanque flash el fluido geotermal se utiliza solo parcialmente para ser expandido en la turbina. El tipo de turbina a utilizar dependerá de los niveles de presión y caudal disponibles, pudiendo ser de reacción o de acción.

En los usos directos de tipo térmico, el fluido geotérmico circula por un intercambiador de calor que entrega calor al proceso directamente. A modo de



ejemplo, en un sistema de calefacción residencial, el fluido geotérmico circulará por el intercambiador de calor que entrega calor al aire del ambiente como se presenta en forma esquemática en la figura 3.14

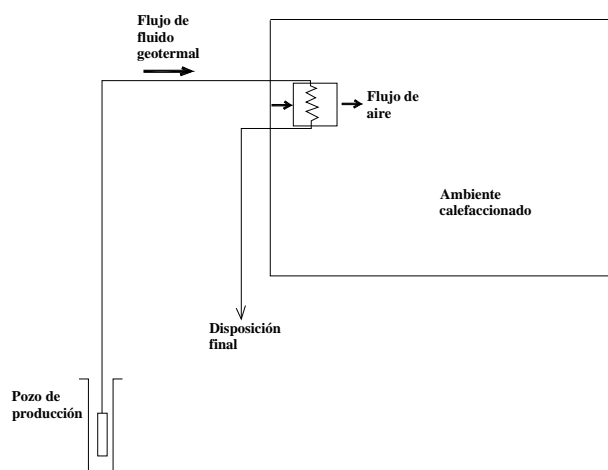


Figura 3.14 – Esquema de uso térmico directo

Este tipo de aplicación térmica se podría realizar en diversas utilizaciones residenciales, industriales o agrícolas. Además de las pérdidas que se tendrían en las conducciones, se tendrá las pérdidas en la unidad de intercambio térmico. Debe tenerse en cuenta que el fluido geotérmico puede resultar abrasivo, por la presencia de partículas y corrosivo, por la presencia de diversas sustancias, lo cual agregaría solicitaciones adicionales sobre las conducciones e intercambiadores de calor. En caso de seguir la estrategia de uso directo se debería incorporar sistemas de filtrado y eliminación de sustancias agresivas.

También se puede hacer un uso indirecto del recurso geotermal. Este uso indirecto se refiere a que, el fluido geotermal cede calor a otro fluido, el cual se utiliza en el proceso en cuestión.

Un primer uso del tipo indirecto es la generación de energía eléctrica en ciclos de tipo binario. Esta práctica se realiza para temperaturas del reservorio de entre 95°C y 160°C. Debe destacarse que en este caso aparece una pérdida de calor adicional, respecto a los ciclos convencionales, debido a la presencia del intercambiador de



calor. Estos dispositivos podrían tener un rendimiento del orden del 66%, por lo que el rendimiento de los ciclos binarios sería de entre 10% y 20%.

En los usos térmicos de tipo indirecto, el fluido que entrega calor al proceso de interés se hace circular por un intercambiador de calor donde recibe o cede calor al fluido geotérmico.

Una primera forma sería hacer circular un fluido por el reservorio manteniéndolo confinado en un dispositivo que permitiera el intercambio térmico, para luego utilizar ese fluido en el proceso de interés. Un ejemplo de este tipo de aprovechamiento serían los intercambiadores de calor ubicados pozo abajo.

Los intercambiadores de calor pozo abajo se sumergen en el pozo, donde hay fluido geotérmico a elevada temperatura, haciéndose circular otro fluido, en general agua, para su utilización por su interior. Parecen ser adecuados para potencias térmicas relativamente pequeñas (menos de 0.8MW) y profundidades no mayores a 450m. En la bibliografía se previene el uso de materiales que soporten la corrosión, siendo especialmente agredidas las piezas en la interfase agua-aire. Existen referencias de uso para pozos entre 12m y 60°C a 170m y 94°C. Se plantean diferentes formas de utilizar la potencia térmica. En el pozo se dispone un intercambiador de calor constituido por un tubo con un codo de 180° en el fondo, el cual forma parte de un sistema de calefacción. En la figura 3.15 se presenta un esquema de este tipo de intercambiadores. Este intercambiador de calor puede ser complementado con otro intercambiador destinado al calentamiento de agua para su utilización, o bien se puede practicar una extracción en el intercambiador de calor. La circulación puede hacerse por termosifón o con la ayuda de una bomba.

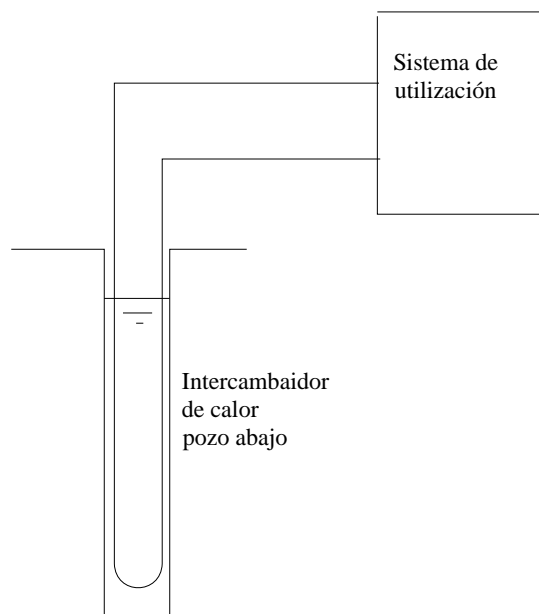


Figura 3.15 – Intercambiador de calor pozo abajo

El fluido geotérmico con el cual se produce el intercambio de calor presenta un gradiente de temperatura, lo cual hace que se tenga un pobre funcionamiento térmico de los intercambiadores pozo abajo. Para aumentar el intercambio térmico se suele disponer algún sistema que promueva la uniformización de la temperatura en la profundidad del pozo. Una primera forma sería disponer una camisa metálica en el pozo de diámetro menor al mismo y con ranuras verticales ordenadas circunferencialmente a la camisa a dos alturas diferentes, una cerca al fondo del pozo y otra algo por debajo del menor nivel que adopta el pozo tal como se presenta en la figura 3.16.

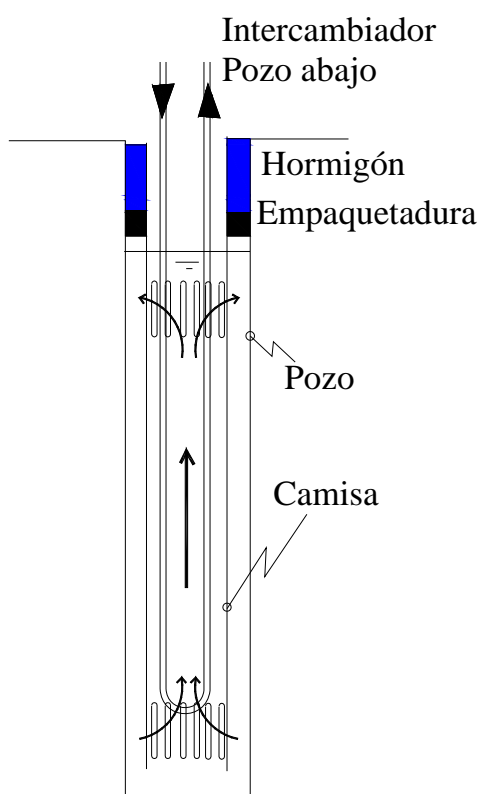


Figura 3.16 – Pozo encamisado

Esta camisa está ajustada con una empaquetadura, que por encima y hasta el suelo se dispone concreto para sellar. Esta camisa ranurada promueve que se genere una corriente dentro del pozo, ascendiendo por el interior de la camisa, sale por las ranuras exteriores, baja por el espacio anular entre la camisa y la superficie exterior del pozo y entra a la camisa por las ranuras inferiores. En forma alternativa se puede instalar dentro del pozo un tubo con las dos hileras circunferenciales de ranuras como se esquematiza en la figura 3.17.

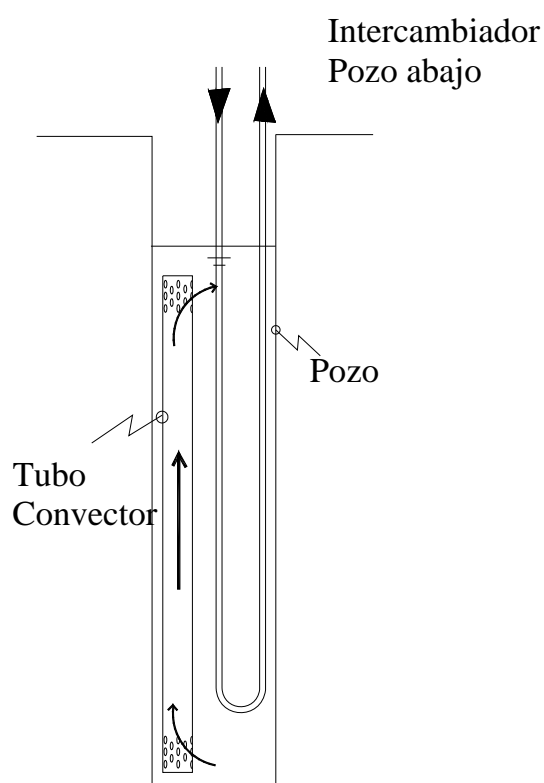


Figura 3.17 – Pozo con tubo convector

Este tubo, al cual se denomina convector, presenta una longitud del orden de la diferencia de cotas entre el fondo del pozo y el nivel de agua libre bajo bombeo. A partir del uso de pozo encamisados o de tubos convectores hace que en pozos donde se tienen gradientes de $0.36^{\circ}\text{C}/\text{m}$, se logre un campo uniforme de temperaturas del orden de las existentes en el fondo del pozo. Se ha visto que si el intercambiador de calor pozo abajo se dispone en la zona anular se tiene mayor salida de potencia respecto a lo que se logra ubicando el intercambiador dentro del tubo. En este último caso se logra, a su vez, una mayor potencia térmica si la



corriente en la zona anular es ascendente es decir, contrario a lo presentado en la figura 3.17. Esta configuración de flujo más efectiva requiere una potencia para ponerla en marcha, pues por termosifón se pone en marcha la otra configuración, es decir descendiendo por la zona anular y ascendiendo por dentro del tubo.

Otro tipo de intercambiador de calor utilizado en sistemas geotérmicos es el intercambiador de calor de placas. Este intercambiador se compone de una serie de placas alrededor de las cuales circula el fluido geotérmico de un lado y un fluido del otro, que será utilizado en el sistema usuario. En la figura 3.18 se presenta un esquema de un corte de este tipo de intercambiadores de calor.

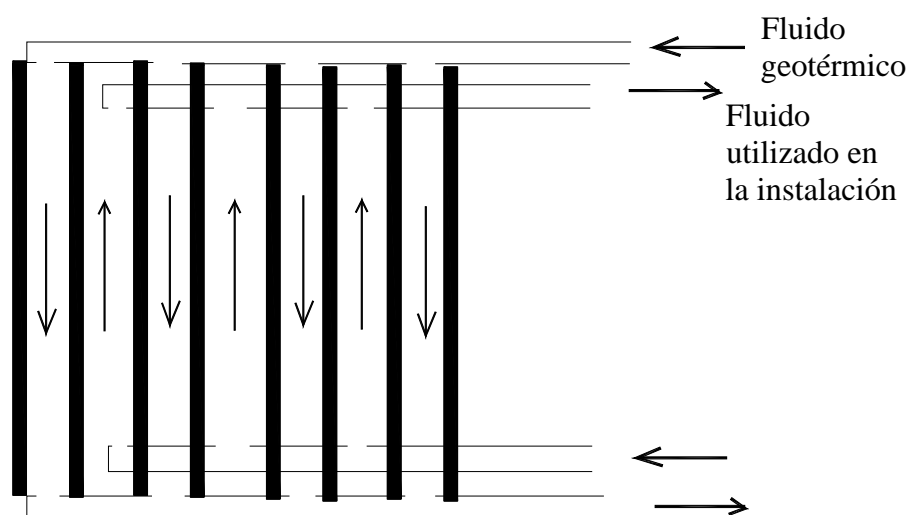


Figura 3.18 – Intercambiador de calor de placas.

Estos intercambiadores son sencillos de limpiar y las placas pueden ser construidas de diferentes materiales, presentando coeficientes de intercambio de calor del orden de $2400\text{W/m}^2\cdot^{\circ}\text{C}$ lo cual los hace aptos para operar con fluidos geotérmicos. Otro tipo de intercambiador de calor es el de tubo y carcasa. En estos intercambiadores de calor, de uso intensivo en sistemas convencionales, resulta más difícil la realización de mantenimiento

En un mismo sistema puede haber usos indirectos del recurso geotérmico como es servir de apoyo de una caldera en un sistema de calefacción como precalentador de



agua, pero además como precalentador de aire, como fuente de calor para un sistema de calefacción.

Los equipos destinados a intercambiar calor con el fluido geotérmico deben manejar temperaturas relativamente bajas y suelen diseñarse para lograr diferencias de temperatura entre la entrada y la salida del dispositivo de intercambio relativamente elevadas.

Los dispositivos utilizados para intercambio de calor destinados a acondicionamiento térmico de espacios son: serpentines finos que intercambian calor con aire los cuales son capaces de manejar temperatura tan bajas como 40°C a 50°C y pisos radiantes con los cuales es posible manejar agua con temperatura de hasta 35°C. Los convectores no resultan apropiados. En sistemas de calentamiento de agua, se utiliza para precalentamiento.

Dentro del equipamiento que se utiliza en un sistema geotérmico se destacan las bombas que succionan el fluido desde el pozo. Entre las bombas que utilizan se destacan las bombas de pozo y las sumergibles. En general el motor que mueve las bombas es eléctrico y no tienen ajuste de velocidad.

Respecto a los materiales que se suelen utilizar en aprovechamientos geotérmicos se destacan los aceros inoxidables, materiales plásticos, titanio. El cobre y el aluminio no son recomendados. A los efectos de paliar los efectos de la corrosión podría utilizarse materiales resistentes a tal solicitud, remover el oxígeno y utilizar acero al carbono, ó utilizar sistemas de tipo indirecto de manera de confinar la zona en contacto con el fluido geotérmico.

3.3.2 Elementos para la evaluación del uso del recurso

Si bien la viabilidad de la utilización del recurso geotermal depende de la energía disponible, caracterizado a través de la temperatura y del caudal del agua que podría ser extraída produciendo una depresión admisible, la factibilidad estará ligada a las características de la perforación.



En un aprovechamiento geotérmico se identifica el siguiente conjunto de características:

- **Profundidad del recurso** – En general resulta lo más significativo en el costo de la instalación. A los efectos de fijar ideas, para las profundidades típicas en la región que serían de entre 600 m y 1000 m, se podría estimar la inversión requerida en un pozo para ser explotado en el orden de U\$S 400.000.
- **Distancia entre producción y usuario** – Se trata que sea lo menor posible debido al costo inicial y de operación que se incorporan al realizar conducciones de mayor longitud. El costo de operación adicional estará asociado a las pérdidas de energía térmica y pérdidas de energía mecánica. Sería recomendable tener conducciones inferiores 1.5km
- **Caudal del pozo** – La energía que entrega un pozo es directamente proporcional al caudal. Un buen recurso entregaría un caudal de entre 90m³/h a 180m³/h.
- **Temperatura del recurso** – Este parámetro restringe el tipo de utilización, tal como se sugiere en el diagrama de Lindal, (ver figura 1.1). Si bien la energía disponible puede ser muy importante, la temperatura del agua podría ser inferior a lo requerido para el caso específico. En los sistemas de uso directo la temperatura del sistema debería ser algo inferior a la del reservorio, salvo si se utiliza una bomba de calor, caso en el cual la temperatura del sistema podría ser mayor que la temperatura del fluido geotermal.
- **Cambio de temperatura en el sistema usuario** – En la medida que el caudal a ser obtenido en un pozo geotermal está limitado por la capacidad del mismo, la potencia térmica que se extrae del recurso geotermal resulta proporcional al salto de temperatura que sufre el flujo al circular por el intercambiador de calor destinado a tal fin. Como se mencionara en el capítulo anterior, sería entonces razonable que dicho salto sea lo mayor posible, lo cual llevará a disminuir los costos de producción de energía debido a que la cantidad de energía sería mayor. Esto resulta un contraste frente a otros sistemas que trabajan con saltos de temperatura lo menor posibles, como ser en caso de sistemas en base a solar térmica.



- **Dimensión de la carga** – La utilización de un recurso energético a gran escala brinda el beneficio de la economía de escala, en particular lo vinculado al pozo y a la transmisión. Sería recomendable hacer un uso importante del recurso disponible, ya sea por la dimensión del sistema de utilización o por componerse el mismo de distintos tipos de uso que permitieran hacer un uso más efectivo del mismo. A los efectos de ilustrar lo anterior supóngase un reservorio a 70°C, con una capacidad de hasta 200m³/h. En caso de alimentarse un sistema de curado de hormigón, para lo cual la temperatura debería estar por encima de 60°C y un consumo de agua de 200m³/h, esto daría lugar a una demanda de potencia de 2.3kW. En forma alternativa se podría dimensionar un sistema que consume 50m³/h pero alimentar tres procesos diferentes. Un secado de frutas para lo cual la temperatura debe permanecer por encima de 60°C, un sistema de descongelamiento para lo cual la temperatura debería ser mayor a 30°C y una bomba de calor para lo cual la temperatura debería ser mayor a 20°C. En este caso la demanda de potencia sería 2.9kW. Un elemento que debe ser señalado es que el uso del recurso en un único proceso puede dar lugar a un menor consumo de energía y por lo tanto podría un menor factor de capacidad, en tanto que el uso múltiple podría asegurar un uso más efectivo del recurso geotermal.
- **Factor de capacidad** – La viabilidad de un sistema de utilización de energía geotérmica, así como de otros recursos energéticos, depende fuertemente de este parámetro, siendo preferible elevados factores de capacidad. A los efectos de tener elevados factores de capacidad se podrían seleccionar aplicaciones que presenten intrínsecamente elevados factores de capacidad o bien disponer en la instalación de sistemas que sean capaces de satisfacer las demandas de potencia de pico, como podrían ser otras fuentes de energía.
- **Composición del fluido** – La calidad del agua del pozo tiene influencia sobre la selección de los materiales debido al efecto de abrasión y corrosión que puede tener el fluido geotermal sobre los mismos, así como sobre la disposición final que se puede hacer del fluido geotermal una vez utilizado y la estrategia de utilización del recurso. Esto último se refiere a la conveniencia de hacer un uso indirecto del recurso. Esto se refiere a que el fluido geotermal podría circular en un circuito cerrado con un intercambiador



de calor en el cual se aporta calor al sistema de utilización, o bien se podría hacer circular un fluido por un intercambiador de calor sumergido en el pozo de explotación del recurso geotermal. Esta estrategia no sería aplicable a los sistemas de uso directo como lo es la generación de energía eléctrica que utiliza el fluido geotermal en fase vapor.

- **Facilidad de disposición final** – La presencia de algunas sustancias limita la utilización del fluido geotermal una vez que fuera utilizado en un sistema de conversión energética. Entre tales sustancias puede destacarse el sulfhídrico, debido a los olores, el ion Boro, el cual podría dañar los cultivos, el ion Fluor, debido a que limita el uso del agua como potable y especies radioactivas debido a los límites en que pueden estar presentes en el aire, agua y suelo.
- **Tiempo de vida del recurso** – El desarrollo del recurso debería ser efectuado de manera de asegurar una vida útil de entre 30 y 50 años.

El uso del recurso puede ser directo, en cuyo caso el fluido que se extrae del pozo se utiliza para cumplir una determinada operación, o indirecto, en cuyo caso el fluido geotérmico entrega energía a otro fluido que se utiliza en el sistema usuario.

En los sistemas de uso directo del recurso geotermal el fluido geotermal es extraído desde un pozo, con la ayuda o no de un equipo de bombeo y es impulsado hacia la utilización donde se requiere la potencia térmica. En este tipo de utilización se puede identificar los siguientes componentes:

- **Sistema de producción** – Incluye el pozo y el equipamiento que opera en el cabezal, tal como el equipo de bombeo, válvulas de regulación de caudal, medidores de caudal, etc.
- **Sistema de transmisión y distribución** – Desde la producción al usuario. En este sistema la incorporación de aislamiento térmico, al igual que el diámetro de la cañería, sería decidido en base a un análisis de factibilidad de la instalación. En dicho análisis debería tenerse en cuenta la longitud de la cañería, el caudal que se maneja, así como el costo de la instalación y del aislamiento térmico.
- **Sistema usuario**



- **Sistema de disposición final** – superficial o retorno a la fuente. El retorno a la fuente tiene como inconveniente que el fluido geotermal, en este tipo de sistemas pudo haber sido contaminado, por lo que se requerirá algún tratamiento adicional. La disposición superficial debe ser efectuada teniendo en cuenta los aspectos destacados más arriba respecto a su composición.
- **Sistema de respaldo y absorción de picos** – Se deberían absorber faltas de recursos y consumos de pico, lo cual podría realizarse haciendo acumulación de fluido geotermal o disponiendo de otras fuentes de energía. La necesidad de reserva está asociada a lo crítico que sería no disponer del recurso energético. A modo de ejemplo, en caso que el sistema geotermal alimente un equipo de frío, su falta significaría romper la cadena de frío del producto, lo cual podría dar lugar a pérdidas de producción. También si se utilizara en la calefacción de cultivos o de viviendas en momentos particulares de la producción o en temporada de bajas temperaturas, la falta de recurso geotermal podría ser crítico. La absorción de picos de demanda por parte del sistema geotermal, puede dar lugar a un innecesario sobre dimensionamiento del sistema, lo cual incrementa la inversión requerida, conduce a una utilización parcial de la potencia instalada, lo cual llevaría a tener menores rendimientos así como períodos de repago mayores. La necesidad de reserva como de absorber los picos de demanda, podrían ser satisfechos disponiendo de otras fuentes de energía, como podría ser gas natural o gas líquido de petróleo, el cual es abundante en la región. También podría disponer de acumuladores térmicos que utilizan materiales de elevada capacidad térmica, alrededor de los cuales se haría circular el fluido geotermal o bien el fluido que se utilice en los casos de utilizaciones indirectas.

3.3.3 Complementación con otras fuentes de energía disponibles

Las fuentes de energía alternativa disponibles en la región podrían utilizarse en conjunto con el recurso geotérmico, de manera de aprovechar las características de las mismas. La satisfacción de los picos de demanda de potencia en un sistema basado en energías renovables suele ser un aspecto de difícil solución. El sistema dimensionado a los efectos de satisfacer los picos de demanda, resulta de una



potencia nominal excesiva para satisfacer los consumos energéticos y no son factibles.

Aspectos Generales

En un sistema la energía se utiliza en sus diferentes formas como puede ser eléctrica, como para mover motores, iluminación, comunicación, computación, etc, térmica para calefacción, secado, maduración, etc., mecánica para bombeo de agua.

La disponibilidad de fuentes de energía convencionales, como lo son la energía eléctrica disponible en el sistema de distribución, o combustibles fósiles, puede dar lugar a una utilización extensiva e intensiva de la energía sin tener en cuenta la eficiencia con la cual se utiliza ni la racionalidad con la cual se conduce la energía. En un sistema que se manejan energías renovables debe atenderse con cuidado los aspectos antes mencionados. La utilización del recurso debe hacerse teniendo en cuenta la disponibilidad del mismo, debiéndose cuidar los consumos en momentos de escasez, y darle un uso amplio en casos necesarios en momentos de abundancia, contándose entre tales usos la acumulación de energía. También deberá utilizarse de acuerdo a la forma en la cual se dispone la misma. Por ejemplo, la energía eólica es una fuente de energía mecánica, por lo que su utilización es natural encauzarla como tal, como lo es el bombeo de agua, o bien para generar energía eléctrica. Esa energía eléctrica podría utilizarse de diferentes maneras, como ser iluminación, movimiento de motores, alimentación de diversos utensilios.

Sin embargo, el uso con fines térmicos da lugar a un uso no racional de la energía, pues es disipada a los efectos de obtener calor. Esta última utilización será más recomendable efectuarla con fuentes de energía en la cual se dispondría como calor o energía interna como lo son los combustibles fósiles, la biomasa, la energía solar o la energía geotérmica.

Un planteo similar se podría hacer a la inversa, es decir en sistemas donde se dispone energía en forma térmica, un uso racional de la misma sería utilizarla con fines térmicos como lo es el calentamiento de agua, calefacción, etc, mientras que



el uso con fines mecánicos da lugar a que una importante cantidad de energía deba ser utilizada en el propio sistema de conversión. A modo de ejemplo, como se mencionara en el capítulo tercero, en una planta de generación de energía eléctrica utilizando la energía térmica de un reservorio geotermal tiene un rendimiento de menos del 30%, por lo que un 70% de la energía utilizada del reservorio es consumida en el propio sistema de conversión. Este hecho toma relevancia en la medida que el recurso sea escaso.

Otro aspecto que está vinculado al uso de las energías renovables es la de hacer un uso eficiente de la misma. Esto se refiere a disminuir la pérdida de energía utilizando dispositivos con alto rendimiento y adoptar prácticas que disminuyan las pérdidas.

Estas observaciones muestran la necesidad de realizar la capacitación de las personas que están vinculadas al sistema que utiliza energías renovables.

Fuentes de energía disponible

En la región existe una elevada disponibilidad de biomasa. Esta se dispone en diferentes formas, como son residuos agroindustriales (cáscara de arroz, aserrín, cáscaras, etc.) residuos de la explotación forestal y plantaciones de árboles. La instalación en la región de plantas procesadoras de madera con el objeto de producir pulpa blanca de madera o papel, conducirá a un aumento en los costos y a un descenso de la disponibilidad del recurso biomasa en la última modalidad. Sin embargo, la producción arroceras en la zona sur de la región, la producción de granos en la zona oeste y la producción de caña de azúcar en la zona norte da lugar a una abundante disponibilidad de biomasa. La peculiaridad de este recurso es que se tiene en forma concentrada y resulta costoso su transporte, por lo que la utilización debería hacerse en los sitios de producción del residuo. La utilización de este recurso en un sistema geotérmico podría permitir satisfacer los requerimientos de punta del sistema, lo cual permitiría dimensionar el sistema geotérmico para los requerimientos de base.

La energía eólica disponible en la región presenta un gradiente hacia el sur donde sería mayor. Sin embargo la existencia de singularidades de la topografía y de la



rugosidad del terreno puede dar lugar a recursos más abundantes de lo esperado. El recurso eólico se puede concentrar en la zona costera aunque la existencia de colinas de suave pendiente, de lagos y de zonas de bañados puede dar lugar a zonas con velocidades de viento elevadas. En la zona sur de la región considerada existe experiencia y ejemplos de utilización de energía eólica. En Paraguay se están llevando a cabo algunas experiencias de utilización de energía eólica en zonas alejadas, aunque no es un país con elevado recurso eólico. En Argentina, Uruguay y Brasil existe un uso más extendido del recurso eólico a nivel autónomo. En la medida que la zona se desplaza hacia el norte, el recurso eólico se hace menor, sin perder de vista las consideraciones iniciales. Este recurso energético, especialmente en zonas alejadas de las redes de distribución de energía eléctrica, permitiría proveer energía mecánica para mover el equipo de bombeo o bien energía eléctrica para alimentar las necesidades de sistema de control,

La energía solar parece tener un gradiente opuesto al de la energía eólica. Es decir que hacia el norte se tendrán mayores radiaciones. En la zona sur, en promedio anualmente se dispondría de una radiación del orden de 600W/m^2 con máximas de 800W/m^2 y mínimas de 450W/m^2 . Se destaca que la radiación solar de referencia para el diseño de sistemas de conversión de energía solar es 1000W/m^2 , por lo que en la región sur los equipos tendrán una salida de potencia de entre 45% y 80% del nominal. En la zona norte, se podrá tener una radiación promedio de 800 a 900W/m^2 , por lo que los equipamientos en este caso tendrían una salida por encima del 80% del valor nominal. En este último caso la energía solar utilizada en forma térmica podrá significar un importante apoyo a un sistema de calentamiento de agua. Algunas experiencias llevadas a cabo en el estado de San Pablo, Brasil, muestra que el calentamiento de agua de uso residencial puede ser efectuado en un 80% del tiempo con energía solar.

Los micro aprovechamientos hidráulicos aparecen como una alternativa para generar energía eléctrica especialmente en zonas donde la topografía permite disponer de elevados saltos hidráulicos, o bien donde existen accidentes topográficos que permiten hacer cierres de los cursos de agua reduciendo los costos de las obras civiles, que son las más elevadas en este tipo de emprendimientos. Un estudio efectuado en Uruguay, por parte de la Facultad de Ingeniería, sobre la utilización de micro, mini y pequeños aprovechamientos hidroeléctricos mostró que



la factibilidad de tales emprendimientos es fuertemente dependiente de la entidad de la infraestructura civil que debe ser construida, siendo pobremente dependiente del equipamiento electromecánico. Esta peculiaridad es semejante a la que presenta el recurso geotérmico en el cual el costo del pozo resulta la componente más significativa de la inversión inicial. La disponibilidad de este tipo de recurso energético resulta muy dependiente de las realidades locales, tanto por la topografía, como por la actividad existente en la región. Para estos últimos se destaca la realización de reservorios de agua con el fin de regar, cría de peces, actividades recreativas, etc., las cuales requieren la construcción de presas con conducciones destinadas a disipar energía en caso de excesos. En esas instalaciones sería factible instalar micro turbinas hidráulicas. Los micros, mini y pequeños aprovechamientos hidráulicos podrían complementarse con la utilización del recurso geotérmico aportando la energía mecánica o eléctrica que requieren los sistemas geotérmicos.

Los bio-combustibles han sido considerados en forma creciente en el tiempo. Merece ser destacado en Brasil el programa PROALCOOL que llevó a la sustitución de un 25% de la nafta utilizada en vehículos por alcohol producido a partir de la caña de azúcar. También se destaca la producción de bio-diesel a partir de oleaginosos, o bien de aceites residuales. Estos combustibles podrían ser factibles en escala adecuada, de acuerdo a la utilización y a la disponibilidad de tierras para la producción de oleaginosos.

3.4 SOLUCIONES TECNOLÓGICAS

3.4.1 Tecnología aplicable a los diferentes usos

A nivel industrial se destaca el uso de la bomba de calor. Entre las bombas de calor que utilizan el recurso térmico disponible en el suelo pueden distinguirse las bombas de calor acopladas al suelo (GCHP), las bombas de calor que utilizan el agua subterránea (GWHP) y las bombas de calor que utilizan el agua superficial (SWHP).



Las bombas de calor acopladas al suelo disponen de un intercambiador de calor enterrado o pozo abajo. Este intercambiador opera en un circuito cerrado, el cual también incluye un intercambiador de calor agua-refrigerante que opera de condensador o evaporador del ciclo de vapor dependiendo si su función es calefaccionar o refrigerar. En la figura 3.19 se presenta un esquema de este tipo de sistema. El intercambiador de calor enterrado puede ser vertical u horizontal. En el primer caso debe practicarse un agujero profundo en el suelo, mientras que en el segundo se debe hacer una trinchera donde ubicar las cañerías.

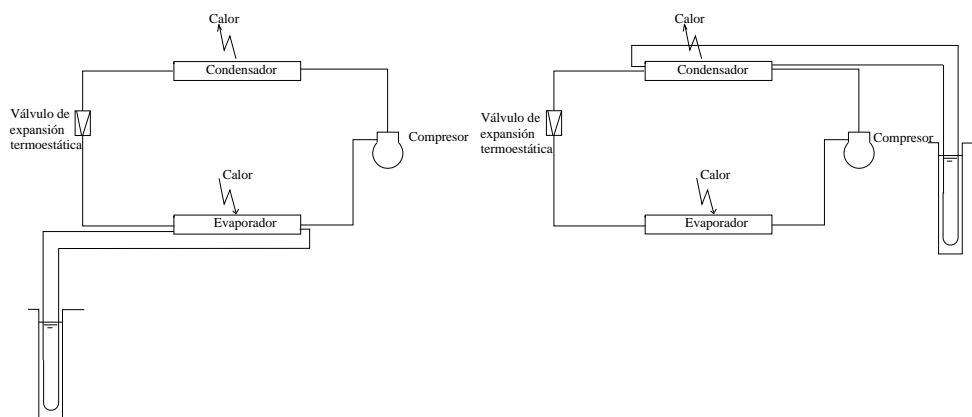


Figura 3.19 – Bomba de calor GCHP

El fluido geotérmico podría ser utilizado tanto para entregar calor al sistema a través del evaporador cuando el sistema se utilice como bomba de calor o para recibir calor en caso que el mismo actúe como refrigerador.

Las bombas de calor que utilizan agua subterránea disponen de un circuito abierto por el cual circula agua del acuífero succionando del mismo y descargando hacia la disposición final, la cual circula por un intercambiador de calor, por el cual también circula agua que, tal como se muestra en la figura 3.20, luego se dirige al condensador o al evaporador de la bomba de calor.

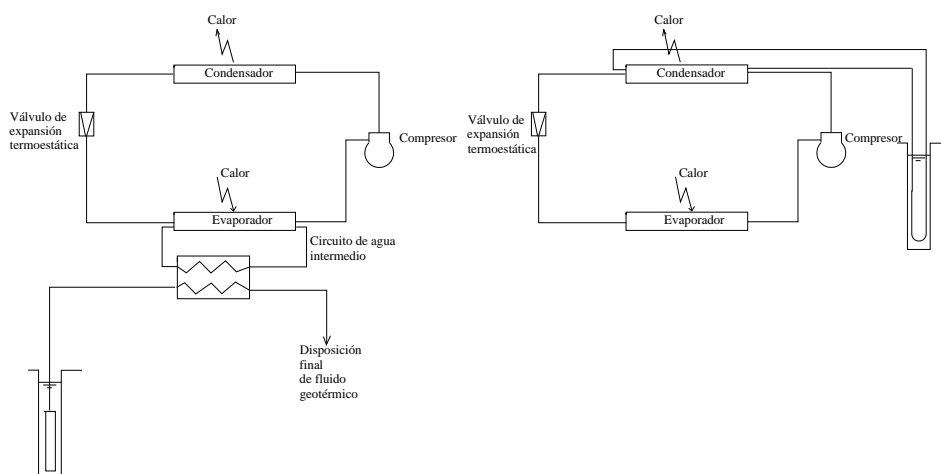


Figura 3.20 – Bomba de calor GWHP

Las bombas de calor que utilizan agua superficial, si bien no constituye estrictamente una utilización del recurso geotérmico, utiliza el calor acumulado en un cuerpo de agua como puede ser un lago, ver figura 3.21. En este caso se sumerge una tubería en el cuerpo de agua, la cual actúa como intercambiador de calor en un circuito cerrado que dispone otro intercambiador que interactúa con la bomba de calor.

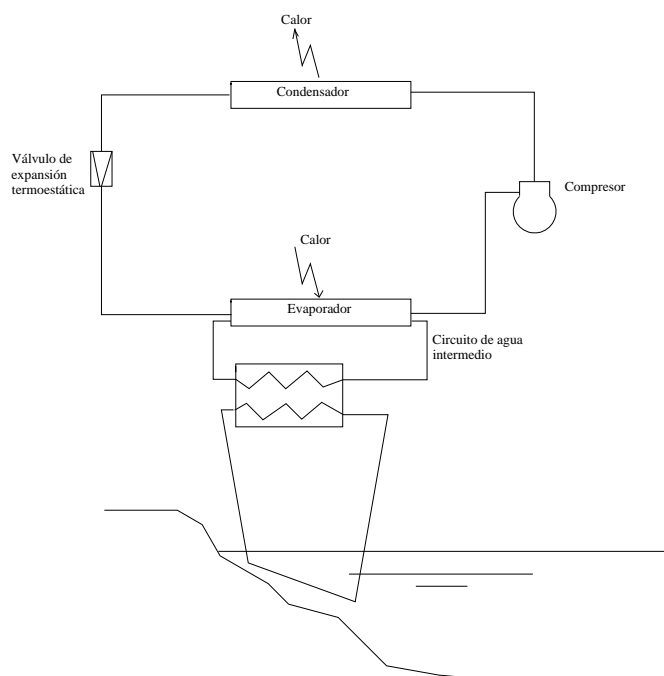


Figura 3.21 – Bomba de calor SWHP

El diseño de los sistemas que operan con bombas de calor acoplados al suelo tiene la dificultad de la forma en la cual el calor se transmite en el suelo y la forma en la cual evoluciona la temperatura del medio con el cual se realiza el intercambio de calor, tal como se refiere en el capítulo 3.2 de este informe. Respecto a esto último, la temperatura del suelo podría presentar evoluciones de escala anual o de varios años, variaciones de escala estacional o mensual y variaciones de escala diaria u horaria. El calor (q), que el recurso geotérmico intercambia con el sistema correspondiente, depende de la diferencia de temperatura entre el recurso (t_g) y el fluido (t_w) que se utiliza como vector energético, es decir para recibir calor del recurso geotérmico, transportarlo y volcarlo en la utilización del área de la superficie de intercambio, la cual resulta proporcional a la profundidad del pozo (L), y del coeficiente de intercambio o de su inversa la resistencia al intercambio de calor (R).

$$q = \frac{L(t_g - t_w)}{R} \quad (4.1)$$



La incógnita suele ser la longitud que debería tener el pozo a practicar en el suelo para lograr el intercambio de calor de diseño. Para ello, siguiendo la propuesta de Ingersoll and Zobel (1954), se supone que la variación de intercambio de calor se compone de pulsos de diferentes escalas temporales como son anuales, mensuales, diarios e instantáneas, tal como se expusiera en el capítulo 3.2. La respuesta del suelo a estos pulsos de distinta escala temporal es diferente y se la expresa a través de valores de resistencia al intercambio de calor sean R_a (anual), R_{gm} (mensual), R_{gd} (diario) y R_p (instantáneo). En procesos de escala diaria se supone que parte de la energía térmica intercambiada en el pozo no llega a la carga existiendo un corto circuito térmico con otros componentes intermedios, lo cual se expresa a través de un factor F_{SC} . También se supone que la carga mensual de diseño se utiliza sólo parcialmente definiéndose un factor de carga (PLF_m). Se supone que hay un intercambio de calor anual neto entre el fluido y el reservorio, (q_a) el sistema tendrá un requerimiento de calor de diseño (q_{lh}), y un requerimiento de calor de enfriamiento de diseño (q_{lc}). La potencia de diseño para el circuito de calentamiento W_h y la potencia de diseño para el circuito de enfriamiento W_c . La temperatura del reservorio geotérmico es t_g , la temperatura del agua de entrada al intercambiador geotérmico es t_{wi} y la temperatura del agua de salida es t_{wo} . Esta metodología sugiere incorporar una penalidad a la diferencia de temperatura (t_p) debido al intercambio de calor que puede haber con otros pozos cercanos.

La longitud del pozo para lograr satisfacer la carga de calor de refrigeración (L_c) ó la carga de calefacción (L_h) se podría calcular de la siguiente manera.

$$L_c = \frac{q_a R_{ga} + (q_{lc} - 3.41 W_c) (R_p + PLF_m R_{gm} + F_{SC} R_{gd})}{t_g - \frac{t_{wi} + t_{wo}}{2} - t_p} \quad (4.2)$$

$$L_h = \frac{q_a R_{ga} + (q_{lh} - 3.41 W_h) (R_p + PLF_m R_{gm} + F_{SC} R_{gd})}{t_g - \frac{t_{wi} + t_{wo}}{2} - t_p} \quad (4.3)$$

En el caso de los sistemas horizontales se maneja la realización de trincheras en las cuales se ubican de uno a seis tuberías, pudiéndose efectuar un planteo similar al caso vertical para el cálculo, sólo que la dimensión principal es horizontal. En este



caso, seguramente, se requiera aumentar la longitud de la cañería total o más precisamente la superficie de intercambio. Si se incrementara el número de cañerías, se podría disminuir su longitud, con lo cual se puede disminuir la superficie de terreno ocupada. Otra alternativa para aumentar el área de intercambio es enrollar la cañería de forma de hacer un serpentín desarrollado horizontalmente. En este caso particular debe tenerse cuidado al tapar la cañería de manera de asegurar un íntimo contacto entre la cañería y la tierra de relleno. Para cada configuración debería elegirse cuidadosamente el coeficiente de intercambio térmico, debido a la interferencia que producirá la presencia de varias cañerías.

Un ciclo de vapor está integrado por cuatro componentes: compresor, condensador, válvula de expansión y evaporador, tal como se esquematiza en la figura 3.22

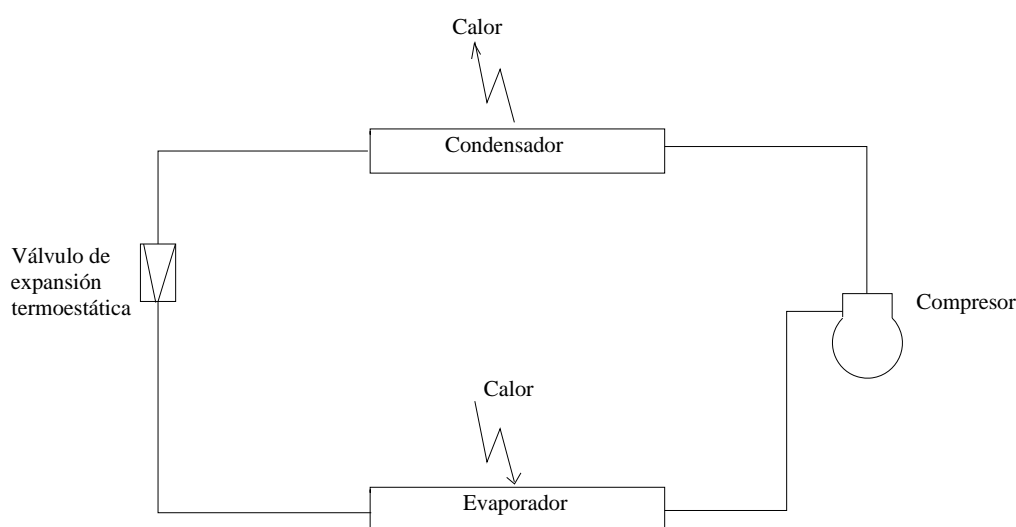


Figura 3.22 Figura de un ciclo de vapor

El compresor entrega potencia al vapor según un proceso politrópico con el objeto de elevar la presión del mismo y así su temperatura. Usualmente, a la salida del compresor se tiene vapor sobre calentado del fluido utilizado. En el condensador el vapor entrega calor siguiendo un proceso a presión constante de manera que en su salida se tenga líquido saturado. En la válvula, siguiendo un proceso adiabático, es decir, sin que cambie la entalpía, el líquido desciende su presión a entalpía constante, de forma de obtener vapor con una relativamente baja cualidad, es decir es una mezcla de vapor y líquido con una elevada proporción de este último en



masa. En el dispositivo denominado evaporador la mezcla de líquido y vapor recibe la cantidad de calor necesaria como para obtener vapor saturado seco a su salida.

En la figura 3.23 se presenta una ley de estado típica de un fluido utilizado en un ciclo de vapor, en un diagrama presión (ordenada) – entalpía (abscisa)

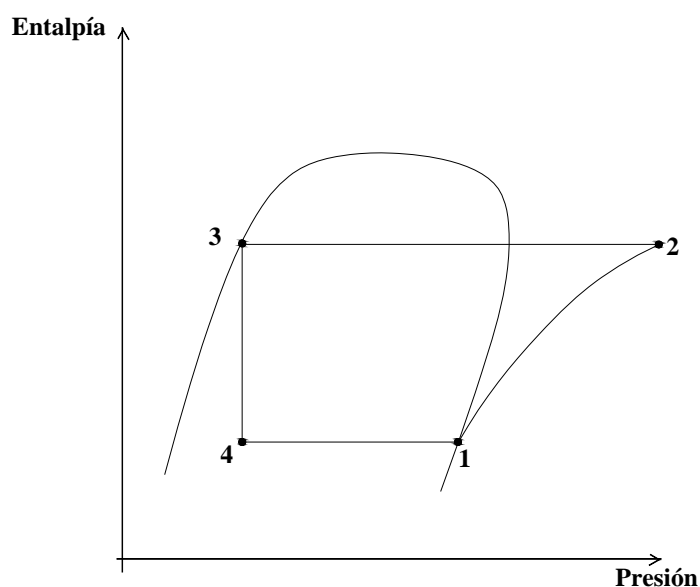


Figura 3.23 Ciclo de vapor en un diagrama de estado presión -entalpía

El proceso que el fluido sigue en el compresor es el 1-2, en el condensador 2-3, en la válvula, 3-4 y en el evaporador es el 4-1.

Cuando el ciclo de vapor actúa como ciclo refrigerador, el evaporador se encuentra en contacto con un ambiente del cual recibe calor. Por lo tanto ese ambiente se encuentra a mayor temperatura que el vapor del ciclo en el evaporador. Ese ambiente puede ser el aire de una sala o bien agua de un sistema para enfriar o congelar agua. En este caso el condensador libera calor hacia un medio a menor temperatura que es un sumidero con capacidad de evacuar el calor recibido a través de algún proceso. En caso de utilizarse energía geotérmica, en este caso el agua a elevada temperatura del reservorio o calentada con agua del reservorio es la que recibe el calor del ciclo y la vuelca al reservorio geotérmico. Es decir que el reservorio geotérmico presentará una temperatura inferior al del ciclo de vapor en



el condensador. En resumen el calor que se extrae del ambiente a refrigerar se vuelca al reservorio geotérmico.

En caso en que el ciclo de vapor se utilice como bomba de calor, el agua del reservorio geotérmico o bien la calentada con el mismo, se utiliza para entregar calor en el evaporador. De esto se deduce que la temperatura del reservorio es mayor a la del fluido del ciclo en el evaporador y por otro el reservorio entrega calor.

El coeficiente de funcionamiento (COP) de un ciclo de vapor se define como el cociente entre la potencia térmica intercambiada en la utilización, y la potencia mecánica aportada al ciclo de vapor. En la medida que por todos los componentes del circuito circula la misma masa de fluido por unidad de tiempo, este cociente de potencia se reduce al cociente entre las diferencias de entalpía que se establecen en cada componente. A continuación se presenta el COP_R y el COP_{BC} según el sistema actúe como refrigerador o como bomba de calor y utilizando la figura 3.23.

En el caso de una bomba de calor, el (COP) resulta mayor a la unidad, por lo que entregando una cierta cantidad de calor al fluido del ciclo de vapor en el evaporador (entalpía 1 menos entalpía 4) y entregando potencia en el compresor (diferencia de entalpía en 2 menos la entalpía en 1) se entrega una cantidad de calor al medio a través del condensador, (diferencia de entalpía en 2 menos entalpía en 3) mayor a la entregada por el reservorio geotérmico a través del evaporador. Si se considera un mismo ciclo de vapor, la diferencia entre el COP_{BC} actuando como bomba de calor y el COP_R actuando como refrigerador vale la unidad, por lo que el COP_{BC} trabajando como bomba de calor siempre es mayor a la unidad, en tanto que el COP_R como refrigerador resulta, en general, inferior a la unidad.

En el caso que el ciclo de vapor se utilice como calefacción y suponiendo que la temperatura en el condensador está fijada por la temperatura que se debe lograr en el ambiente a calefaccionar, en la medida que se incrementa la presión o temperatura del evaporador, y por lo tanto de la fuente con la cual intercambia calor este componente, aumenta la capacidad de calefacción del sistema. Este aumento de capacidad se produce debido al incremento del caudal másico que es capaz de entregar el compresor.



Si se compara la bomba de calor con la calefacción directa, utilizando en ambos casos un intercambiador de calor sumergido, por un lado, se tiene un incremento neto en el consumo de potencia, pues la bomba de calor consume la potencia de compresión, y, por otro lado, desciende el requerimiento de calor del reservorio. Este descenso de requerimiento se traduce tanto en la disminución del área del intercambiador de calor sumergido, como en la disminución del caudal de agua requerido. Este beneficio que presenta el uso de la bomba de calor en el aprovechamiento del recurso geotérmico se hace más evidente en la medida que la escala del aprovechamiento se incrementa.

Para el caso de sistemas de muy pequeño porte la calefacción podría ser más razonable hacerla utilizando en forma directa el fluido geotermal, a pesar de las dificultades que ello implica debido la corrosión y abrasión que puede haber asociada.

En Chiasson, tp11, presenta un análisis comparativo entre el uso de energía térmica para el calentamiento de una piscina de uso residencial en una vivienda donde se utiliza energía geotérmica para calentamiento y para refrigeración con bomba de calor. La piscina se supone enterrada con un coeficiente de conductividad térmica en el suelo de $2\text{W/m}^{\circ}\text{K}$, la vivienda tiene 186m^2 construidos, la piscina es de 9.1m por 6.1m por 1.5m y se fija un valor de consigna para la temperatura del agua de la piscina de 26.7°C . Además, se considera el caso de cubrir la piscina durante la noche o no cubrirla. Respecto a los costos manejados son de $26\text{U}\$/\text{m}$ de profundidad de pozo donde instalar el adicional del circuito enterrada, un costo inicial del sistema de bomba de calor de $3516\text{U}\$/\text{kW}$, un costo de energía eléctrica de $0.1\text{U}\$/\text{kW.h}$ y del gas natural de $0.3\text{U}\$/\text{m}^3$. Los sistemas considerados fueron: a) sólo la vivienda con acondicionamiento de aire, b) el anterior con bomba de calor para elevar la temperatura del agua de la piscina y c) el anterior con un intercambiador de calor para recuperar en parte el calor desde la piscina debidos a otros aportes como lo es la radiación solar y el intercambio por convección con el aire.

En los casos en que el sistema de acondicionamiento térmico está dominado por la carga de calefacción, el agregado del calentamiento de agua de la piscina resulta no



factible debido al largo período de repago que resulta de la inversión en pozo adicional requerida. En la medida que la carga de refrigeración resulta mayor en al menos un 25% comienza a ser factible y más conveniente que la calefacción en base a gas a natural.

En Chiasson, tp118 se presenta un análisis de factibilidad sobre el uso de energía geotérmica para aportar calor en un invernadero. Se analizó la operación de un invernadero de 4047m² de superficie, una temperatura de 18.3°C y se analizó la factibilidad para un intervalo de costo de pozo de entre 13U\$/m y 39U\$/m. Como alternativa se consideró el gas natural con un costo inicial de 284U\$/kW y un precio entre 0.18U\$/m³ y 0.7 U\$/m³. El costo de la electricidad se estimó en 0.1U\$/kW.h, un costo de mantenimiento de la caldera del 2% del costo inicial y una tasa de descuento del 6%. Se analizó sistemas en circuito abierto y en circuito cerrado, tomando como indicador el Valor Actual Neto (VAN) calculado para cada tarifa de gas natural y cada tarifa de construcción del pozo, correspondiente a la fracción de carga térmica satisfecha que hace mínimo al VAN.

El sistema en circuito abierto da un mejor resultado económico que el sistema en circuito cerrado. A modo de ejemplo, para una tarifa de gas natural de 0.25U\$/m³ y un costo de instalación de 30U\$/m, en un sistema en circuito cerrado basado en energía geotérmica no sería factible mientras que un sistema en circuito abierto es factible y sería adecuado para alimentar más de la mitad de la carga del invernadero.

Un elemento interesante que presenta el artículo es la relación entre, para este caso particular, la tarifa del gas natural y el costo del pozo para satisfacer una misma fracción de energía total o bien la fracción del pico de demanda que es factible satisfacer.

También se destaca la conveniencia de satisfacer el pico con otra fuente energética, y así no sobredimensionar el sistema geotérmico.

En caso de hacer refrigeración, el tipo de sistema más adecuado sería el equipo de absorción. En este caso una fuente de calor entrega la potencia requerida para mover el fluido en el circuito y para promover el proceso de absorción y separación



del refrigerante y la sustancia absorbedor. Los sistema de absorción utilizan dos fluidos que pueden ser agua-amoniaco o agua – bromuro de litio. Un tercer componente gaseoso, como lo es el hidrógeno, es incorporado de manera que al agregar calor a la mezcla se eleva la presión lo suficiente como para desplazar la mezcla de los líquidos antes mencionados. Según las referencias, tanto la capacidad de refrigeración como el COP descienden al descender la temperatura del reservorio geotérmico. Para temperaturas del recurso geotérmico de 116°C, se tendrían valores de COP de 0.65 a 0.70. Si la temperatura descendiera a 82°C, el COP sería del orden de un 80% del valor antes mencionado, mientras que la capacidad del sistema bajaría al 20% de lo que valdría para la temperatura de 116°C.

En Mérida, 1999 se presenta ejemplos de utilización del recurso geotérmico para el curado de bloques de hormigón y para el secado de frutas. Este tipo de actividades presentan el beneficio del uso del recurso geotermal, pero también posibilitan el desarrollo socioeconómico de zonas donde se tienen recursos energéticos escasos. A modo de ejemplo se podría citar la cocción de alimentos, tanto para auto consumo como para la venta, el procesamiento de cerámica, el destilado de bebida, el desarrollo de eco turismo, y la producción de hierbas medicinales y aromáticas.

En la región se tiene una amplia producción agrícola, la cual en general tiene asociado procesos de secado y maduración que requieren calor. A modo de ejemplo puede citarse la producción de cebolla y boniatos, tabaco, yerba mate, así como los cultivos bajo techo. También deben mencionarse productos que dependen fuertemente de la cadena de frío, en la cual el recurso geotermal puede aparecer como una fuente de energía para alimentar los sistemas de frío. Entre tales actividades puede citarse la industria láctea, la pesca, en especial la artesanal, el procesamiento de carnes, etc.

Cada una de las actividades que se mencionaron anteriormente presenta características propias, que llevarían a requerir recursos termales de diferente temperatura, por lo que en cada caso se deberán analizar la factibilidad. En el caso de la cebolla y el boniato se necesitaría relativamente bajos consumos de energía, pero potencias elevadas. En cambio el tabaco, la yerba mate y las hierbas aromáticas presentan bajos requerimientos de potencia pero elevados consumos



de energía debido a los tiempos necesarios para realizar el proceso. Algo similar ocurrirá con el requerimiento de enfriamiento.

Al año 1998 existía una potencia instalada en el mundo de plantas geotérmicas de generación de energía eléctrica de 8150MW aproximadamente. Este valor parece no haber cambiado sensiblemente al año 2003.

Como ya se mencionara, básicamente existen tres tipos de plantas de generación. Un primer tipo es la que usan directamente el vapor que se tiene en el reservorio geotérmico. Se destacan las plantas precursoras instaladas en Lardarello, Italia, en Nueva Zelandia y en los Geysers en California, Estados Unidos. Un segundo tipo son las plantas tipo flash, en las cuales también se utiliza el fluido geotérmico a elevada temperatura, el cual es vaporizado en un tanque o bien en dos tanques. El vapor así generado puede presentar uno o dos niveles de presión. Un tercer tipo de central es el denominado sistema binario. En este caso el fluido geotérmico es utilizado para elevar la temperatura y vaporizar un fluido que luego es el que sigue el sistema de generación. A este sistema, como en los otros, se agrega un sistema de enfriamiento para condensar que puede ser en base a una torre de enfriamiento o bien del tipo seco utilizando enfriamiento con aire. Como fluido secundario se solía utilizar refrigerantes cloro-fluor-carbonados, mientras que en la actualidad se utilizan hidrocarburos tales como iso-butano o pentano.

El Rafferty 2000 hace un interesante análisis de sensibilidad del rendimiento y del costo de generación de energía eléctrica con parámetros relevantes al funcionamiento de una planta de generación geotérmica como son la capacidad de la planta, la temperatura del recurso, la profundidad del pozo geotérmico y el factor de capacidad de la planta de generación.

El rendimiento teórico del ciclo termodinámico se obtiene como el cociente entre la diferencia de temperatura de la fuente caliente (caldera) y la fuente fría (condensador) y la temperatura de la fuente caliente. Debe considerar además que existen pérdidas en la transferencia de calor que pueden ser del orden del 33%. También hay pérdidas en el proceso de transferencia de energía en la caldera y en la turbina del 15% y 3% respectivamente. Además las centrales de generación disponen de equipos accesorios tales como bombas, ventiladores y controles que



consumen energía eléctrica, las cuales se denominan cargas parásitas. El rendimiento neto de la planta es del orden del 47% del rendimiento teórico.

El rendimiento, como se mencionó antes, depende de diversos parámetros. A los efectos de analizar la sensibilidad del rendimiento se toma como referencia una planta que tiene un recurso a 121°C, una potencia nominal de generación de 300kW, la profundidad del pozo de producción de 305m, la profundidad del pozo de retorno de 198m, un factor de capacidad del 80%, una vida útil de 30 años. En Estados Unidos el costo de instalación resulta de U\$1.278.000 y un costo anual de mantenimiento de U\$63.000. Esta planta tendría un rendimiento neto del 10% y un costo de producción de 0.105U\$/kW.h.

El análisis de sensibilidad presentado en Rafferty, 2000, presenta los siguientes aspectos:

- Si la potencia nominal se incrementara a 1MW el costo de producción bajaría a la mitad del valor de referencia, mientras que si la capacidad descendiera a 100kW el costo de producción sería más del doble que el valor de referencia.
- Un cambio de 11°C en la temperatura del recurso daría lugar a un cambio de entre 10% y 15% en el costo de producción.
- Un incremento de la profundidad del pozo de 700m daría lugar a un incremento del 38% en el costo de producción de energía eléctrica.
- A modo de ejemplo, si la potencia nominal de la planta fuera de 100kW, la temperatura del recurso de 95°C y la profundidad del pozo de 1000m, el costo de generación podría ser de 0.484U\$/kW.h.



3.5 APLICACIONES VIABLES EN DIFERENTES REGIONES DEL SAG

3.5.1 Análisis de utilización del pozo ubicado en la ciudad de Salto

Esquema del sistema

El uso del recurso geotérmico admite su explotación en “cascada”. Esto significa utilizar el recurso energético sucesivamente en diversos tipos de utilización. El objetivo de este tipo de explotación sería proveer de energía a diferentes sistemas y ordenados por alguna característica común como puede ser el nivel entálpico requerido por el mismo, la ubicación respecto al pozo de explotación, costos involucrados en el sistema de intercambio y de conducción. En la figura 3.24 se presenta un esquema del sistema que se plantea analizar en este caso.

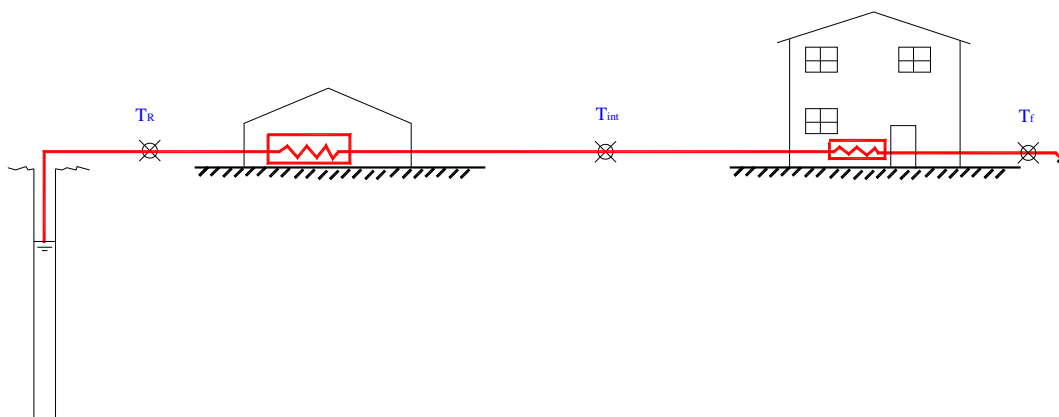


Figura 3.24 – Esquema de la explotación del recurso

El agua a temperatura T_R se hace circular por un primer tipo de sistema, descendiendo la temperatura a un valor T_{int} . Luego se hace circular por un segundo sistema llegando la temperatura a un valor T_f , utilizándose en un tercer tipo de proceso.

El análisis en este caso se centra en la calefacción de invernaderos y en calefacción residencial. La tercera utilización considerada es el riego.



El sistema de intercambio térmico se supone de tipo directo, es decir que se hace circular el propio fluido geotérmico por el mismo, y el calor es transmitido a una corriente de aire. Entre las alternativas a este sistema de intercambio térmico se destacan los sistemas mencionados en el Informe 1 como son el intercambio térmico indirecto, en el cual se transmite calor a un fluido intermedio que luego entrega calor al ambiente que se desea calefaccionar, y la bomba de calor, en la cual el fluido geotérmico se utiliza para alimentar un circuito de vapor.

Se elige el sistema de intercambio térmico directo por ser el que requiere menor inversión inicial. Este menor costo se refiere por requerirse menores superficies de intercambio, debido a que se tienen menos pérdidas pues el intercambio se realiza en un solo paso, sino que además no requiere ningún otro sistema accesorio, salvo la bomba de agua para hacer circular el fluido geotérmico y eventualmente un ventilador para hacer mover el aire con al cual se le transmite el calor. Debe mantenerse presente que el uso directo del recurso geotérmico está fuertemente condicionado por la composición del fluido geotérmico. Esto podría llevar a la necesidad de utilizar materiales resistentes a la corrosión, que no harían factible la construcción de intercambiadores de calor con pequeña superficie de intercambio, así como asegurar que los efectos debidos a daño en los intercambiadores de calor se registren fuera de los ambientes que se acondicionan. El sistema basado en el uso de bomba de calor resulta más eficiente que el intercambio directo, pero requieren de un circuito de vapor, el cual requiere potencia mecánica. En etapas posteriores se analizará tanto el intercambio indirecto como el uso de bombas de calor.

Se analizan tres intercambiadores de calor, los cuales se esquematizan en las figuras 3.25, 3.26 y 3.27. Un primer sistema es un intercambiador de flujo cruzado en el cual el agua es conducida por tubos y el aire se mueve por fuera de los tubos alrededor de los mismos es decir no es conducido. Un segundo sistema es similar al anterior pero utilizando tubos aletados. El tercer intercambiador de calor es del tipo de placas.

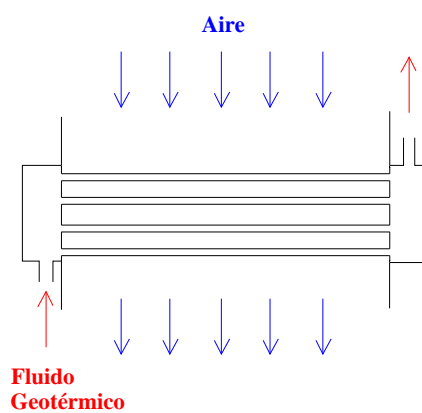


Figura 3.25 – Intercambiador de tubo y carcasa de flujo cruzado

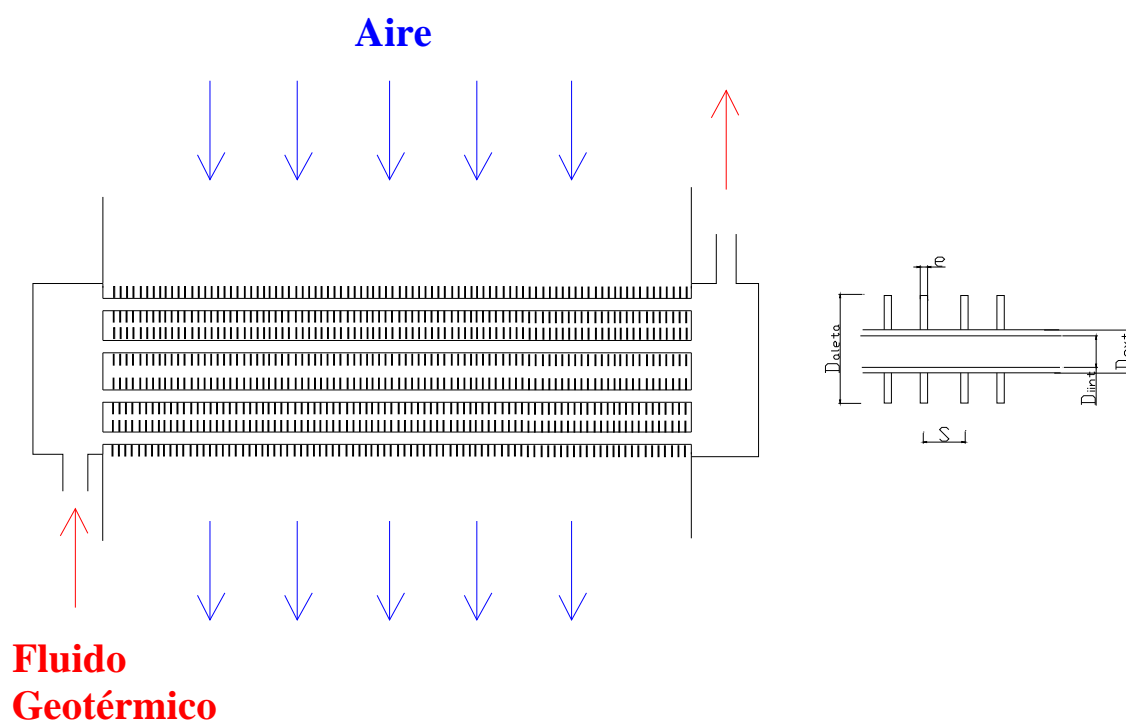


Figura 3.26 – Intercambiador de calor de flujo cruzado y tubos aletados.

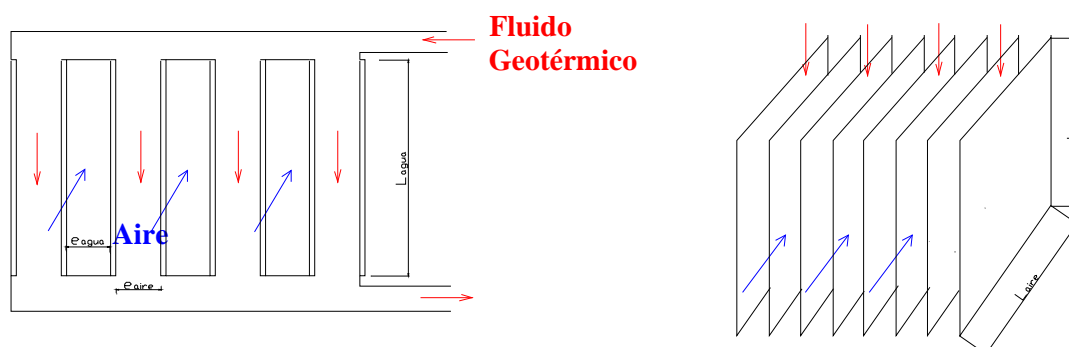


Figura 3.27 – Intercambiador de calor de placas.

Dimensionamiento de los sistemas de intercambio térmico

El dimensionamiento de los diferentes componentes del sistema de intercambio térmico se efectuó analizando un caso concreto. Este caso se caracterizó a través del recurso disponible y del tipo de utilización que se plantea.

El recurso geotérmico considerado es el disponible en el pozo disponible en la ciudad de Salto cuya gestión está a cargo de las Obras Sanitarias del Estado (OSE). En este pozo se extrajo durante algunos años el agua requerida en la mencionada ciudad. Se dispone información tanto sobre el diseño como sobre la operación de dicho pozo. En la tabla 3.2 se presenta el resultado del ensayo de bombeo.

Tiempo de ensayo (min)	Prof. nivel agua (m)	Caudal (m ³ /h)	Tiempo de ensayo (min)	Prof. nivel agua (m)	Caudal (m ³ /h)	Tiempo de ensayo (min)	Prof. nivel agua (m)	Caudal (m ³ /h)
1	77.71	331.9	60	101	299.7	840	113.32	297.21
2	84.62	316.21	70	101.26	296.86	900	113.06	277.69
3	86.03	313.52	80	101.39	295.43	960	112.97	276.16
4	86.47	310.8	90	101.04	293.99	1020	112.96	276.16
5	86.71	308.07	100	101.34	291.09	1080	112.95	276.16
6	86.95	305.3	120	101.77	288.17	1140	112.66	274.62
7	87.15	302.51	140	102.05	286.69	1200	112.8	274.62
8	87.26	302.51	160	102.24	285.21	1260	112.69	273.07
9	87.3	299.7	180	102.43	285.21	1320	114.12	274.62
10	87.39	299.7	210	102.48	282.23	1380	112.35	271.51
12	87.66	296.86	240	113.67	302.51	1140	112.33	271.51
14	87.89	293.99	270	113.39	299.7	1500	112.23	269.95
16	88.12	293.99	300	113.69	296.86	1560	112.12	269.95



18	88.25	291.09	360	114.36	295.43	1620	112.02	268.38
21	88.41	288.17	420	115.3	293.99	1680	112.35	268.38
24	98.97	318.88	480	115.76	292.55	1740	112.22	268.38
27	99.68	316.21	540	116.85	292.55	1800	112.32	268.38
30	99.9	312.16	600	112.27	280.72	1860	112.22	268.38
35	100.12	310.8	660	112.68	279.21			
40	100.58	308.07	720	113.06	280.72			
50	100.78	305.3	780	113.52	279.21			

Tabla 3.2 – Ensayo de bombeo del pozo de Salto.

A los efectos de tener un valor de referencia se supone que el caudal de agua que se extrae es de 280m³/h. La temperatura del agua en la boca del pozo resulta de 48°C.

La utilización del recurso geotérmico se plantea utilizar, en primer lugar, en un conjunto de invernaderos y luego en un grupo de viviendas.

Los invernaderos podrían ser utilizados para la producción de distintos productos. A modo de ejemplo en la tabla 3.3 se presenta valores de temperatura de referencia para la producción de lechuga y de tomate.

Producto	Noche	Día	Mínima	Máxima
Tomate	13°C a 16°C	22°C a 26°C	8°C a 10°C	26°C a 30°C
Lechuga	10°C a 15°C	15°C a 20°C	4°C a 6°C	25°C a 30°C

Tabla 3.3 – Valores recomendados de temperaturas

El diseño del sistema de calefacción se efectuará para el periodo nocturno, que es cuando no hay aporte de calor por radiación y se registran las menores temperaturas. El diseño se efectúa para la producción de tomates.

Para el ambiente exterior se supone que la temperatura vale 5°C y que el calor se intercambia con el exterior por convección, natural en el interior y forzada en el exterior con una velocidad del viento de 3m/s, así como la asociada al intercambio de aire que se produce con el exterior la cual se produce de una vez el volumen del invernadero por hora.



El invernadero se supone que tiene 20m de largo, 5m de ancho y 2m de alto, está construido con dos láminas plásticas separadas 20mm.

El intercambio de calor se estimó a partir de las recomendaciones presentadas en Matallana y Mantero, 1995, así como de los valores deducidos de las correlaciones propuestas entre los coeficientes de intercambio de calor por convección y parámetros adimensionados que caracterizan el flujo. Se dedujo que la pérdida de calor del invernadero sería de 3kW.

Respecto a las viviendas se supone que son de una planta de 14m por 14m y 3m de altura, construidas con doble pared de ladrillos. Asumiendo que la temperatura interior resulta de 20°C, la potencia térmica requerida por la vivienda se estima en 20.9kW.

El intercambiador de calor de tubo y carcasa se supone integrado por filas de 10 tubos de 2 pulgadas de diámetro nominal de 1m de longitud ordenadas en trebolillos. El coeficiente de intercambio térmico de este tipo de intercambiador resulta de 10.6W/m².°C.

En caso que los tubos sean con aletas, las mismas se suponen circulares de 3.5 pulgadas de diámetro, 1mm de espesor y separadas 8.5mm. Los tubos se suponen ordenados en filas de 7 unidades, ordenados en trebolillos. El coeficiente de intercambio resulta de 7W/m².°C. Se destaca que este parámetro está referido al área total de intercambio, la cual incluye las aletas.

El intercambiador de calor de placas se supone constituido por placas cuadradas de 1m de lado y de 2mm de espesor. La separación de placas del lado de agua se supone de 5mm y del lado de aire de 20mm. El coeficiente de intercambio térmico de este tipo de intercambiador resulta de 3.4W/m².°C.

Se supone que en cada intercambiador circula 5.2m³/h de agua y que su temperatura desciende 0.5°C. Sería posible calefaccionar 0.54há de plantaciones cubiertas. Si se supone que los coeficientes de intercambio se mantuvieran si se hace lo mismo con cuatro conjuntos iguales de intercambio, se podrían



calefaccionar 2.2há. El descenso total de la temperatura del agua sería de 2°C, por lo que la temperatura del agua sería de 46°C.

Si ahora se deseara calefaccionar la misma cantidad de invernaderos utilizando agua a esta temperatura, el área de intercambio de cada intercambiador de calor se debería incrementar en un 25%. En la tabla 3.4 se presenta el área de intercambio de cada tipo de intercambiador y para cada intervalo de temperatura considerado, es decir 48°C a 46°C y 46°C a 44°C.

Intercambiador	46°C a 48°C		44°C a 46°C	
Tubo y carcasa	11.4m ²	7 filas de 10 tubos	14.3m ²	9 filas de 10 tubos
Tubos aletados	17.4m ²	5 filas de 7 tubos	21.8m ²	6 filas de 7 tubos
Placas	35.6m ²	36 placas de 1m por 1m (1.12m de ancho)	44.6m ²	45 placas de 1m por 1m (1.4m de ancho)

Tabla 3.4 – Superficies de intercambio de intercambiadores para los invernaderos.

El agua, luego de calefaccionar 4.4há de invernaderos, se dispondría a 44°C para calefaccionar viviendas como las descritas más arriba.

La calefacción de las viviendas se analizó con la utilización de tres tipos de intercambiador de calor, suponiendo que en el mismo se producía un descenso de temperatura de 11°C.

Un primer tipo de intercambiador de calor es el denominado "radiador", en el cual el aire es movido por convección natural. Debido a la baja temperatura del fluido geotérmico el área de intercambio requerida por este tipo de intercambiadores de calor resulta en extremo elevada, no resultando viables para este tipo de aplicación.

Un segundo sistema de intercambio térmico analizado fue la losa radiante. En este caso la cañería por la que circula el fluido geotérmico se encuentra inserto en una losa de mortero, aislada por su parte inferior. Se supuso que cada caño era de 1/2 pulgada. Se requeriría 50 caños de 3m de longitud. La temperatura de piso alcanzaría los 26°C y la operación en régimen estacionario se lograría al cabo de dos días de operación del sistema de calefacción.



Como tercer sistema de calefacción analizado se consideró el intercambiador de placas. En este caso se requeriría instalar 8 equipos iguales con placas cuadradas de 1.2m de lado, con un ancho de 1.24m.

Planteo del análisis de factibilidad

A los efectos de analizar la viabilidad de la utilización se deberían analizar, en primer lugar, los costos de instalación de cada uno de los sistemas dimensionados. Este costo incluiría el costo de fabricación o compra de los intercambiadores de calor, los costos de instalación propiamente dicho y los costos de aislamiento térmico de las cañerías que conducen el fluido geotérmico. Este último componente dependerá fuertemente de la distribución que se deba hacer del agua para calefacción.

Otro elemento a tener en consideración son los costos de instalación y operación de los sistemas alternativos. Los costos de operación seguramente deben mostrar una diferencia significativa respecto a la geotérmica, aunque debería establecerse claramente la forma de disponer dicha fuente energética, es decir si será en forma libre o se deberá abonar una tarifa por su utilización a la empresa que gestiona el recurso.

Otro elemento que se debería considerar a los efectos de evaluar la factibilidad, en especial del uso industrial, en este caso los invernaderos, sería el factor de utilización del sistema, así como los inconvenientes que podría traer en la producción disponer un sistema con la potencia térmica seleccionada. A los efectos de ilustrar este aspecto se analizó la forma en la cual se utilizarían los sistemas dimensionados, y que se presentaran en el capítulo anterior a lo largo de dos años en la ciudad de Salto. En la figura 3.28 se presenta la forma en la cual evolucionó la temperatura en la ciudad de Salto a lo largo de dos años entre julio de 2001 y agosto de 2003.

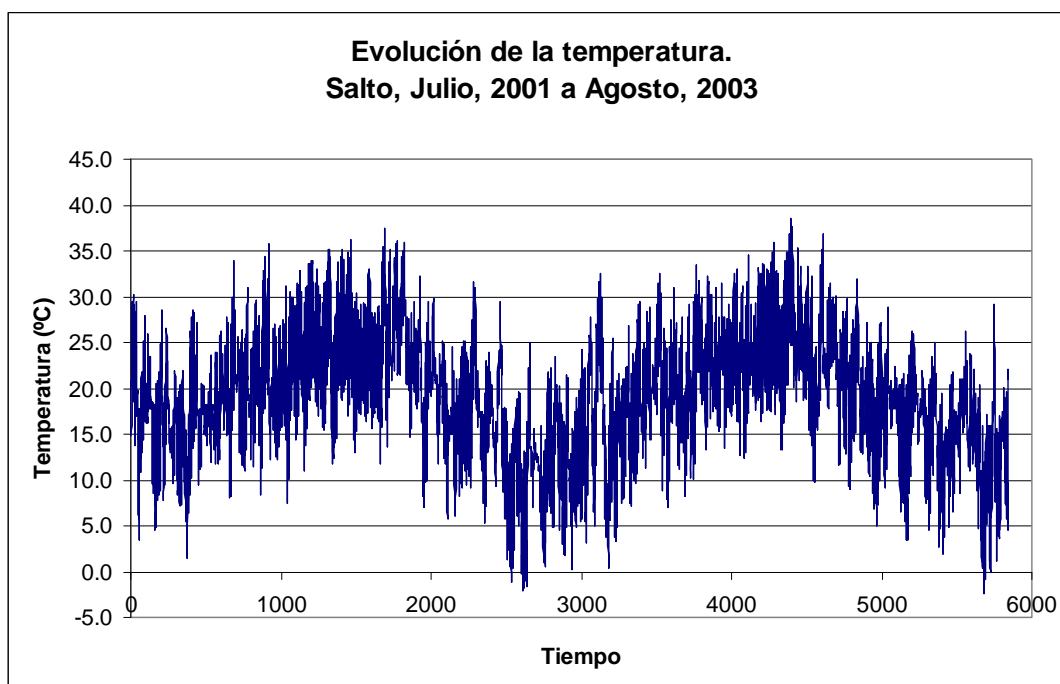


Figura 3.28 – Evolución de la temperatura en la ciudad de Salto.

La hora cero del gráfico 3.28 corresponde a la hora cero del día 1 de julio de 2001. El máximo correspondería a horas en el verano y los mínimos a horas en el periodo invernal. Sobre la base de la calefacción requerida para 1há de invernadero, la cual tendría un valor nominal de 303kW, la energía anual requerida por el invernadero sería de 221.2MW.h, mientras que el sistema de calefacción podría aportar 209.6MW.h. El Factor de Capacidad resulta de 23.7%. Por otro lado, se destaca que aparece un déficit de energía de 11.6MW.h el cual, si bien parece menor, podría implicar que la temperatura dentro del invernadero alcanzara valores inaceptables para la producción ya sea por que produzca daños irreparables o bien se induzcan disminuciones en el rendimiento de la misma. En el ejemplo que se analiza, para la temperatura extrema que se registraría en el periodo de tiempo considerado, la temperatura mínima que se alcanzaría en el interior del invernadero sería de 8.5°C. Se destaca que, para la producción de tomates, esta temperatura estaría por encima del menor valor mínimo recomendado, aunque podría implicar un descenso en los rendimientos de producción.



3.6 ANÁLISIS DEL USO DEL RECURSO GEOTERMAL A LARGO PLAZO

En la región donde se localiza el Sistema Acuífero Guaraní (SAG) se desarrollan diversas actividades que requieren energía, en especial de tipo térmica, vinculada al agro, a la agroindustria, a diversas actividades desarrolladas localmente, así como en el sector residencial.

En un primer acercamiento al posible uso del recurso geotérmico se visualiza tres tipos de potenciales utilizaciones con posibilidades de éxito.

Un primer uso sería como calefacción directa, o bien a través de una bomba de calor, de procesos de secado de baja temperatura, el calentamiento de invernaderos o bien el calentamiento de agua para ser utilizada en diversos procesos. Entre los procesos de secado podrían mencionarse: el procesamiento de yerba mate, té y tabaco, en las provincias argentinas de Corrientes y Misiones, el sur de Paraguay y la zona occidental del estado de Rio Grande do Sul, Brasil. En la zona sur del SAG se destaca la producción de cultivos bajo techo. También en los estados de Santa Catarina, Paraná y San Pablo existe potencial para tal aplicación del recurso geotérmico.

Una segunda potencial aplicación es la refrigeración, dadas las dificultades que puede tener mantener la cadena de frío en ciertas regiones del SAG, principalmente hacia el norte. En este caso se plantea analizar el uso de sistemas de absorción. Se destaca que estos sistemas pueden presentar valores de COP bajos y capacidades bajas para temperaturas inferiores a 80°C, lo cual mostraría la necesidad de un diseño apropiado para tales sistemas. Por otro lado, el uso del recurso geotérmico parece factible de ser utilizado en un ciclo de vapor que sea utilizado como refrigerador, que en algunos casos podría ser adecuado para este fin.

Una tercera aplicación que se entiende pueda ser factible en la región es la calefacción, ya sea en forma directa o con bomba de calor, en todas las comunidades. En casos aislados también se podrá considerar la refrigeración.



Debe destacarse que en algunas zonas serían factibles usos en cadena del recurso geotermal, a modo de ejemplo, se podría aplicar a la calefacción de invernaderos y a calefacción de residencias, pudiéndose utilizar el agua residual para riego.

El análisis de viabilidad se propone hacerlo en dos escalas.

Un primer análisis sería a gran escala manejando los valores relevados de temperaturas y profundidades del recurso geotérmico, lo cual está presentado en el capítulo 2. A partir de tal información se podría sugerir, para las diferentes zonas el tipo de utilización viable, complementándose con los requerimientos de tal tipo de utilización, previendo posteriores afinamientos en el conocimiento del recurso. A esta escala debería incorporar aspectos que permitan analizar la sustentabilidad del recurso y así impulsar políticas de utilización del recurso geotermal

Un segundo análisis se debería efectuar a micro escala, en el sitio ubicado en la región del SAG. En los sitios seleccionados se analizaría la viabilidad del uso del recurso en función de los usos específicos, eventualmente considerando el uso en cascada del recurso energético, la utilización de fuentes de energía alternativa y se efectuaría un análisis de factibilidad en los casos seleccionados. Una vez realizado este análisis de viabilidad y factibilidad se procedería al diseño del sistema de extracción y de utilización del recurso geotermal.

El uso del recurso geotermal implica la perforación de pozos, la instalación de equipos de bombeo y de accesorios requeridos para la operación de la misma. Debido a los elevados costos en la ejecución de estas instalaciones, así como las altas capacidades de producción de agua a elevada temperatura que usualmente presentan las mismas, resulta recomendable que la utilización de este tipo de fuente de energía se realice en forma comunitaria. Esto significaría o bien atender problemáticas sociales en conjunto en una comunidad alrededor del pozo de explotación, o bien alentar a que industrias y agroindustrias utilicen el recurso que se obtenga de un pozo estableciendo esquemas de explotación que haga factible su explotación. En este último caso sería recomendable tener esquemas tarifarios que permita la distribución de los costos fijos entre los diferentes usuarios.



3.7 CONCLUSION DE LOS USOS ENERGETICOS DEL RECURSO GEOTERMICO EN EL SAG

En la región del SAG el agua presenta temperaturas entre 25°C y 80°C lo cual da lugar a potencias térmicas específicas al caudal másico disponibles entre 40kW/(kg/s) y 240kW/(kg/s).

La extracción de este nivel de potencias referidas al gasto másico extraído resulta de entre 1.3kW/(kg/s) y 1.7kW/(kg/s).

Estos niveles de temperatura serían adecuados para alimentar, principalmente, procesos en que se requiera calefaccionar. En la zona donde se tiene el mayor tenor entálpico, ubicado en el estado de San Pablo en Brasil, se podría utilizar para alimentar procesos de refrigeración.

Se analizó la utilización de energía geotérmica en la modalidad de cascada en calefaccionar invernaderos y en calefaccionar viviendas.

Esta práctica sería viable utilizando diferentes tipos de intercambiadores de calor en los invernaderos como son de tubos y carcasa, de tubos aletados o de placas, y tipo losa radiante o de placas en las viviendas. Estas tecnologías serían de bajo costo y de bajo mantenimiento. En particular la calefacción de invernaderos de 0.54há podría efectuarse con intercambiadores de placas de entre 36m² y 45m², ocupando un volumen de no más de 1.4m³.

En el caso analizado en la ciudad de Salto se estimó que el factor de capacidad sería del 24%.

Resultaría conveniente en una utilización comunitaria del recurso geotermal ya sea en ámbitos residenciales como industriales.

Se plantean los aspectos a considerar en un futuro análisis de factibilidad, así como los elementos que deberían ser considerados respecto a la producción de cultivos en forma protegida.



4. EVALUACION ECONOMICA Y FINANCIERA DEL POTENCIAL DE USO DEL AGUA NO TERMAL DEL SAG

En este bloque del presente informe, se ha efectuado la evaluación económico-financiera del potencial de uso del Recurso de Agua no Termal en el Sistema Acuífero Guaraní (SAG).

En primer lugar, se presentan las principales características de los pozos ubicados en el Acuífero por región geográfica y la situación de los usos del agua de los países del SAG, para referirse luego específicamente a las áreas elegidas como proyectos piloto en el marco del actual Proyecto para la Protección Ambiental y Desarrollo Sostenible del Sistema Acuífero Guaraní.

Ello muestra la importancia relativa de los distintos usos y el número y características principales de los pozos en cuanto a profundidad y caudal para los países y los proyectos piloto seleccionados, que corresponden a las siguientes áreas a saber:

- Concordia (Entre Ríos, Argentina) - Salto (Uruguay);
- Rivera (Uruguay) – Santana do Livramento (Rio Grande do Sul, Brasil);
- Itapúa (Paraguay);
- Ribeirão Preto (São Paulo, Brasil).

A partir de ello, se observa claramente que el principal uso del agua no termal es el abastecimiento público de agua potable en los distintos países y en casi todas las zonas de los proyectos piloto. Sólo en uno de ellos no se observan pozos en actividad con agua destinada a este uso.

Ante ello, en este informe se desarrolló primero la evaluación económica del abastecimiento público de agua potable en cada uno de los proyectos piloto, a los efectos de poder visualizar la potencialidad de este tipo de usos y en especial su relación con otras fuentes alternativas en cada uno de las áreas piloto, en base a la rentabilidad que esta alternativa de uso del agua genera para la economía en su conjunto.



Luego, se realizó la evaluación financiera del uso del agua del SAG con fines de abastecimiento público, para poder considerar el punto de vista de un inversor u operador privado, de tal forma que rentabilidades satisfactorias (o no) estarían indicando el atractivo (o no) de esta alternativa como negocio a realizar o a asegurar su sostenibilidad en los casos que ya se esté realizando el servicio de agua potable en la zona evaluada.

Finalmente, se calculan los costos marginales de los abastecimientos públicos con el agua del SAG en cada proyecto piloto y de las alternativas como uso secundario en aquellas que hoy no es rentable el uso del agua sólo para abastecimiento público. Ello permitiría tener una aproximación a los precios del agua para hacer un uso racional del recurso, en especial al compararlos con otras alternativas y las propias tarifas actuales del servicio de provisión de agua potable.

A partir de los desarrollos anteriores, se efectuó el análisis de sensibilidad de los resultados de las evaluaciones económicas y financieras ante variaciones de máxima y mínima en los niveles de costos y beneficios o ingresos.

Para estos cálculos, se relevó un conjunto importante de información que se refiere a diversos datos de las poblaciones y viviendas actuales y futuras, producciones, consumos y pérdidas en los sistemas de abastecimiento de agua, costos de perforaciones, redes, bombas, medidores, plantas potabilizadoras, operación y mantenimiento (tanto del uso de agua no termal como de otras fuentes), costo del agua, ingresos por tarifas de agua, etc., correspondientes a cada uno de los proyectos piloto.

Las fuentes de información fueron principalmente los avances en el propio Proyecto del SAG, empresas de abastecimiento público que allí operan en cada caso, empresas similares, gobiernos locales que realizan el abastecimiento público, responsables facilitadores del SAG, institutos o direcciones de estadística de los países y otros organismos oficiales de los mismos vinculados al manejo de los usos del agua, principalmente.



Por último, la información faltante que se refería básicamente a costos de inversión, operación y mantenimiento del abastecimiento de agua potable, a través del SAG o de fuentes alternativas, fue estimada a partir de datos brindados por el Consorcio de experiencias similares o extraídas de la información de empresas y/o servicios oficiales y privados de los países, haciendo las similitudes del caso.

Los resultados de la aplicación de la metodología de trabajo posibilitaron obtener conclusiones sobre las zonas donde es más rentable el abastecimiento público por parte del SAG y su comparación con respecto a la toma de agua desde fuentes superficiales, lo cual permite tener una primera aproximación a la potencialidad del SAG en estos usos del agua no termal, dado que estos resultados avalarían la extensión del mismo en aquellas zonas similares a los proyectos pilotos seleccionados, en cuanto a características de los suelos, perforaciones, profundidades y caudales de los pozos.

Por su parte, en aquellas zonas donde este uso no es rentable ni económica ni financieramente y otro uso es el dominante por esta misma causa, dados los elevados costos de extracción el agua, se evaluó la posibilidad de atender el abastecimiento público con agua excedentaria de sus principales usos.

Seguidamente, se presenta en primer lugar la metodología de trabajo utilizada, seguida por el análisis de los usos del agua en el SAG, referidas a los pozos relevados en todo el Sistema, con especial énfasis en los proyectos piloto seleccionados. Luego, se efectúa el análisis separadamente para cada proyecto piloto del SAG. En este sentido, en cada capítulo por proyecto, se incluye una breve síntesis inicial de los datos básicos del área del proyecto, para luego presentar las evaluaciones económica y financiera, junto al análisis de sensibilidad de esos resultados, para culminar con el cálculo de los costos marginales del abastecimiento de agua potable a las poblaciones respectivas a cada proyecto piloto del SAG.



4.1 METODOLOGIA DE TRABAJO

Esta metodología de trabajo se refiere en primer término a la evaluación económica de los proyectos piloto en el uso del agua no termal del SAG, para pasar en segundo lugar a los análisis y operaciones necesarios para realizar la evaluación financiera y por último presentar los cálculos que se refieren a los costos marginales de largo plazo para cada caso analizado del agua potable obtenida a partir del uso del recurso no termal del SAG.

Por tanto, en primer lugar, se parte de la evaluación económica del uso del recurso del agua no termal del Sistema Acuífero Guaraní, la cual se realizó utilizando el análisis costo-beneficio.

Este análisis se basa en la determinación de los costos económicos, o sea de la sociedad en su conjunto, asociados a los proyectos considerados, mientras que se establecen por otro lado los beneficios económicos definidos por las externalidades provocadas por las inversiones, durante un período de 15 años, plazo definido para esta evaluación. En estos casos, los beneficios económicos corresponden a los ahorros de costos de otras alternativas de provisión de agua.

Luego, se construyeron los flujos de fondos con costos y beneficios que se compararon entre sí para determinar los beneficios netos del proyecto o alternativa considerada, según los casos. Con estos flujos netos, se calculan los indicadores de rentabilidad usuales a este tipo de análisis, para pasar luego a calcular la sensibilidad de estos resultados a variaciones en las principales variables que influyen en el proyecto y las alternativas estudiadas.

Este trabajo tomó como base los desarrollos realizados previamente sobre los usos del agua en el Sistema Acuífero Guaraní, en el marco del presente proyecto, tanto en lo que se refería a publicaciones que aquí se comentan como a los Planes de Gestión Local Iniciales y otras informaciones que se manejan en el Proyecto sobre estos temas.

Luego se recurrió a la información de empresas privadas o públicas que son las responsables de la operación del abastecimiento público en cada proyecto piloto o



de similares, o eventualmente información de Ministerios o entidades vinculadas a los mismos en estos temas o las oficinas de estadística de los países. También aquí se recurrió a información brindada por los facilitadores del SAG, que proveyeron tanto datos de origen primario como secundario.

A su vez, se realizaron estimaciones propias para cubrir la falta de información en diversos aspectos, en especial para inversiones y costos de operación y mantenimiento en algunos casos sobre el uso del agua del SAG para atender las poblaciones respectivas y en todos los casos sobre las alternativas de toma de agua de una fuente superficial como opción al uso del SAG. También debieron estimarse inversiones y costos de operación y mantenimiento en el caso donde el uso del SAG era de carácter secundario para el abastecimiento de agua potable.

Con esta información, se analizaron en primer lugar los pozos que se han relevado en el SAG y que forman parte de la Base de Datos Hidrológicos del Sistema, definiéndose algunas variables claves para su análisis, tales como número, profundidad y caudal para cada uno de los pozos de las zonas geográficas definidas aquí, o sea primero por países y luego para cada uno de los cuatro proyectos piloto definidos para el SAG. Ello permitió definir el número y características de los pozos en explotación según el uso al cual se dedicaba el agua no termal. A ello se agregaron otros usos como es el caso del piloto de Salto-Concordia donde principalmente el uso del recurso es con fines recreativos termales.

Estos datos por pozo permitieron obtener la producción potencial máxima de agua potable. Ello se complementó con información de las empresas o entidades a cargo del abastecimiento público en dichas zonas de proyectos piloto, lo que permitió tener datos sobre producción efectiva, pérdidas y consumo. A su vez, se agregaron los datos de población correspondientes a cada una de las áreas de los proyectos pilotos, tanto en la actualidad como sus proyecciones al final del período de evaluación definido aquí. Ello permitió tener una descripción de las áreas de cada proyecto piloto en base a este tipo de datos básicos para el SAG.

A partir de los caudales medios de los pozos en cada proyecto piloto y del resto de la información comentada previamente, se determinaron las producciones de agua para un pozo promedio de cada proyecto piloto. Luego, en base a las pérdidas del



abastecimiento público en cada caso, se determinaron los consumos de agua correspondientes a ese pozo promedio, lo cual dio lugar al número de habitantes y viviendas que se atienden por pozo en esos casos.

Luego, se definieron las inversiones necesarias para la construcción y puesta en operaciones de dicho pozo promedio y las correspondientes a la red y conexiones de agua potable para atender la población estimada por los próximos 15 años. Como alternativa, se estimaron las inversiones necesarias para el abastecimiento de la población considerada a partir del uso de una planta potabilizadora que se surte de agua superficial, no del SAG. Seguidamente, se estimaron los costos de operación y mantenimiento de ambas opciones para una producción idéntica de agua en cada caso, que se proyectaron por los 15 años de vida del proyecto a partir de las estimaciones oficiales de evolución de las poblaciones en cada región.

Debe tenerse en cuenta que las inversiones en la planta potabilizadora y la toma de agua superficial consiguiente, junto a sus costos de operación y mantenimiento constituyen en estos casos los beneficios económicos de cada proyecto piloto, ya que son los ahorros de la sociedad al abastecerse con agua del SAG. Luego, la evaluación económica surge de la comparación de los costos y estos ahorros.

Debe hacerse constar que en el caso del proyecto piloto de Concordia-Salto se recurrió a un cambio metodológico, ya que se definió que el proyecto usaría agua termal comprada de los actuales pozos y enfriada para su posterior uso en el sistema de abastecimiento público de esa área, dados los elevados costos de inversión, operación y mantenimiento de usar directamente un pozo profundo de esta zona, más de 1000 m de profundidad. En ese caso, las inversiones no incluyen al pozo, ni su costo de operación y mantenimiento, lo cual es sustituido por el costo del agua termal a la cual se recurre y el enfriamiento de la misma, para continuar con los mismos costos que en los otros casos aquí analizados para el resto del proceso de abastecimiento de agua potable al número de habitantes definido.

Estas inversiones y costos de operación y mantenimiento tanto de las situaciones con proyecto como sin proyecto (abastecimiento a partir de una planta potabilizadora y toma de agua superficial) se calcularon a precios de mayo del año



2007, desagregados para determinar tanto los costos de la situación con proyecto como los ahorros de costos (beneficios) en la situación sin proyecto.

Con estos cálculos, se construyeron los flujos de inversiones, costos de operación y mantenimiento y beneficios económicos para cada proyecto piloto considerado, para todo el período de evaluación en valores monetarios a precios constantes del año base definido, o sea el 2007 en este caso.

Como la evaluación económica representa los resultados que obtendría la sociedad en su conjunto con el proyecto y no los de un grupo o inversor individuales, los precios a utilizar para los costos y beneficios aquí deben ser expresados en valores de eficiencia, o sea sin considerar las distorsiones propias que se observan en los precios de mercados.

Para ello, se recurre habitualmente a estimaciones oficiales de estos precios donde se estiman las relaciones de precios de cuenta de las economías, que permiten ajustar los precios de mercado para que reflejen los precios de eficiencia a ser utilizados en la evaluación económica.

En el caso de Uruguay, se contaba con estimaciones realizadas en el año 2004 por la Oficina de Planeamiento y Presupuesto (OPP) de la Presidencia de la República. Como los bienes y servicios considerados aquí diferían en algunos casos de los que se tenían en dicho trabajo, se realizaron estimaciones propias para adaptar dichas relaciones de precios de cuenta a las necesidades de este trabajo. Las principales relaciones de cuenta utilizadas se presentan seguidamente en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1 Algunas Relaciones de Precios de Cuenta

Concepto	Relaciones
Divisa	1,31
Mano de obra calificada	0,98
Mano de obra semi calificada	0,80
Mano de obra no calificada	0,80
Combustibles (gasoil)	0,85
Combustibles (fueloil)	1,22
Gas natural	0,74
Leña	1,31
Transporte	0,78



Energía Eléctrica	0,73
Mantenimiento	0,94
Equipos importados	0,99
Construcciones industriales	0,91
Obras Civiles	0,92
Tierra	1,19
Factor de Conversión de Inversión	1,01
Factor de Conversión Estándar	0,95
Fuente: Cálculos propios en base a O.P.P. (Uruguay)	

Por su parte, en el caso de Brasil, no se tienen estimaciones oficiales a nivel nacional sino que se posee información sobre este tema para proyectos específicos. Las estimaciones de las relaciones de cuenta para Brasil corresponden a valores recomendados por el Banco Interamericano de Desarrollo para obras de agua y riego en el Estado de Río Grande del Norte, Brasil. El listado de las mismas puede verse seguidamente (Tabla 4.2).

Tabla 4.2 Brasil - Relaciones entre Precios de Mercado y Precios de Eficiencia

Componentes	Mano de Obra		Equipos y materiales		Impuestos	Otros	Total Agua	Relaciones de Precios de Cuenta
	No Calificada	Calificada	Nacionales	Importados				
Inversiones	4%	12%	58%	0%	20%	0%	100%	0,72
Operación y Mantenimiento	0%	70%	25%	0%	5%	0%	100%	0,79
Relaciones de Precios de Cuenta	0,48	0,79	0,94	1,00	0	0,94	0,89	

Fuente: HIDROSERVICE – Secretaría de Recursos hídricos – RN – Brasil.

Este listado de relaciones no cubría todas las necesidades de este trabajo, por lo cual debieron estimarse algunas relaciones en base a supuestos sobre las consignadas en el cuadro anterior.



Por su parte, en el caso de Argentina, como correspondía al proyecto piloto de Concordia-Salto, se utilizaron las relaciones de precios de cuenta estimadas para Uruguay, presentadas precedentemente.

En relación a Paraguay, al no tener estas relaciones estimadas oficialmente para dicho país, se tomaron directamente los precios de mercado, asumiendo el error que ello podría traer a estos cálculos, en el entendido que éste era un supuesto conservador para dicho caso.

Por tanto, las relaciones de precios de cuenta se utilizaron en cada caso para ajustar los precios de mercado de los beneficios y costos considerados en esta oportunidad, en función de la desagregación que se pudo obtener de los mismos para facilitar estos ajustes.

En función de los supuestos comentados y con los cálculos correspondientes para cada proyecto piloto, se determinaron los flujos de beneficios incrementales o netos, en el período 2007-2021, expresados a precios de eficiencia.

A partir de ello, se calcularon los indicadores habituales de rentabilidad en este tipo de trabajo, o sea la Tasa Interna de Retorno Económica (TIRE) y el Valor Actual Neto Económico (VANE) de cada alternativa considerada que, al ser calculados a precios de eficiencia, muestran los retornos económicos de las inversiones desde el punto de vista de la sociedad en su conjunto.

La tasa de descuento a utilizar para el cálculo del VANE es del 10% anual efectivo, que representaría el costo de oportunidad de los proyectos desde un punto de vista económico, a partir de la información actual sobre tasas internacionales y locales de interés y las propias tasas de riesgo de los países considerados.

Por último, se efectuaron análisis de sensibilidad de los resultados de la evaluación económica sobre ciertas variables seleccionadas de las principales alternativas de proyecto consideradas.



En segundo término, se realizó la evaluación financiera o privada del uso del recurso agua no termal del SAG para el abastecimiento público en cada proyecto piloto a partir del uso de un pozo promedio de esa región.

Los flujos de costos (inversiones y operación y mantenimiento) fueron construidos a precios de mercado en el caso de la evaluación económica, antes del ajuste por medio de las relaciones de precios de cuenta.

En relación a los flujos de ingresos (beneficios en la evaluación económica) se calcularon estimando la facturación que correspondería aplicando las tarifas relevadas para cada caso en los proyectos piloto a los consumos estimados de la población que se atendería desde un pozo promedio.

Con estos cálculos, se construyeron los flujos de ingresos netos de costos, desde el punto de vista del proyecto en sí mismo, o sea suponiendo que el financiamiento del proyecto es realizado completamente con fondos propios.

Luego, se supuso la obtención de un financiamiento a una tasa del 7% anual efectivo en dólares estadounidenses, similares a las que actualmente pueden accederse en plaza para proyectos de larga maduración como el que aquí se presenta. También se supuso, en forma conservadora, que el préstamo a obtener era por el 50% de las inversiones a realizar, pagadero en cuotas fijas anuales durante 10 años.

Por último, se calcularon los flujos de fondos netos incluyendo las características del financiamiento en cada proyecto y con ellos se determinaron la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Valor Actual Neto (VAN) a un costo de oportunidad del 10% anual, según las consideraciones realizadas previamente, para cada caso analizado en este trabajo. Ello permitió obtener los indicadores tradicionales de rentabilidad de los proyectos desde el punto de vista de un inversor privado.

En tercer lugar, se realizó el análisis de sensibilidad de los resultados de las evaluaciones económica y financiera a cambios en los costos de inversión, operación y mantenimiento y en los beneficios/ingresos, en base a una hipótesis de máxima, donde se incrementaban un 20% los beneficios/ingresos o se reducían



costos en igual porcentaje, y una de mínima con un 20% de aumento de costos o 20% de reducción de beneficios/ingresos.

Por último, se calcularon los costos marginales del abastecimiento público de agua potable para cada uno de los proyectos considerados.

De acuerdo con la teoría económica, el consumo derivado de tarifas diseñadas con base en el costo marginal maximiza el bienestar de la totalidad de los agentes del sistema. El llamado Costo Marginal de Largo Plazo del servicio (CMgLP) refleja los costos futuros en los que el usuario hace incurrir al sistema por el consumo de una unidad adicional del servicio. En Anexo, se amplían estos conceptos.

En la práctica se utilizan ciertas adaptaciones al cálculo de los costos marginales para superar los problemas de información que ello conlleva. Por tanto, aquí se utiliza el Costo Incremental Promedio de Largo Plazo (CIPLP), según se detalla en Anexo, que considera las anualizaciones de los valores actuales de las inversiones y los costos de operación y mantenimiento que se agregan para atender a la nueva demanda, en el largo plazo definida aquí para los próximos 15 años. Por tanto, el valor del CIPLP representa el precio al cual debería cobrarse a los nuevos usuarios el valor actualizado de las inversiones y los costos de funcionamiento, para asegurar un uso racional y sustentable del recurso a largo plazo

En este cálculo se utilizan las inversiones y costos de operación y mantenimiento calculados en las evaluaciones previas a precios de mercado, que permiten atender la demanda de agua en cada región, correspondiente a la provisión desde un pozo promedio. Dicha demanda se calcula en base a las estimaciones oficiales de la evolución de la población aplicadas al dato inicial atendido por dicho pozo y multiplicado por el consumo medio por cliente de cada proyecto piloto.

4.2 ANALISIS DE LA BDH-SAG PARA LA EVALUACION ECONOMICA DE LOS USOS DE AGUA POR REGION

Con el objetivo de extraer y sistematizar información que permitiera evaluar los usos del agua no termal del SAG y su evaluación económica se analizó la Base de



Datos Hidrogeológicos del Proyecto Acuífero Guaraní, seleccionándose algunas variables relevantes de la misma tales como: región geográfica, profundidad y caudal. Estas dos últimas son claves para efectuar la estimación de los costos de los pozos y por ende importantes para la evaluación económica de los usos del agua por región.

A continuación se presenta la Tabla 4.3 que resume la información de los pozos en base a las tres variables anteriormente mencionadas.

POZOS DEL SISTEMA ACUIFERO GUARANI

Ubicación de pozos		Cantidad	Profundidad		Caudal		
		Count	Mean	Median	Mean	Median	Sum
Argentina	Entre Ríos	15	1.113,4	1.170,0	276,0	272,0	1.932
	Total país	15	1.113,4	1.170,0	276,0	272,0	1.932
Brasil	Goiás	22	183,4	148,5	52,8	14,0	1.004
	Mato Grosso	7	109,0	100,0	14,2	12,1	99
	Mato Grosso do Sul	199	250,4	137,0	36,5	21,4	5.919
	Minas Gerais	3	668,5	602,1	192,9	153,9	579
	Paraná	116	541,3	200,0	59,1	30,9	5.967
	Rio Grande do Sul	4.469	105,9	98,0	8,2	4,0	2.428
	Santa Catarina	28	512,3	480,0	79,7	48,5	1.595
	São Paulo	1.113	276,5	198,0	115,1	42,0	116.350
	Total país	5.957	162,8	112,0	82,8	25,0	133.940
Paraguay	Alto Paraná	156	194,2	154,0	19,6	18,0	1.588
	Amambay	22	119,4	118,5	19,0	12,0	361
	Caaguazú	83	129,1	126,0	17,6	15,0	1.265
	Caazapá	75	165,9	152,0	15,2	12,0	853
	Canindeyú	24	148,7	150,0	21,5	18,0	473
	Concepción	11	139,6	146,0	14,2	11,0	156
	Guairá	62	131,8	128,0	12,2	8,0	669
	Itapúa	280	151,3	137,0	19,7	14,0	3.125
	Misiones	67	104,7	112,0	19,9	18,0	279
	Ñeembucú	15	73,6	74,0	24,9	30,0	349
	San Pedro	102	141,5	148,0	13,3	8,0	1.274
	Total país	897	150,0	139,0	17,3	12,0	10.392
Uruguay		2	0,0	0,0	3,7	3,7	4
	Artigas	77	272,7	80,0	25,7	10,3	1.030
	Paysandú	4	870,0	1.013,5	96,9	92,8	388
	Río Negro	1	973,0	973,0			
	Rivera	155	70,9	69,0	26,7	19,2	1.333
	Salto	9	1.412,4	1.326,0	310,8	205,0	1.865
	Tacuarembó	139	71,4	39,8	9,3	7,5	130



	Total país	387	218,6	70,3	41,3	12,0	4.749
SISTEMA ACUÍFERO GUARANÍ		7.256	165,2	116,0	64,6	18,0	151.013

Tabla 4.3

Fuente. Base de Datos Hidrogeológicos del Sistema Acuífero Guaraní.

Como se especificó previamente, se decidió realizar el estudio del potencial de los usos del agua para las zonas pilotos definidas en esta etapa del estudio del Sistema, o sea para las siguientes cuatro regiones geográficas:

- Salto (Uruguay) – Concordia (Entre Ríos, Argentina);
- Rivera (Uruguay) – Santana do Livramento (Rio Grande do Sul, Brasil);
- Itapúa (Paraguay);
- Ribeirão Preto (São Paulo, Brasil).

Del total de 7.256 pozos registrados en la Base de Datos se seleccionaron los correspondientes a los cuatro casos de estudio, donde se realizarán las evaluaciones económico-financieras, los cuales se presentan a continuación (Tabla 4.4) especificando cantidad de pozos, profundidades y caudales de los mismos para cada una de las regiones piloto.

POZOS DE LAS REGIONES PILOTO SELECCIONADAS DEL SAG

Ubicación de pozos		Cantidad	Profundidad		Caudal		
		Count	Mean	Median	Mean	Median	Sum
Argentina Uruguay	Entre Ríos	15	1.113,4	1.170,0	276,0	272,0	1.932
	Salto	9	1.412,4	1.326,0	310,8	205,0	1.865
	Total Región	24	1.225,5	1.228,5	289,1	246,9	3.797
Brasil Uruguay	Santana do Livramento	117	74,0	68,0	25,6	11,0	230
	Rivera	155	70,9	69,0	26,7	19,2	1.333
	Total Región	272	72,3	68,6	26,2	15,7	1.563
Paraguay	Itapúa	280	151,3	137,0	19,7	14,0	3.125
Brasil	Ribeirão Preto	256	159,6	145,8	84,6	45,0	19.378
Brasil	São José do Rio Preto	8	1.046,8	1.118,8	448,1	500,0	3.585

Tabla 4.4

Fuente. Base de Datos Hidrogeológicos del Sistema Acuífero Guaraní.



Sobre las principales características de los pozos en estas regiones piloto y su uso caben destacar los siguientes aspectos:

▪ **Salto (Uruguay) – Concordia (Entre Ríos, Argentina)**

- El principal uso del agua de los pozos del SAG aquí situados es el recreativo, fundamentalmente de turismo termal, habiendo en la margen Argentina algunos pozos de poca profundidad que explotan el acuífero superficial para abastecimiento de agua potable.
- Conviene citar sobre el tema lo expresado en el Plan de Gestión Local Inicial de este Proyecto piloto:

El agua subterránea proveniente del Sistema Acuífero Guaraní en el área del proyecto piloto es usada exclusivamente con fines termales recreativos en los complejos existentes en la zona. Existe un pozo (OSE, Salto) que se construyó con fines de abastecimiento público, estando desde 1999 desactivado.

Algunos de los complejos termales tienen pozos de muy poca profundidad que extraen agua fría para diversos usos dentro del mismo, como ser baños, riego de jardines, enfriamiento de piscinas. Estos pozos explotan agua del acuífero superficial en algunos lugares en basalto y otros en las areniscas de la formación Salto.

Otro uso de estos pozos de poca profundidad es para fines doméstico rurales donde no alcanza el suministro de las empresas de abastecimiento y otros que son utilizados con fines de riego de las plantaciones de cítricos y en horticultura.

- También es de interés citar la estimación del uso del agua de esta zona contenida en el Informe sobre Usos del agua en Uruguay (mayo de 2007): de donde de los 9 pozos identificados en Salto, la mayoría eran utilizados para uso recreativo (aguas termales), a excepción de un solo pozo para el suministro de agua potable, hoy no utilizado.



- La profundidad media de los pozos ubicados en la zona del proyecto piloto se ubica en torno a los 1.225 m, siendo los más profundos del conjunto de los proyectos piloto. A su vez, cabe destacar que los pozos del lado uruguayo tienen una profundidad algo mayor a los que se sitúan en la margen argentina (aproximadamente 1.400 y 1.100 m respectivamente).
 - El caudal medio de los pozos se ubica entre 250 y 290 m³/h, con un caudal total para el conjunto de los 24 pozos del orden de 3.800 m³/h.
- **Rivera (Uruguay) – Santana do Livramento (Rio Grande do Sul, Brasil)**
- El principal uso del agua de los pozos del SAG aquí situados es la provisión de agua potable a la población.
 - En el Plan de Gestión Local Inicial de este Proyecto piloto se expresa:
Las dos ciudades hacen un uso intensivo del agua del acuífero Guaraní, para consumo doméstico público. Livramento utiliza un promedio anual de 8.657.460 m³ provenientes en un 100% del recurso subterráneo, mientras que en Rivera el consumo anual es de 5.117.348 m³, de los cuales el agua subterránea representa entre 60 y 80%, contra 40 – 20% proveniente de ríos en función de la variación temporal de las reservas superficiales.
No existe información consolidada del uso y los usuarios para riego agrícola y uso industrial.
 - A su vez, en el Informe sobre Usos del agua en Uruguay (mayo de 2007): se observa que de los 154 pozos identificados en Rivera, la mayoría eran utilizados para abastecimiento de agua potable a la población, a excepción de un solo pozo utilizado para uso agrícola.
 - La profundidad media de los pozos ubicados en la zona del proyecto piloto se ubica en torno a los 70 m, siendo los menos profundos del conjunto de los proyectos piloto. Cabe destacar que los pozos no



presentan diferencias significativas de profundidad según se ubiquen del lado uruguayo o brasilero.

- El caudal medio de los pozos se ubica entre 16 y 26 m³/h, con un caudal total para el conjunto de los 272 pozos del orden de 1.560 m³/h.

▪ Itapúa (Paraguay)

- El principal uso del agua de los pozos del SAG de Itapúa es el abastecimiento de agua potable para consumo humano.
- Para este trabajo, es necesario tener en cuenta lo expresado en el Plan de Gestión Local Inicial de este Proyecto piloto:

La caracterización hidroquímica del acuífero (...) en los basaltos de la formación Alto Paraná (...) es de aguas bicarbonatadas cálcica magnésicas y hacia Bella Vista, tendiendo a bicarbonatadas cálcica sódicas. Estas aguas son de muy buena calidad para consumo humano, y son utilizadas para ese fin (...) ya sea en pozos someros en su gran mayoría o ya sea en los pozos profundos identificados.

Las industrias instaladas en el piloto no utilizan cantidades de agua importantes, salvo el frigorífico y en cierta medida las fábricas de aceite, pero aún así el consumo es menor a 1/3 del consumo humano. La agricultura (...) es totalmente dependiente del agua de lluvia. No se practica el riego bajo ninguna de sus formas, excepto en pequeñas huertas familiares. La agricultura solo utiliza el agua de pozos para efectuar pulverizaciones de pesticidas.

- La profundidad media de los pozos ubicados en la zona del proyecto piloto se ubica en torno a los 140-150 m.



- El caudal medio de los pozos se ubica entre 14 y 20 m³/h, con un caudal total para el conjunto de los 280 pozos del orden de 3.100 m³/h.

▪ **Ribeirão Preto (São Paulo, Brasil)**

- Los usos principales del agua de los pozos del SAG aquí situados son el abastecimiento de agua a poblaciones, así como a la industria y el riego en el agro.
- En el Plan de Gestión Local Inicial de este Proyecto piloto se comenta:

El Acuífero Guaraní es explotado por cerca de 600 pozos en el área general del proyecto piloto incluyendo Ribeirão Preto. La compañía municipal de abastecimiento público (DAERP), construyó alrededor de 190 pozos para el abastecimiento público de agua, en el área urbana y alrededores, de éstos aproximadamente el 40% están en las areniscas aflorantes, mientras que el 80% presenta profundidades entre 100 y 300 m. Estos pozos tienen una vida útil media de 15 a 20 años, siendo que 97 están actualmente en operación activa.

- La profundidad media de los pozos ubicados en la zona del proyecto piloto se ubica entre 145 y 160 m.
- El caudal medio de los pozos se ubica entre 45 y 85 m³/h, con un caudal total para el conjunto de los 256 pozos del orden de 19.400 m³/h, representando el mayor caudal observado para el conjunto de estos proyectos piloto.

Un elemento a destacar de las características señaladas sobre los pozos de los proyectos piloto del SAG es que su principal uso es notoriamente el abastecimiento de agua potable a las poblaciones. La excepción la conforma Salto-Concordia en donde predomina el uso termal recreativo.



Este aspecto trasciende a los proyectos piloto, ya que otros Informes realizados en el marco del Proyecto Sistema Acuífero Guaraní destacan que el uso principal de los pozos del SAG situados en Brasil, Paraguay y Uruguay corresponde al suministro de agua para consumo humano. Al respecto se citan los siguientes pasajes:

- Jorge de los Santos Gregoraschuk, en su Informe "Actividad: Estudio del uso actual y potencial del Acuífero Guaraní" (enero de 2001), destacaba lo siguiente:

De lo reunido en cada país visitado, se observa disparidad en el uso, en cantidad y fin. (...) Los usos consuntivos principales son, por orden: abastecimiento público, industrial, recreativo y riego. No se utiliza para generación de energía en ninguno de los cuatro países. (...) Se prevé que en los próximos 25 años los usos continúen con igual orden de importancia, incrementándose aquellos con fines recreativos hasta equiparar al industrial.

Los usos actuales del SAG son, en general, abastecimiento público y privado (70%), industrial (20%), turístico (5%) y agrícola-ganadero (5%), en porcentajes aproximados. Difiere la importancia de uno sobre otro según el país de que se trate.

- Maurício Moreira dos Santos en su Informe "Uso atual e perspectivas para as águas do Sistema Aquífero Guaraní no Brasil" (octubre de 2006) destaca lo siguiente:

Chang (2001) aponta que o perfil do consumo da água extraída do aquífero se destina principalmente ao consumo humano (77%), enquanto o restante encontra-se dividido igualmente entre os usos rural e industrial. Este perfil de uso regional, preponderantemente urbano, é observado na maioria dos estados.



A distribuição dos poços cadastrados pelo tipo de uso e que estão em atividade revelam que (54%) destinam-se à captação de água para abastecimento público (...) doméstico (18%)¹...

- En un posterior documento, "Informe mensal das atividades desenvolvidas junto ao Prometo Sistema Aquífero Guaraní" (febrero de 2007), Maurício Moreira dos Santos destaca lo siguiente:

A distribuição dos poços cadastrados pelo tipo de uso, excluindo dos dados estatísticos aqueles que não possuem informações sobre o uso e os inoperantes, revelam que (45%) dos poços em atividade destinam-se à captação de água para abastecimento público, seguido por doméstico (24%), industrial (22%), uso rural (8%) e finalmente recreação (1%).

En síntesis, el análisis anterior sobre la información relevada de los pozos de los proyectos piloto del SAG muestra la fuerte importancia del abastecimiento de agua potable para abastecimiento público de agua potable en tres de los 4 pilotos seleccionadas en esta etapa del SAG.

Luego, se extrae claramente que hay zonas con pozos cuya profundidad varía entre 100 y 200 m, con caudales de 75 m³/h, mientras que otras tienen pozos con caudales bastante menores y perforaciones menos profundas, donde también se utilizan fundamentalmente para el abastecimiento de agua potable.

Por último, también se encuentra una zona dentro de los proyectos piloto donde el uso principal y casi único es para recreación donde los pozos son muy profundos y por ende las elevadas inversiones y los altos costos de operación y mantenimiento que ello implica llevan a que el abastecimiento público no se realice con ellos y por ende sea ignorado o como máximo analizado como complementario.

¹ El autor diferencia abastecimiento público de doméstico con el fin de diferenciar el operador del pozo: público o concesionarios privados, pero tratándose en ambos casos de agua para consumo de la población.



4.3 PROYECTO RIBEIRAO PRETO (SAO PAULO, BRASIL)

En este caso, se analiza la situación del uso del SAG en la zona de la ciudad de Ribeirao Preto en el Estado de Sao Paulo, Brasil, que constituye uno de los cuatro proyectos piloto seleccionados para estos estudios por la Secretaría del SAG

En el área del proyecto y su entorno actualmente habitan 513.260 personas. Según las estimaciones oficiales relevadas, podría considerarse que esta población se elevaría a 830 mil habitantes al año 2021, fecha límite establecida para las evaluaciones realizadas en el presente trabajo.

Según se refirió precedentemente, la región tiene más de 600 pozos, cuyo principal uso es el abastecimiento público. De ellos, 199 se dedican a este último uso, estando 99 en operaciones. Estos son de propiedad municipal y operados por el Departamento de Agua e Esgotos de Ribeirao Preto (DAERP), una autarquía que administra el servicio de agua potable, saneamiento y limpieza pública de la ciudad, denominada DAERP. Estos pozos tienen, según el análisis previo, 149 m de profundidad en promedio y además un caudal medio de 75 m³/h.

Según el Servicio Nacional de Información de Saneamiento (SNIS) de Brasil, la DAERP tiene una producción máxima potencial de 117 millones de m³ al año. Con ellos, produce efectivamente 71 millones de m³ al año 2004, atendiendo a 208 mil clientes, de los cuales 183.000 corresponden a clientes residenciales al año 2004. La cobertura de este servicio alcanza al 99% de los habitantes de la región.

Las pérdidas de la DAERP en el abastecimiento de agua a la población alcanzan al 38,2% según el SNIS, con lo cual el consumo facturado se ubica en el orden de los 44 millones de m³ año. Ello representa que un cliente residencial medio consume 224 litros/habitante/día, o sea 22 m³/mes, que es un consumo muy elevado, lo cual se agrega al crecimiento poblacional y la extensión a otros usos, con lo cual se han provocado significativos rebajamientos de niveles, según estudios estadísticos de 160 pozos en la región. Ello estaría impulsado por un bajo costo del servicio, ya



que un cliente residencial pagaría una tarifa relativamente baja cercana a los US\$ 10 por mes en promedio, según datos de DAERP, a pesar del alto consumo medio por vivienda en la región.

4.3.1 Pozo promedio

Como se expresó previamente, el caudal medio de un pozo en esta región es de 75 m³/h, lo que llevaría a producir un total de 657 mil m³ al año para cada perforación en explotación.

Si tomamos en cuenta la información sobre las pérdidas (relación entre producción y consumo facturado) que se observa en la DAERP, la facturación de los consumos de los clientes de un pozo promedio correspondería a un total de 406 mil m³/año.

En función de los consumos medios observados en la región considerada, ello representaría que con un pozo de este tipo se pudieran atender 5.030 habitantes. Si tomamos en cuenta la población media por vivienda, se llega a que este consumo correspondería a 1.524 clientes para cada pozo promedio de la región de Ribeirao Preto.

A partir de ello, puede estimarse que el abastecimiento de agua potable para este número de clientes de cada pozo implicaría desarrollar una red de 9.145 m necesaria para ello, según cálculos realizados por técnicos del Consorcio en base a experiencias similares.

Esta información se retomará a los efectos de estimar los costos y beneficios del proyecto, que se detallan a continuación.

4.3.2 Costos de inversiones, operación y mantenimiento

A partir de los datos manejados previamente, en este acápite se estiman los costos en valores monetarios de las inversiones, la operación y el mantenimiento del proyecto considerado aquí.



La situación considerada, o sea con proyecto, corresponde al abastecimiento público de agua potable a través del uso de una perforación similar a un pozo promedio de la región de Ribeirao Preto, donde se extrae el agua para alimentar la red que permite el abastecimiento a los usuarios de esta ciudad de Brasil.

Para calcular los costos tanto de inversiones como de operación y mantenimiento, ante la falta de información de este tipo proveniente de la propia DAERP, se recurrió a datos de empresas brasileñas similares, como la de Sao Jose de Rio Preto (SEMAE), información pública de mercado y otros datos estimados directamente por técnicos del Consorcio.

En primer lugar, respecto a las inversiones, se parte de la estimación del costo de la perforación, donde debe tenerse en cuenta que la misma tiene una profundidad media de 149 m, según el Banco de Datos Hidrológicos del SAG, por lo cual no es excesivamente profundo, ubicándose su costo en el orden de los US\$ 100 mil.

A partir de ello, se estimaron costos de cañerías para el pozo, bomba a utilizar y aductora. Luego, se agregaron las estimaciones de los costos del reservorio de agua dado por el caudal del pozo y número de usuarios, junto a redes, conexiones y medidores correspondientes para el nivel de clientes estimados para atender con el agua obtenida de este pozo medio, según se vio precedentemente. A ello se agregaron los costos de un conjunto de equipos necesarios para llevar adelante la explotación, tales como vehículos, muebles y útiles, computadoras, etc., los cuales se prorrataron a partir de datos similares de empresas de agua en Brasil.

Estas estimaciones se realizaron previendo la atención de una población inicial de 5.030 habitantes que luego crece por los próximos 15 años, que es la vida del proyecto considerada aquí, a una tasa igual a la prevista para la población, según se expresó precedentemente.

En la Tabla 4.5 pueden verse los costos de los rubros mencionados anteriormente, que constituyen la inversión inicial del proyecto.



**Situación con proyecto
Inversiones**

Rubro	Miles de U\$S
Perforación	106
Cañería perforación	8
Bomba	12
Aductora	11
Reservorio	362
Redes y conexiones	287
Medidores	46
Equipos varios	70
Total a precios de mercado	612
Total a precios de eficiencia	575

Tabla 4.5

Fuente: Estimaciones propias

Por tanto, **las inversiones en este proyecto para el abastecimiento público con el uso del recurso de un pozo medio de la región se ubican en US\$ 612 mil en moneda constante de agosto de 2007.** Según se especificó en la metodología, la transformación de estos precios a nivel de eficiencia económica lleva a la aplicación de relaciones de precios de cuenta que eliminan las distorsiones del mercado, que ubican estas inversiones en un monto de US\$ 575 mil a precios de eficiencia.

En relación a los costos de operación y mantenimiento, se estimaron los consumos de energía eléctrica de la bomba definida aquí, que elevaría el agua desde una profundidad de 100 m con un rendimiento del 60% y una potencia de 0,45 kW/m³, con un consumo del orden de los 300 MWh año y un costo de US\$ 30 mil anuales. En este caso los costos se estimaron a partir de las tarifas de energía eléctrica vigentes en la región para un tipo de consumidores medianos.

A ello se agregó el mantenimiento de los equipos considerados en este proyecto con una asignación de un operario, más los costos de los productos químicos para tratar el agua y una estimación de gastos varios e impuestos en base a información de otras empresas.



Pueden verse seguidamente los costos de operaciones y mantenimiento, expresados tanto a precios de mercado como de eficiencia (Tabla 4.6).

Costos de Operación y Mantenimiento anuales en US\$ agosto 2007

Concepto	Precios de mercado	Precios de eficiencia
Energía Eléctrica	33.417	29.841
Productos Químicos	3.285	3.088
Operación y Mantenimiento de equipos	10.119	7.994
Resto de Gastos	12.242	9.671
Impuestos	1.819	0
Total Costos de OyM	60.882	50.594

Tabla 4.6

Fuente: Cálculos propios

Por tanto, se llegó a un **costo de operación y mantenimiento del orden de los US\$ 61 mil anuales a precios de mercado y de US\$ 51 mil a precios de eficiencia, ambos de mayo 2007.**

Por último, cabe consignar que estos costos de operación y mantenimiento se proyectaron para los próximos 15 años, vida definida del proyecto en este caso, a una tasa acorde al aumento de la población a atender a lo largo del proyecto, dada por las estimaciones de población al año 2021, según se presentaron al principio de esta parte del trabajo.

4.3.3 Beneficios económicos del proyecto

Según la metodología expuesta, los beneficios del proyecto en este caso representan los ahorros de costos (inversiones y operación y mantenimiento) que implican no optar por abastecer de agua potable a la población a partir del uso de aguas superficiales, con una toma que llega a una planta potabilizadora y de allí se distribuye a la población, en este caso la representada por la que puede abastecer un pozo promedio o sea 5.030 habitantes, según especificamos precedentemente. En ese sentido, ésta sería la situación sin proyecto.



Por tanto, aquí, se parte de la estimación de los costos de inversiones en una planta potabilizadora, más los costos de la toma e impulsión del agua potable, que se extrae de aguas superficiales, como es común en la mayoría de los casos.

En primer lugar, a partir de inversiones conocidas o de diseño en plantas de tamaños similares (aunque mayores en casi todos los casos), dado la población definida como atendida aquí, los técnicos del Consorcio han estimado un costo cercano a los US\$ 300 mil para una planta de este tipo. Con la toma y la impulsión, estos costos se elevan a casi US\$ 400 mil.

Para equiparar al costo del abastecimiento con pozo, se agregan aquí las inversiones en el reservorio, redes, conexiones, medidores y equipos varios, comentados en oportunidad del análisis de los costos, ya que son las mismas para poder atender a la población definida para el caso (Tabla 4.7).

Beneficios por ahorro de costos en Inversiones
En miles de US\$ de agosto 2007

Planta potabilizadora	290
Toma e impulsión	94
Reservorio	74
Redes y conexiones	287
Medidores	46
Equipos varios	70
Total a precios de mercado	861
Total a precios de eficiencia	809

Tabla 4.7
Fuente: Cálculos propios

De esta manera, se llega a que el **ahorro de costos por las inversiones en el abastecimiento desde una planta potabilizadora alcanza a US\$ 861 mil a precios de mercado y a US\$ 809 mil a precios de eficiencia**, en moneda de agosto de 2007, aplicando las relaciones de precios de cuenta correspondientes.

Estos montos muestran claramente que la opción de abastecerse de aguas superficiales en este caso implica inversiones iniciales significativamente mayores a las correspondientes a hacerlo a partir de pozos de profundidad y caudal como el



que aquí se considera. Ello se puede ampliar a situaciones similares, con seguridad, lo cual avala en principio optar por perforaciones del SAG en dichas circunstancias y muestra el rico potencial del Sistema para ser usado como abastecimiento público, aún más allá de su importancia actual.

Por su parte, en lo que respecta a los costos de operación y mantenimiento de este sistema de abastecimiento, se han estimado los consumos de energía eléctrica de la planta con un rendimiento del 70% y una potencia de 0,27 kW/m³, lo que implica que consuma 179 MWh al año. Si aplicamos las tarifas de energía eléctrica vigentes en la zona, considerando que son medianos consumidores, se llega a un costo de US\$ 20 mil al año en este sistema.

Luego se calcularon los costos salariales correspondientes al mantenimiento y operación de la planta, junto a los productos químicos a utilizar y el resto de los gastos, en base a datos de empresas que dan el servicio de agua en Brasil y la región y estimaciones propias.

En la Tabla 4.8 pueden verse los costos de operación y mantenimiento de este sistema que constituyen ahorros producidos por el proyecto y por tanto beneficios del mismo.

Costos de Operación y Mantenimiento anuales en US\$ de agosto 2007

Concepto	Precios de mercado	Precios de eficiencia
Energía Eléctrica	20.050	17.905
Productos Químicos	6.570	6.176
Operaciones	50.594	39.969
Mantenimiento	17.220	13.604
Impuestos	1.819	0
Total Costos de OyM	96.253	77.654

Tabla 4.8

Fuente: Cálculos propios en base a estimaciones de OPP

Por tanto, los costos de operación y mantenimiento ahorrados por el proyecto representan un valor de US\$ 96 mil anuales a precios de mercado y US\$ 78 mil anuales a precios de eficiencia, expresados ambos en US\$ de agosto de 2007.

Luego, al igual que en el caso de los costos, estos ahorros se proyectaron para los próximos 15 años, en base a las mismas consideraciones expresadas previamente.



Puede verse que estos costos de operación y mantenimiento superan a los del proyecto o sea del abastecimiento de agua potable a partir de pozos del SAG, lo cual es un elemento adicional para confirmar la potencialidad del SAG en este uso con pozos de profundidad y caudal similares a los del caso aquí analizado.

4.3.4 Resultados

Evaluación económica

Los principales resultados del análisis costo-beneficio, utilizado para efectuar la evaluación económica de este caso, se expresan en los indicadores de rentabilidad elegidos y usados habitualmente en este tipo de trabajos, que son el Valor Actual Neto Económico (VANE) y la Tasa Interna de Retorno Económica (TIRE).

En este caso, debe tenerse en cuenta que la alternativa de optar por los pozos del SAG para abastecer de agua a la población es una opción rentable desde el punto de vista económico o sea de la sociedad en su conjunto, ya que las inversiones y los costos de operación y mantenimiento serían menores a los de una planta potabilizadora.

Estos resultados pueden verse claramente corroborados en el VANE que arroja un valor cercano a los US\$ 500 mil a precios de eficiencia de agosto del año 2007, que serían los beneficios netos totales que dejaría este proyecto a la economía nacional por los 15 años de la vida del mismo, siendo un valor cercano al propio esfuerzo de inversión inicial.

Por su parte, dado que los flujos de beneficios netos en este caso son siempre positivos por lo manifestado anteriormente, tanto menores inversiones como costos netos al comparar la situación con proyectos (abastecimiento con pozos) versus la sin proyecto (abastecimiento con aguas superficiales), la TIRE no puede calcularse.

En Tabla 4.9 se resumen los resultados obtenidos en la evaluación económica de este caso.



Tabla 4.9 - Indicadores de Rentabilidad Económica

Indicadores	Valor
Valor Actual Neto Económico en miles US\$ ago 2007 (tasa de descuento del 10% efectivo anual)	474
Tasa Interna de Retorno Económica (% efectivo anual)	. . .

Por tanto, estos resultados ameritan que se apliquen políticas de expansión del abastecimiento de agua potable a través del uso de pozos del SAG con una profundidad del orden de 100 a 200 m y con caudales entre 50 y 100 m³/h, según los resultados aquí obtenidos. Por tanto, ello abre perspectivas a este uso para zonas similares a las aquí consideradas en este proyecto piloto.

Estas posibilidades de llevar adelante proyectos económicamente rentables desde el punto de vista de la economía y la sociedad en su conjunto, según pudo verse, deberían llevar a profundizar los estudios para comprobar los ahorros de costos económicos que permiten hacer rentable los usos del agua no termal para el abastecimiento público en diversas alternativas.

Evaluación financiera

Frente al resultado anterior, es interesante ver la otra cara de esta situación o sea si también son rentables financieramente, o sea desde la óptica de un inversor privado o eventualmente público, pero con una visión de tipo privado (búsqueda de rentabilidad en los proyectos), lo cual permitiría desarrollar este tipo de proyectos, si los mismos colmaran las exigencias de este tipo de visión y lograran arrojar tasas de rentabilidad que permitan sobrellevar el riesgo de las inversiones en estos campos.

En función de ello, seguidamente se efectúa el análisis de la evaluación financiera del proyecto o sea desde el punto de vista de un inversor privado, según la metodología expuesta en el capítulo correspondiente.



En primer lugar, cabe consignar que se utilizaron los flujos de costos de inversiones, operación y mantenimiento del proyecto descriptos previamente a precios de mercado en moneda constante de agosto del año 2007.

A ello se agregó un financiamiento externo al proyecto por el 50% de las inversiones previstas en el mismo. Esta financiación se previó a 10 años con uno de gracia y a una tasa del 7% anual efectivo, amortizándose a cuota fija.

A su vez, se relevaron las tarifas vigentes en la ciudad de Ribeirao Preto de la autarquía DAERP, que para un consumo medio de 22 m³/mes por cliente, como se expresó previamente que era el correspondiente a Ribeirao Preto, se ubicaba en US\$ 9,95 por mes, incluyendo los cargos fijo y variable de dicha tarifa.

Esta tarifa se aplicó a la evolución de los consumos de agua de la población atendida por este pozo promedio, lo cual representó una facturación anual de US\$ 182 mil al inicio el proyecto.

Luego, se proyectó según la evolución de la población de Ribeirao Preto, como se especificó previamente, por el período de vida del proyecto o sea 15 años. Ello constituyó el flujo de ingresos del proyecto para esta evaluación financiera, ya que se aplicó un criterio conservador que no considera otros posibles ingresos.

A partir de ambos flujos (costos e ingresos) así calculados, se obtienen los flujos de ingresos netos del proyecto, con los cuales se calculan los indicadores utilizados habitualmente para la evaluación financiera de este tipo de proyectos: a) el Valor Actual Neto (VAN) financiero a una tasa de descuento del 10% anual efectivo, acorde a las tasas de interés hoy vigentes en el mercado y las de riesgo de la economía uruguaya, y b) la Tasa Interna de Retorno (TIR) financiera del proyecto.

Los resultados obtenidos muestran niveles de rentabilidad muy buenos para un proyecto ya que la TIR se acerca a casi 30% anual, lo cual asegura un retorno relativamente rápido del capital invertido y un VAN de algo más de medio millón de dólares de agosto de 2007 de rentabilidad desde la óptica de un inversor privado, según puede verse en la Tabla 4.10.



Tabla 4.10 - Indicadores de Rentabilidad Financiera

Indicadores	Valor
Valor Actual Neto Económico en miles US\$ ago 2007 (tasa de descuento del 10% efectivo anual)	549
Tasa Interna de Retorno Económica (% efectivo anual)	29,8%

Análisis de Sensibilidad

En este capítulo, se visualiza la sensibilidad de los resultados de los indicadores de rentabilidad utilizados, tanto los VANE y TIRE de la evaluación económica como los VAN y TIR de la evaluación financiera, frente a cambios en las variables clave de las alternativas seleccionadas en esta oportunidad.

Para ello, se han seleccionado dos variables generales que son, por un lado, los costos (de inversión más operación y mantenimiento) y por otro los beneficios (ahorro de costos de la situación sin proyecto) o ingresos en la evaluación financiera.

En la Tabla 4.11 pueden verse los resultados para variaciones de -20% y +20% en los costos del proyecto y de +20% y -20% en los beneficios/ingresos.

Tabla 4.11 - Resultados del análisis de sensibilidad

Hipótesis utilizadas	VANE US\$	TIRE % anual	VAN US\$	TIR % anual
20% aumento de costos	279.776	· · ·	760.498	44,48%
20% reducción de costos	667.806	· · ·	870.358	41,54%
20% reducción de beneficios/ingresos	185.018	· · ·	338.110	20,11%
20% aumento de ingresos	762.564	· · ·	228.249	18,18%

De la tabla anterior se desprende que, en los casos de hipótesis de máxima o sea donde se reducen los costos o aumentan los beneficios/ingresos, se observan



valores actuales netos y tasas internas de retorno muy elevados, mostrando las bondades del proyecto ante cambios favorables.

En los casos de mínima, o sea donde aumentan los costos o se reducen los beneficios/ingresos, las tasas internas de retorno se mantienen por encima de los niveles exigidos por el costo de oportunidad del capital, tanto para la sociedad en su conjunto como para la visión de un inversor privado, por lo que también son positivos los valores actuales netos del proyecto.

Sin embargo, si se considera ambos efectos conjuntos recién allí podrían manifestarse algunos problemas de rentabilidad económica y financiera de este tipo de proyectos, arrojando valores actuales netos cercanos a cero o sea tasas internas de retorno cercanas al costo de oportunidad del capital.

De todas maneras, se debe tener en cuenta que la probabilidad de este efecto conjunto es baja, por lo que ello amerita llegar a la conclusión de que debe impulsarse el uso de pozos de profundidad y caudales similares a los considerados en este trabajo para la región de Ribeirao Preto.

Costos marginales

En el análisis del abastecimiento público de agua potable en la región de Ribeirao Preto, a partir del uso de un pozo promedio del SAG, se ha considerado que es útil contar con estimaciones de los costos marginales de la provisión de agua potable, lo que permite tener una visión del precio del servicio a largo plazo que maximiza el bienestar de la población atendida y compararlo con las tarifas actuales, para visualizar el uso racional o no del servicio, junto a la comparación con otras alternativas de abastecimiento.

En primer lugar, se anualizaron las inversiones previstas según su distinta vida útil, obteniendo su valor presente a una tasa de descuento del 10%. A ello se agregaron los valores presentes de los costos de operación y mantenimiento anuales descontados a la misma tasa. Estos valores se compararon con la demanda incremental prevista para los próximos 15 años, obteniéndose el costo marginal de largo plazo de este servicio de agua a partir del uso de un pozo promedio del SAG.



A continuación pueden verse los resultados de este cálculo en la Tabla 4.12:

Tabla 4.12 Costo Marginal de Largo Plazo - Valor presente en US\$ de agosto 2007

Concepto	Valor
Costos de Inversión en US\$	4.119.274
Costos de Operación y Mantenimiento en US\$	537.192
Costo Incremental Promedio de Largo Plazo en US\$	4.656.465
Consumo de agua en m3 totales	7.170.438
Costo Incremental Promedio de Largo Plazo en US\$/m3	0,65

Según la tabla anterior, el costo marginal del abastecimiento de agua en Ribeirao Preto desde un pozo promedio de la región tiene un costo marginal bajo para la comparación internacional, en ciudades como Montevideo, Uruguay (1.500.000 habitantes) el costo marginal calculado por la Universidad de la República para OSE, la empresa estatal, se ubica en US\$ 0,88 por m3.

Sin embargo, este valor de Ribeirao Preto supera a la tarifa media de la ciudad que es de US\$ 0,45 por m3, lo cual estaría indicando un uso mayor al racional del recurso para este fin. Ello es acorde con el consumo muy elevado de agua potable que se observa en esta zona con sus 22 m3 mensuales por cliente facturado por DAERP. Si volvemos al mismo ejemplo de Montevideo, según la empresa OSE el consumo promedio por cliente residencial en dicha ciudad es algo más de la mitad de aquel.

4.4 PROYECTO ITAPUA (PARAGUAY)

El segundo proyecto piloto del SAG donde se analiza el potencial del uso del agua no termal es el ubicado en el Departamento de Itapúa, en la región SSE de Paraguay, abarcando parte de los Distritos de Jesús, Trinidad, Hohenau, Obligado y Bella Vista.

La población se ubica aproximadamente en 45.000 habitantes, según la Dirección General de Estadísticas, Encuestas y Censos de este país. A partir de proyecciones



de esta misma Dirección, se estima que la población se ubique en 64.650 habitantes al año 2021, fecha límite de las evaluaciones de este trabajo.

Esta región tiene 280 pozos según se extrae del Banco De datos Hidrológicos del SAG, cuyos resultados fueron comentados previamente en este trabajo, de los cuales 55 se encuentra en explotación dedicándose al abastecimiento público, siendo el principal uso en la región. Estos son explotados por las Juntas de Saneamiento en los Distritos, registradas en el Servicio Nacional de Saneamiento (SENASA), que son organizaciones locales integradas por los propios usuarios que administran el servicio de provisión e agua potable, determinan tarifas y efectúan sus cobros.

Los pozos para abastecimiento público tienen una profundidad media de 151 m y un caudal medio de 20 m³/h, de tal manera que con una profundidad similar a la de Ribeirao Preto, su caudal es significativamente menor.

A partir de información de parte de las Juntas de Saneamiento de la región, se estima que el consumo de agua sería de 1.574.000 m³ en el proyecto piloto Itapúa en la actualidad, atendiendo alrededor de 14 mil usuarios residenciales. La cobertura de este servicio varía de 76/77% de los habitantes en las ciudades de Jesús y Trinidad a 100% en las de Bella Vista, Obligado y Hohenau. Las proyecciones establecidas de población harían que el consumo de agua potable se elevara a 2.261.000 m³ año al 2021.

Para este caso, se han estimado pérdidas en el abastecimiento de agua potable del orden del 30%, utilizando las que se verifican en la empresa pública Empresa de Servicios Sanitarios de Paraguay (ESSAP), ex Corposana, que abastece a Asunción y ciudades de más de 10.000 habitantes, al no contar con este tipo de información de las Juntas.

Con estas estimaciones, se llega a que un cliente residencial medio de este proyecto piloto consume 10 m³/mes en la actualidad, con lagunas variaciones entre Juntas, que es un consumo relativamente bajo, menos de la mitad del observado en Ribeirao Preto (22 m³ mes), y algo menor que el del ejemplo de la Ciudad de Montevideo, Uruguay (11 m³/mes).



4.4.1 Pozo promedio

Previamente, se comentó que el caudal medio de un pozo en esta región era de 20 m³/h, lo que lleva a producir un total de 172.572 m³ al año para cada perforación en promedio, que está en explotación para el abastecimiento público.

En función de ello y de la estimación previa sobre las pérdidas (relación entre producción y consumo facturado), un pozo promedio atendería un consumo del orden de 121 mil m³/año en Itapúa.

Ello representaría que, con un pozo de este tipo, se pudiera atender 3.454 habitantes, según los consumos medios comentados previamente. Si tomamos en cuenta la población media por vivienda, se llega a que este consumo correspondería a 1.047 clientes para cada pozo promedio del proyecto piloto Itapúa.

A partir de ello, puede estimarse que el abastecimiento de agua potable para este número de clientes de cada pozo implicaría desarrollar una red de 9.145 m., según cálculos de técnicos del Consorcio.

4.4.2 Costos de inversiones, operación y mantenimiento

Al igual que en el caso anterior, se estiman aquí los costos en valores monetarios de las inversiones, operación y el mantenimiento del abastecimiento de agua potable por el uso de un pozo medio del proyecto considerado aquí. Ello representa la operatoria actual de las Juntas.

Para calcular los costos tanto de inversiones como de operación y mantenimiento, se recurrió a datos de las propias Juntas, que se complementaron con información pública de mercado, estimaciones propias y de técnicos del Consorcio y alguna información de empresas similares del SAG.



En primer lugar, se estimó el costo de una perforación de 150 m (profundidad media de estos pozos), en alrededor de US\$ 60 mil. Si se agregan los costos de cañerías, bomba a utilizar y aductora, ello se eleva a casi US\$ 85 mil.

A partir de ello y los datos de consumos y número de clientes por pozo, se estimaron los costos del reservorio de agua, las redes, conexiones y medidores correspondientes a los clientes estimados para el agua obtenida de este pozo medio, según se comentó precedentemente. A ello se agregaron estimaciones propias sobre los costos de un conjunto de equipos necesarios para la explotación.

Las inversiones estimadas se calcularon de tal manera que se adquiriera una capacidad suficiente para atender la población proyectada al 2021 por pozo, a una tasa de crecimiento igual a la prevista para el total del proyecto piloto, que se desprende de lo anterior.

En la Tabla 4.13 pueden verse los costos de las inversiones por rubros.

Tabla 4.13 - Situación con proyecto Inversiones

Rubro	Miles de U\$S
Perforación	57
Cañería perforación	8
Bomba	12
Aductora	8
Reservorio	8
Redes y conexiones	126
Medidores	21
Equipos varios	19
Total a precios de mercado	238
Total a precios de eficiencia	238

Fuente: Estimaciones propias

Por tanto, **las inversiones en este proyecto piloto para el abastecimiento público con el uso del recurso de un pozo medio de la región se ubicarían en US\$ 238 mil en moneda constante de agosto de 2007.** Según se especificó en el capítulo metodológico, en el caso de Itapúa, se supone que los precios de eficiencia son iguales a los de mercado por falta de información sobre relaciones de precios de cuenta en Paraguay.



Con respecto a la operación y el mantenimiento, se estimaron los consumos de energía eléctrica de la bomba, que elevaría el agua desde una profundidad aproximada de 50 m con un rendimiento del 60% y una potencia de 0,23 kW/m³, lo que representaría un consumo de casi 40 MWh año y un costo de US\$ 2,4 mil anuales, según costos estimados a partir de información de las Juntas.

A ello se agregó la estimación del mantenimiento de los equipos considerados en este proyecto con una asignación de un operario, según información sobre salarios pagados en Paraguay, más costos de productos químicos, gastos varios e impuestos en base a información de otras empresas.

En la Tabla 4.14 se presentan los costos de operaciones y mantenimiento.

Tabla 4.14 - Costos de Operación y Mantenimiento anuales en US\$ agosto 2007

Concepto	US\$
Energía Eléctrica	2.385
Productos Químicos	863
Operación y Mantenimiento de equipos	5.400
Resto de Gastos	4.753
Total Costos de OyM	13.401

Fuente: Cálculos propios

El costo de operación y mantenimiento se ubicaría en US\$ 13 mil anuales a precios de agosto 2007.

Luego, estos costos de operación y mantenimiento se proyectaron para los próximos 15 años, vida definida del proyecto, a una tasa acorde al aumento de la población a atender a lo largo del proyecto, dada por las estimaciones de población al año 2021, según se expuso al principio de esta parte del trabajo.



4.4.3 Beneficios económicos del proyecto

Según el capítulo metodológico de este trabajo, los beneficios económicos del proyecto serían los ahorros de costos (de inversiones, operación y mantenimiento) que ocurrirían al no realizar el abastecimiento de agua potable a la población a partir del uso de aguas superficiales, según se explicitó. Ello implicaría que el uso de esta fuente sería en este caso la situación sin proyecto.

En función de ello, se estimaron los costos de inversiones en una planta potabilizadora, más la toma e impulsión del agua potable, de fuentes superficiales, como es comúnmente realizada.

Según información de este tipo manejada por los técnicos del Consorcio y la población actual y futura a atender, se ha estimado un costo cercano a los US\$ 130 mil para una planta de este tipo. Con la toma y la impulsión, estos costos se elevan a casi US\$ 230 mil. Debe tenerse en cuenta que estos costos son prorrateados de plantas mayores a la población a atender en cada caso.

Luego, para hacer comparables las inversiones con el abastecimiento a partir de pozo, se agregan los costos del reservorio, redes, conexiones, medidores y equipos varios, como puede verse en la Tabla 4.15:

Beneficios por ahorro de costos en Inversiones
En miles de US\$ de agosto 2007

Planta potabilizadora	133
Toma e impulsión	94
Reservorio	8
Redes y conexiones	126
Medidores	21
Equipos varios	19
Total a precios de mercado	400
Total a precios de eficiencia	400

Tabla 4.15
Fuente: Cálculos propios



De esta manera, se llega a que **el ahorro de costos por las inversiones en el abastecimiento desde una planta potabilizadora alcanza a US\$ 400 mil** en moneda de agosto de 2007.

Estos montos son superiores a los que corresponden a las inversiones en el abastecimiento a partir del pozo, en forma similar a la de Ribeirao Preto. Por tanto, ello se puede ampliar también a situaciones con profundidades similares a ambos casos, a lo que se agrega que también ocurre cuando el caudal es mucho menor como es el presente caso de Itapúa, avalando este tipo de usos para el SAG en todos aquellos casos donde se dan estas situaciones.

Con respecto a los costos de operación y mantenimiento de este sistema alternativo de abastecimiento, se han estimado los consumos de energía eléctrica de la planta, que aplicadas las tarifas de energía eléctrica de la región se llega a un costo de US\$ 3 mil al año.

Luego se calcularon al igual que en el caso anterior los costos salariales de mantenimiento y operación de la planta, productos químicos a utilizar y resto de gastos.

En la Tabla 4.16 pueden verse los costos de operación y mantenimiento de este sistema que constituyen los ahorros producidos por el proyecto y por tanto beneficios económicos del mismo.

Tabla 4.16 - Costos de Operación y Mantenimiento anuales en US\$ de agosto 2007

Concepto	US\$
Energía Eléctrica	2.862
Productos Químicos	1.726
Operaciones	16.200
Otros gastos	8.003
Total Costos de OyM	28.790

Fuente: Cálculos propios



Por tanto, **los costos de operación y mantenimiento ahorrados por el proyecto representan un valor de US\$ 29 mil anuales en moneda de agosto de 2007.**

Luego, al igual que en el caso de los costos, estos ahorros se proyectaron para los próximos 15 años, en base a las mismas consideraciones expresadas previamente para los costos del proyecto.

También en este caso los ahorros de costos de operación y mantenimiento superan a los del proyecto o sea a los del abastecimiento de agua potable a partir del pozo del SAG, que refuerza la conclusión anterior sobre el potencial del SAG en este uso con este tipo de pozos.

4.4.4 Resultados

Evaluación económica

Los principales resultados del análisis costo-beneficio, utilizado para efectuar la evaluación económica, se expresan en los indicadores de rentabilidad habituales: el Valor Actual Neto Económico (VANE) y la Tasa Interna de Retorno Económica (TIRE), que se comentan a continuación.

También en este caso, como en el de Ribeirao Preto, el abastecimiento de agua desde pozos del SAG es una opción económicamente rentable, o sea para la sociedad en su conjunto, ya que las inversiones y costos de operación y mantenimiento de efectuar la toma de aguas superficiales son claramente superiores a los de aquella opción.

Estos resultados pueden verse claramente en el VANE que arroja un valor algo superior a los US\$ 300 mil a precios de agosto del año 2007, para los beneficios netos totales del proyecto.

Cabe consignar que la TIRE no puede calcularse ya que los flujos de beneficios netos son siempre positivos por lo manifestado más arriba, o sea menores inversiones y costos de operación y mantenimiento en la situación con proyecto



(abastecimiento con pozos) versus la sin proyecto (abastecimiento con aguas superficiales).

En la Tabla 4.17 se presentan estos resultados de la evaluación económica de este caso.

Tabla 4.17 - Indicadores de Rentabilidad Económica

Indicadores	Valor
Valor Actual Neto Económico en miles US\$ ago 2007 (tasa de descuento del 10% efectivo anual)	302
Tasa Interna de Retorno Económica (% efectivo anual)	. . .

Aquí corresponden iguales comentarios que en el caso de Ribeirao Preto, en dirección a que pozos de esta profundidad (100 a 200 m) y con caudales bajos como los de Itapúa (20 m³/h en promedio) también son potencialmente indicados para ser usados con el fin de brindar abastecimiento público a las poblaciones. Por tanto ello amerita a profundizar las investigaciones en este sentido.

Evaluación financiera

El resultado anterior no asegura que se lleve adelante este tipo de inversiones en cualquier circunstancia, ya que si es rentable económicamente o sea para la sociedad en su conjunto, ello no asegura que lo sea para un inversor privado. Por tanto, se podrían frenar estos desarrollos en la medida que no se encuentren capitales dispuestos a realizar estas inversiones fuera del área pública, en la medida que estos proyectos no alcancen tasas de rentabilidad privada que enfrenten el riesgo de este tipo de inversiones.

Para ello, se incluye aquí la evaluación financiera de este proyecto, o sea desde el punto de vista de un inversor privado, según lo expuesto en el capítulo metodológico de este trabajo.



En primer lugar, se consideraron los mismos flujos del proyecto comentados antes, relativos a costos de inversiones, operación y mantenimiento en moneda constante de agosto del año 2007.

A ello se agregó un financiamiento tipo del proyecto por la mitad de las inversiones previstas, que se definió a 10 años con uno de gracia y a una tasa del 7% anual efectivo, amortizándose a cuota fija.

Por otra parte, según se especificó en la metodología, en la evaluación financiera se consideraron los ingresos posibles del servicio de agua a otorgar con este pozo, a partir de los consumos medios expresados precedentemente (10 m³ mes por cliente residencial) y las tarifas medias de las Juntas, con lo cual se llegaría a un costo medio de US\$ 3,3 por mes a cada usuario.

Esta tarifa se aplicó a la evolución de los consumos de agua de la población atendida por este pozo promedio desde el año 2008 a los siguientes 13 años, lo cual representó un ingreso anual de US\$ 41 mil al inicio del proyecto, lo que constituyó el flujo de ingresos del proyecto para esta evaluación financiera.

A partir de comparar ambos flujos (costos e ingresos), se obtienen los flujos de ingresos netos del proyecto, con los cuales se calculan los indicadores habituales para la evaluación financiera de proyectos: Valor Actual Neto (VAN) financiero a una tasa de descuento del 10% anual efectivo, acorde a las tasas de interés hoy vigentes en el mercado y las de riesgo de la economía uruguaya, y b) Tasa Interna de Retorno (TIR) financiera del proyecto.

Los resultados obtenidos muestran que este proyecto es también financieramente rentable ya que la TIR se ubica en 13% anual efectiva y el VAN alcanza aun nivel cercano a los US\$ 31 mil de agosto de 2007, según puede verse en la Tabla 4.18.



Tabla 4.18 - Indicadores de Rentabilidad Financiera

Indicadores	Valor
Valor Actual Neto Económico en miles US\$ ago 2007 (tasa de descuento del 10% efectivo anual)	31
Tasa Interna de Retorno Económica (% efectivo anual)	12,99%

Debe tenerse en cuenta que estos resultados de los indicadores de rentabilidad son muy inferiores a los observados en el caso de Ribeirao Preto, lo que está indicando que cuando el caudal es bajo como es el caso de Itapúa, se reducen las posibilidades de impulsar este tipo de proyectos al comenzar a acercarse las rentabilidades de estos proyectos a los costos de oportunidad del capital privado.

Análisis de Sensibilidad

Aquí se efectúa el análisis de sensibilidad de los resultados de los indicadores de rentabilidad utilizados, tanto los VANE de la evaluación económica como los VAN y TIR de la financiera, frente a cambios en las variables clave del proyecto.

Se ha optado por efectuar los cálculos de aquellos indicadores a partir de aplicar variaciones a los costos (de inversión más operación y mantenimiento) y de los beneficios (ahorro de costos de la situación sin proyecto) o ingresos.

En la Tabla 4.19 pueden verse los resultados para variaciones de -20% y +20% en los costos del proyecto y de +20% y -20% en los beneficios o ingresos.

Tabla 4.19 - Resultados del análisis de sensibilidad

Hipótesis utilizadas	VANE US\$	TIRE % anual	VAN US\$	TIR % anual
20% aumento de costos	368.653	...	94.622	21,51%
20% reducción de costos	429.049	...	100.816	19,8%
20% reducción de beneficios/ingresos	235.301	...	-32.667	7,39%
20% aumento de ingresos	174.905	...	-38.962	6,27%



De la tabla anterior se desprende que, en los casos de hipótesis de máxima o sea donde se reducen los costos o aumentan los beneficios/ingresos, se observan valores actuales netos y tasas internas de retorno atractivas, aunque no tan elevadas como en el caso anterior.

Sin embargo, en los casos de mínima, o sea donde aumentan los costos o se reducen los beneficios/ingresos, los valores actuales netos adquieren valores negativos y las tasas internas de retorno se ubican por debajo de los niveles exigidos por el costo de oportunidad del capital, tanto para la sociedad en su conjunto como para la visión de un inversor privado, por lo que también son positivos los valores actuales netos del proyecto.

Por tanto, estos resultados están indicando que para estos caudales medios relativamente bajos, obtener la participación de inversores privados para llevar adelante estos proyectos puede ser dificultosa, ya que este análisis de sensibilidad muestra resultados adversos ante hipótesis más conservadoras sobre costos e ingresos, lo cual arroja alguna sombra sobre estos proyectos hacia el futuro y exige profundizar aún más sus estudios de viabilidad.

Costos marginales

Como se especificó precedentemente, se considera útil contar con estimaciones de los costos marginales de la provisión de agua potable en el caso de este proyecto de un pozo del SAG con esta profundidad promedio (150 m) y un caudal medio bajo (20 m³/h), para visualizar las posibilidades del servicio a largo plazo, que maximiza el bienestar de la población atendida, a partir de la aplicación de tarifas que tengan como base este costo marginal, para un uso racional del recurso.

En primer lugar, se anualizaron las inversiones previstas según su vida útil, obteniendo su valor presente a una tasa de descuento del 10%. A ello se agregaron los valores presentes de los costos de operación y mantenimiento anuales descontados a la misma tasa. Estos valores se compararon con la demanda incremental prevista para los próximos 15 años, obteniéndose el costo marginal de largo plazo de este servicio de agua a partir del uso de un pozo promedio del SAG en Itapúa.



A continuación pueden verse los resultados de este cálculo (Tabla 4.20).

Tabla 4.20 Costo Marginal de Largo Plazo - Valor presente en US\$ de agosto 2007

Concepto	Valor
Costos de Inversión en US\$	1.585.203
Costos de Operación y Mantenimiento en US\$	112.625
Costo Incremental Promedio de Largo Plazo en US\$	1.697.828
Consumo de agua en m3 totales	2.011.939
Costo Incremental Promedio de Largo Plazo en US\$/m3	0,84

Según la tabla anterior, el costo marginal de la provisión de agua potable a la población en el proyecto piloto Itapúa desde pozos del SAG se ubica en US\$ 0,88 por m3, que es un valor medio para la comparación internacional.

Sin embargo, este valor duplica a las actuales tarifas medias de las Juntas de Saneamiento, que se ubica en US\$ 0,34 por m3, lo cual fomentaría a largo plazo un uso mayor del recurso, que se incrementaría fuertemente sobre los razonables consumos actuales, a la vez que dificultaría en forma muy importante las inversiones nuevas, que generan un costo de largo plazo mayor al ingreso que se tiene y ello cuestiona la viabilidad del servicio en condiciones óptimas.

4.5 PROYECTO RIVERA (URUGUAY) – SANT'ANA DO LIVRAMENTO (BRASIL)

Aquí se evalúa el potencial del uso del agua no termal del SAG en el Proyecto Piloto Rivera (Uruguay) – Sant'Ana do Livramento (Brasil), que son dos ciudades fronterizas unidas que poseen una población aproximada de 169 mil habitantes.

A partir de proyecciones del Instituto Nacional de Estadísticas (INE) de Uruguay y del Instituto Brasileño de Geografía y Estadística (IBGE) de Brasil, estas dos ciudades y su entorno tendrán 203 mil habitantes al año 2021, fecha límite establecida para las evaluaciones realizadas en el presente trabajo.



Según se refirió precedentemente, la región tiene 272 pozos registrados en el Banco de Datos Hidrológicos del SAG, cuyo principal uso es el abastecimiento público de agua potable, donde 107 se encuentran en operaciones en ambas ciudades con este uso. Estos son de propiedad de la empresa Uruguay OSE en Rivera y administrados por el Departamento de Agua e Esgotos de la Prefectura de Sant'Ana do Livramento una autarquía denominada DAE. Estos pozos tienen, según el análisis previo, 72 m de profundidad en promedio y un caudal medio de 26 m³/h. Por tanto, presentan una profundidad media menor a los dos casos anteriores y un caudal bajo similar al de Itapúa.

Según el Servicio Nacional de Información de Saneamiento (SNIS) de Brasil y estimaciones para la Ciudad de Rivera, al no acceder a información de OSE, la producción máxima potencial es de casi 25 millones de m³ al año, de los cuales produce efectivamente casi 20 millones de m³ al año 2004, atendiendo a más de 51 mil clientes residenciales. La cobertura de este servicio alcanza al 94% de los habitantes de Rivera, donde entre 20 y 40%, según las condiciones, es atendida con agua proveniente de aguas superficiales, el resto corresponde a los pozos del SAG. Por su parte, en el caso de Sant'Ana do Livramento, la cobertura es del 99,5% y es atendida en su totalidad con pozos del SAG.

Las pérdidas de la DAE, según el SNIS, en el abastecimiento de agua a la población alcanzan al 54%, por lo que se ha estimado un consumo facturado en este proyecto piloto del orden de los 9,2 millones de m³ año, aplicando aquel porcentaje al total de la producción. Ello representa que un cliente residencial medio consume 14,9 m³/mes, un consumo relativamente alto aunque muy inferior al de Ribeirao Preto. Ello estaría impulsado por un costo relativamente bajo de este servicio en la región, ya que un cliente residencial pagaría algo más de US\$ 10 por mes en promedio, según datos de DAE y OSE.

4.5.1 Pozo promedio

Como se expresó previamente, el caudal medio de un pozo en esta región es de 26 m³/h, lo que lleva a producir un total de 230 mil m³ al año para cada perforación en explotación.



Si tomamos en cuenta la información sobre las pérdidas (relación entre producción y consumo facturado) que se observa en la DAE, la facturación de los consumos de los clientes de un pozo promedio de este proyecto piloto correspondería a un total de alrededor de 106 mil m³/año.

En función de los consumos medios observados en la región considerada, ello representaría que con un pozo de este tipo se pudieran atender 1.946 habitantes. Si tomamos en cuenta la población media por vivienda, se llega a que este consumo correspondería a 590 clientes para cada pozo promedio de la región.

4.5.2 Costos de inversiones, operación y mantenimiento

Aquí se comentan las estimaciones realizadas para determinar los costos en valores monetarios de las inversiones, la operación y el mantenimiento del proyecto considerado aquí.

La situación con proyecto, en este caso, al igual que en los anteriores, es el abastecimiento público de agua potable por un pozo promedio del proyecto piloto Rivera-Sant'Ana.

Para calcular estos costos se recurrió a información proveniente de la DAE, de empresas brasileñas similares, de OSE (datos a nivel país), información general publicada y estimaciones propias y de técnicos del Consorcio.

En primer lugar, se estimó el costo de de la perforación de 76 m para un pozo promedio, según el Banco de Datos Hidrológicos del SAG, ubicándose su costo en el orden de los US\$ 65 mil.

A partir de ello, se estimaron costos de cañerías, bomba y aductora, junto a estimaciones de costos del reservorio de agua, a partir del caudal del pozo y los clientes a atender, redes, conexiones y medidores correspondientes al abastecimiento de agua potable desde un pozo promedio, según se vio precedentemente. A ello se agregaron los costos de un conjunto de equipos



necesarios para la explotación, tales como vehículos, muebles y útiles, computadoras, etc., los cuales se prorratearon adaptándolos a este caso.

Estas estimaciones se realizaron tomando en cuenta el nivel de población a atender al final del período de vida del proyecto o sea al año 2021, según se calculó precedentemente.

En la tabla 4.21 pueden verse los costos de inversiones del proyecto.

**Tabla 4.21 - Situación con proyecto
Inversiones**

Rubro	Miles de U\$S
Perforación	64
Cañería perforación	2
Bomba	10
Aductora	11
Reservorio	12
Redes y conexiones	111
Medidores	18
Equipos varios	19
Total a precios de mercado	246
Total a precios de eficiencia	249

Fuente: Estimaciones propias

Por tanto, **las inversiones en este proyecto se ubican en US\$ 246 mil a precios de mercado en moneda constante de agosto de 2007.** Según se especificó en la metodología, la aplicación de relaciones de precios de cuenta que eliminan las distorsiones del mercado, ubican estas inversiones en un monto de US\$ 249 mil a precios de eficiencia.

Los costos de operación y mantenimiento se estimaron en base a los consumos de energía eléctrica de la bomba, que elevaría el agua desde una profundidad de 50 m con un rendimiento del 60% y una potencia de 0,23 kW/m³, con un consumo del orden de los 40 MWh año y un costo de US\$ más de 4 mil anuales. En este caso los costos se estimaron a partir de las tarifas medias de energía eléctrica de ambos países para esta región.



A ello se agregó el mantenimiento de los equipos con una asignación de un operario, más los costos de productos químicos para tratar el agua y una estimación de gastos varios e impuestos en base a información de otras empresas.

Pueden verse seguidamente (Tabla 4.22) los costos de operaciones y mantenimiento, expresados tanto a precios de mercado como de eficiencia.

Tabla 4.22 - Costos de Operación y Mantenimiento anuales en US\$ agosto 2007

Concepto	Precios de mercado	Precios de eficiencia
Energía Eléctrica	4.372	3.191
Productos Químicos	1.148	1.090
Operación y Mantenimiento de equipos	9.000	7.200
Resto de Gastos	4.928	4.682
Total Costos de OyM	19.448	16.163

Fuente: Cálculos propios

Por tanto, se llegó a un **costo de operación y mantenimiento de US\$ 19 mil anuales a precios de mercado y de US\$ 16 mil a precios de eficiencia, ambos en moneda constante de agosto 2007.**

Por último, cabe consignar que estos costos de operación y mantenimiento se proyectaron para los próximos 15 años, vida definida del proyecto en este caso, a una tasa acorde al aumento de la población a atender a lo largo del proyecto, dada por las estimaciones de población al año 2021, según se presentaron al principio de esta parte del trabajo.

4.5.3 Beneficios económicos del proyecto

Según la metodología expuesta, los beneficios económicos del proyecto en este caso representan los ahorros de costos (inversiones, operación y mantenimiento) que implican no optar por abastecer de agua potable a la población a partir del uso de aguas superficiales, con una toma que llega a una planta potabilizadora y de allí se distribuye a la población, en este caso la representada por la que puede



abastecer un pozo promedio de esta región, o sea 1.946 habitantes, según se vio anteriormente. En ese sentido, ésta sería la situación sin proyecto.

Por tanto, aquí, se parte de la estimación de los costos de inversiones en una planta potabilizadora, más los costos de la toma e impulsión del agua potable, que se extrae de aguas superficiales, como es común en la mayoría de los casos.

En primer lugar, a partir de inversiones conocidas o de diseño en plantas de tamaños similares, según la población a atender, los técnicos del Consorcio han estimado un costo cercano a los US\$ 150 mil para una planta de este tipo. Con la toma y la impulsión, estos costos se elevan a casi US\$ 250 mil. También debe considerarse que estos costos son prorrateados y ajustados partiendo de estructuras y equipos mayores.

Para equiparar al costo del abastecimiento con pozo, se agregan aquí las inversiones en el reservorio, las redes, conexiones, medidores y equipos varios, lo que se representa seguidamente (Tabla 4.23).

Tabla 4.23 - Beneficios por ahorro de costos en Inversiones
En miles de US\$ de agosto 2007

Planta potabilizadora	150
Toma e impulsión	94
Reservorio	12
Redes y conexiones	111
Medidores	18
Equipos varios	19
Total a precios de mercado	403
Total a precios de eficiencia	407

Fuente: Cálculos propios

De esta manera, se llega a que **el ahorro de costos por las inversiones en el abastecimiento desde una planta potabilizadora alcanza a US\$ 403 mil a precios de mercado y a US\$ 407 mil a precios de eficiencia**, en moneda de agosto de 2007.

De aquí se extrae que la opción de abastecerse de aguas superficiales en este caso implica inversiones iniciales mayores a las correspondientes a hacerlo desde pozos



del SAG con profundidad y caudal medios como aquí se considera. Ello se puede ampliar a situaciones similares, ya que lo mismo se observa en los otros proyectos piloto analizados precedentemente, mostrando el alto potencial del SAG en este tipo de usos.

Por su parte, los costos de operación y mantenimiento se han estimado a partir de los consumos de energía eléctrica de la planta con un rendimiento del 70% y una potencia de 0,27 kW/m³, lo que implica que consuma 48 MWh al año. Con las tarifas de energía eléctrica de la región, se obtiene el costo de este sistema.

Luego se calcularon los costos salariales correspondientes al mantenimiento y operación de la planta, los productos químicos a utilizar y el resto de gastos, en base a datos de empresas similares en Uruguay y Brasil y estimaciones propias.

En la Tabla 4.24 pueden verse los costos de operación y mantenimiento de este sistema que constituyen ahorros producidos por el proyecto y por tanto beneficios económicos del mismo.

Tabla 4.24 - Costos de Operación y Mantenimiento anuales en US\$ de agosto 2007

Concepto	Precios de mercado	Precios de eficiencia
Energía Eléctrica	5.246	3.830
Productos Químicos	2.295	2.180
Operaciones	27.000	21.600
Otros gastos	8.064	7.661
Total Costos de Oym	42.605	35.271

Fuente: Cálculos propios

Por tanto, **los costos de operación y mantenimiento ahorrados por el proyecto representan un valor de US\$ 43 mil anuales a precios de mercado y US\$ 35 mil anuales a precios de eficiencia**, expresados ambos en moneda de agosto de 2007.

Luego, al igual que en el caso de los costos, estos ahorros se proyectaron para los próximos 15 años, en base a las mismas consideraciones previas.



Puede verse que, al igual que en el resto de los casos analizados en este trabajo, estos costos de operación y mantenimiento superan a los del proyecto, lo cual es otro elemento que juega a favor de la potencialidad del SAG en este uso con pozos de profundidad y caudal similares a los del caso aquí analizado.

4.5.4 Resultados

Evaluación económica

Los principales resultados del análisis costo-beneficio, utilizado para efectuar la evaluación económica de este caso, se extraen de los indicadores de rentabilidad habituales en este tipo de trabajos, que son el Valor Actual Neto Económico (VANE) y la Tasa Interna de Retorno Económica (TIRE).

En este caso, debe tenerse en cuenta que la alternativa de optar por los pozos del SAG para abastecer de agua a la población es una opción muy rentable desde el punto de vista económico o sea de la sociedad en su conjunto, ya que las inversiones serían menores a las de una planta potabilizadora, a la vez que los propios costos de operación y mantenimiento también serían inferiores a los de aquella opción.

Estos resultados pueden verse claramente en el VANE que se ubica en casi US\$ 325 mil a precios de eficiencia de agosto del año 2007, que serían los beneficios económicos netos totales del proyecto por los 15 años de vida del mismo.

Por su parte, dado que los flujos netos de beneficios en este caso son siempre positivos por lo manifestado anteriormente, la TIRE no puede calcularse.

En la Tabla 4.25 se resumen los resultados obtenidos en la evaluación económica de este caso.



Tabla 4.25 - Indicadores de Rentabilidad Económica

Indicadores	Valor
Valor Actual Neto Económico en miles US\$ ago 2007 (tasa de descuento del 10% efectivo anual)	325
Tasa Interna de Retorno Económica (% efectivo anual)	. . .

Este resultado indica que la economía y a su vez la sociedad en su conjunto se ven beneficiadas por este tipo de proyectos y ello implica que se deba potenciar este uso en los pozos del SAG con el tipo de características similares a los del proyecto piloto Rivera-Sant'Ana.

Evaluación financiera

Para complementar el análisis de este tipo de proyectos, se efectúa aquí la evaluación financiera del mismo, o sea desde la óptica de un inversor privado o eventualmente público pero con una visión de tipo privado, según la metodología expuesta en el capítulo correspondiente.

En primer lugar, cabe consignar que se utilizaron los flujos de costos de inversiones, operación y mantenimiento del proyecto, descriptos previamente a precios de mercado en moneda constante de agosto del año 2007.

A ello se agregó un financiamiento externo al proyecto por el 50% de las inversiones previstas en el mismo. Esta financiación se previó a 10 años con uno de gracia y a una tasa del 7% anual efectivo, amortizándose a cuota fija.

A su vez, se relevaron las tarifas vigentes en ambas ciudades, correspondientes a OSE de Uruguay y DAE de Brasil, respectivamente. A partir de ello, se estimó un consumo medio de 15 m³/mes por cliente, como se expresó previamente, y una tarifa de US\$ 10,28 por mes para un consumidor residencial medio.

Esta tarifa se aplicó a la evolución de los consumos de agua de la población atendida por este pozo promedio para los 15 años de vida del proyecto, estimados



según la evolución de la población de estas dos ciudades lo cual representó una facturación anual inicial de US\$ 73 mil. Ello constituyó el flujo de ingresos del proyecto de la evaluación financiera, ya que se aplicó un criterio conservador que no considera otros posibles ingresos.

Luego, se obtuvieron los flujos de ingresos netos de costos del proyecto, por diferencia, con los cuales se calcularon los indicadores habituales de la evaluación financiera: a) Valor Actual Neto (VAN) financiero a una tasa de descuento del 10% anual efectivo, acorde a las tasas de interés hoy vigentes en el mercado y las de riesgo de la economía uruguaya, y b) Tasa Interna de Retorno (TIR) financiera del proyecto.

Los resultados obtenidos muestran buenos niveles de rentabilidad ya que la TIR se ubica en casi 31% anual, lo cual asegura un retorno relativamente rápido del capital invertido y un VAN de algo más de US\$ 200 mil de agosto de 2007, de rentabilidad desde la óptica de un inversor privado, según puede verse en la Tabla 4.26.

Tabla 4.26 - Indicadores de Rentabilidad Financiera

Indicadores	Valor
Valor Actual Neto Económico en miles US\$ ago 2007 (tasa de descuento del 10% efectivo anual)	214
Tasa Interna de Retorno Económica (% efectivo anual)	30,91%

Este resultado indica que un pozo con un bajo caudal como éste, pero de menor profundidad que en los casos anteriores, permite elevar sus rentabilidades y transformarse en una opción muy atractiva para un inversor privado como lo indica esta tabla.

Análisis de Sensibilidad

Aquí se efectúa el análisis de sensibilidad de los resultados anteriores frente a cambios en las variables clave de las alternativas seleccionadas en esta oportunidad.



Para ello, se han aplicado variaciones a los costos (de inversión más operación y mantenimiento) y a los beneficios económicos (ahorro de costos de la situación sin proyecto) y también a los ingresos en el caso de la evaluación financiera.

En la Tabla 4.27 pueden verse los resultados para variaciones de -20% y +20% en los costos del proyecto y de +20% y -20% en los beneficios.

Tabla 4.27 - Resultados del análisis de sensibilidad				
Hipótesis utilizadas	VANE US\$	TIRE % anual	VAN US\$	TIR % anual
20% aumento de costos	394.872	· · ·	285.880	45,51%
20% reducción de costos	459.796	· · ·	328.686	42,58%
20% reducción de beneficios/ingresos	254.370	· · ·	142.179	21,37%
20% aumento de ingresos	189.446	· · ·	99.373	19,49%

De la tabla anterior se desprende que tanto en los casos de hipótesis de máxima (reducción de costos o aumento de beneficios/ingresos) como de mínima (aumento de costos o reducción de beneficios/ingresos) se observan valores actuales netos y tasas internas de retorno elevados, mostrando las bondades del proyecto.

Solamente en la hipótesis de que los aumentos de costos y la reducción de ingresos se den en conjunto, o sea la opción más negativa, las tasas de retorno se acercan al costo de oportunidad, por lo que la baja probabilidad de que se de este resultado tan adverso, estaría indicando el atractivo de este tipo de proyectos para las inversiones privadas y por ende el elevado potencial del SAG en este campo.

Según se vio precedentemente en los tres proyectos piloto analizados hasta aquí, sólo en los casos de pozos de bajo caudal y profundidad mayor a 100 m podrían encontrarse algún tipo de problema de rentabilidad para atraer inversiones privadas para su desarrollo. El resto de los casos muestran que pozos con caudales superiores a los de Itapúa y poca profundidad, junto a los de mayor caudal o menor profundidad muestran un alto potencial en este tipo de usos.



Costos marginales

Por último, al igual que en los casos anteriores, se calculan aquí los costos marginales de largo plazo del abastecimiento público de agua potable en el proyecto piloto Rivera-Sant'Ana, para visualizar la sostenibilidad de los actuales servicios, ya que si los precios (tarifas) se ajustan a los costos marginales se maximiza el bienestar de la población atendida y se hace un uso racional del recurso.

En primer lugar, se anualizaron las inversiones según su distinta vida útil, obteniendo su valor presente a una tasa de descuento del 10%. A ello se agregaron los valores presentes de los costos de operación y mantenimiento anuales descontados a la misma tasa.

Estos valores se compararon con la demanda incremental prevista para los próximos 15 años, obteniéndose el costo marginal de largo plazo del abastecimiento de agua potable desde un pozo promedio del SAG en esta zona.

A continuación (Tabla 4.28) pueden verse los resultados de este cálculo.

Tabla 4.28 Costo Marginal de Largo Plazo - Valor presente en US\$ de agosto 2007

Concepto	Valor
Costos de Inversión en US\$	1.652.978
Costos de Operación y Mantenimiento en US\$	152.847
Costo Incremental Promedio de Largo Plazo en US\$	1.805.825
Consumo de agua en m3 totales	2.093.184
Costo Incremental Promedio de Largo Plazo en US\$/m3	0,86

Según la tabla anterior, el costo marginal de largo plazo del abastecimiento de agua en Rivera-Sant'Ana desde un pozo promedio de este proyecto piloto del SAG se ubica en un valor medio para la comparación internacional. En ciudades como Montevideo, Uruguay (1.500.000 habitantes) el costo marginal calculado por la Universidad de la República para OSE, la empresa estatal, se ubica en US\$ 0,88 por m³, mientras que se observan niveles similares de costos marginales en el proyecto piloto de Itapúa.



Por otra parte, este costo marginal es algo más elevado que las tarifas medias de este proyecto piloto que se ubican en el orden de los US\$ 0,7 por m³, lo cual estaría indicando un uso mayor al racional del recurso para este fin.

Esto muestra que podrían surgir dificultades futuras para enfrentar las demandas de la población atendida, ante tarifas con valores por debajo de las que indicarían los costos marginales, lo que representaría un uso no racional del recurso. De todas maneras, en este caso las diferencias no son muy elevadas y ello podría corregirse para asegurar el largo plazo para este tipo de proyectos.

4.6 PROYECTO CONCORDIA (ARGENTINA) - SALTO (URUGUAY)

4.6.1 Introducción

El caso de este proyecto piloto es muy particular y difiere sustancialmente de los anteriormente analizados, ya que en esta región no se tienen pozos para uso de abastecimiento público, sino que son todos con fines recreativos termales, con agua que se extrae a alrededor de 45°C. Además, los pozos de la región tienen una profundidad que supera a los 1.000 m, de la cual la mayor parte es basalto, lo que eleva significativamente los costos de la perforación y a su vez tienen un costo de operación muy alto. Estas condiciones son las que explican que no se usen para abastecimiento público.

En ese sentido, en primera instancia para este trabajo hicimos los cálculos bajo el supuesto de que se extraiga agua de un pozo promedio del SAG de la zona y se la enfríe para este fin, dado los altos caudales que pueden obtenerse.

Las inversiones a realizarse sólo en el pozo se ubicaban cerca del millón de dólares, con lo cual las inversiones totales se elevaban a más de US\$ 4 millones para abastecimiento público desde este pozo. A su vez, los costos de operación y mantenimiento para elevar el agua se ubicaban en más de un millón y medio de dólares al año.



Los costos de inversiones, comparados con los de una planta potabilizadora con fuentes superficiales de agua, eran muy similares para el caudal de este tipo de pozos, pero los costos de operación y mantenimiento muy superiores a los de la planta, por lo que no era razonable plantearse la opción de abastecimiento público de agua a partir de una perforación de este tipo en el SAG.

En el caso de la evaluación financiera, los ingresos posibles de obtener con este abastecimiento eran menos de la mitad de los costos de operación y mantenimiento lo cual inviabilizaba toda esta alternativa.

Ante ello, se decidió investigar en este caso la alternativa de comprar el agua excedentaria de los pozos de uso termal de este proyecto piloto. Las investigaciones del Consorcio indicaban la existencia de agua excedente de calidad y caudal para llevar adelante esta alternativa en este proyecto piloto.

Por ello, los ítems siguientes se referirán a esta alternativa y no al uso directo de los pozos del SAG en esta región, como ocurrió en los anteriores casos de los proyectos piloto. De esta manera, el abastecimiento público pasaría a ser un uso secundario de estos pozos, que podría ser una opción interesante para el potencial de uso del agua del SAG, ya que sino se pierde luego de su uso primario. Esto complementa, en cierta forma, nuestro primer estudio sobre la energía geotermal, ya que una opción de la misma era el aprovechamiento del agua excedentaria del uso recreativo termal, donde se veía claramente que los usos en cadena como el aquí planteado para el abastecimiento público podrían ser excelentes alternativas de futuro para el uso racional del potencial del SAG en sus diversos usos.

En síntesis, a continuación, se evalúa el potencial del uso del agua del SAG para abastecimiento público a partir del uso del agua excedentaria de los pozos con fines recreativos termales.

4.6.2 Datos generales

En este caso, se analiza la situación del uso de los pozos del SAG en el área de influencia de las ciudades de Concordia (Argentina) y Salto (Uruguay), definida



como uno de los cuatro proyectos piloto seleccionados para estos estudios por la Secretaría del SAG.

Entre ambas ciudades fronterizas, se llega a una población de aproximadamente 250.000 personas, según las cifras oficiales de ambos países, el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC) de Argentina y el Instituto Nacional de Estadística (INE) de Uruguay. Esa población alcanzaría a más de 315 mil habitantes al año 2021, fecha límite establecida para las evaluaciones realizadas en el presente trabajo, según proyecciones de dichas instituciones.

En el área de este proyecto piloto se han registrado sólo 15 pozos en el Banco de Datos Hidrológicos, de los cuales ninguno se utiliza con fines de abastecimiento público. Solamente uno se construyó (por OSE) con estos fines pero se desactivó varios años atrás, por los serios problemas de costos del pozo y de la propia extracción de agua dada su elevada profundidad (1.400 m). Todos los pozos tienen un uso recreativo termal en especial en Salto, con una experiencia de más de 40 años en el turismo termal.

Estos pozos tienen, según el análisis previo, 1.226 m de profundidad en promedio y un caudal medio de 289 m³/h. Son propiedad de particulares casi en su totalidad.

Según estimaciones propias en base a información de OSE, la región tiene una producción de agua de más de 20 millones de m³ al año alimentada con aguas superficiales, que con una pérdida del 50% (según OSE), se obtiene un consumo facturado de algo más de 10 millones de m³, con casi 70 mil clientes residenciales en la región.

El consumo medio de la población del proyecto piloto se estima en 111 litros/habitante/día, o sea 11 m³/mes, que es un consumo medio para la comparación internacional.



4.6.3 Pozo promedio

Como el caudal medio de un pozo se ubica en $289 \text{ m}^3/\text{h}$ en esta región, ello le permite producir un total de 2,5 millones de m^3 al año para cada perforación promedio.

Si ese pozo se usara para el abastecimiento público y tomando en cuenta la información sobre pérdidas (relación entre producción y consumo facturado), la facturación de los consumos de los clientes de un pozo promedio de esta región sería de casi 1,3 millones $\text{m}^3/\text{año}$.

Efectuando el mismo cálculo que en los anteriores casos, con un pozo de este tipo se podrían atender casi 35 mil habitantes. Si tomamos en cuenta la población media por vivienda, se llega a que este consumo correspondería a 9.573 clientes residenciales para cada pozo promedio de la región de Concordia-Salto, si lo dedicaran a este uso.

A partir de ello, puede estimarse que el abastecimiento de agua potable para este número de clientes de cada pozo implicaría desarrollar una red de 57 mil m, según cálculos realizados por técnicos del Consorcio.

4.6.4 Costos de inversiones, operación y mantenimiento

A partir de los datos manejados previamente, en este acápite se estiman los costos en valores monetarios de las inversiones, la operación y el mantenimiento del proyecto considerado aquí.

La situación considerada, o sea con proyecto, corresponde al abastecimiento público de agua potable a través de la compra de agua excedentaria de un pozo promedio de la región.

Para calcular los costos tanto de inversiones como de operación y mantenimiento, ante la falta de información de este tipo, se estimaron los mismos en base a datos



de OSE, información pública, del propio proyecto del SAG y cálculos propios y de técnicos del Consorcio.

En primer lugar, respecto a las inversiones, se consideran los costos de bomba y aductora, sin incluir al pozo, más el reservorio de agua, redes, conexiones y medidores correspondientes a los clientes estimados para el agua obtenida de un pozo promedio de la región, como indicativo para este cálculo, o sea este pozo medio, según se vio precedentemente. A ello se agregaron los costos de un conjunto de equipos necesarios para llevar adelante la explotación.

Por último, a partir de información de torres de enfriamiento de agua de elevada capacidad, se ajustaron costos al caso actual de menor caudal (289 m³/ respecto a 1.600 m³/h), obteniéndose un valor de US\$ 660 mil para una torre adecuada a nuestro caso.

Estas estimaciones se realizaron previendo la atención de una población inicial de 34.828 habitantes que luego crece por los próximos 15 años de vida del proyecto, a una tasa igual a la prevista para la población, según se expresó precedentemente.

En la Tabla 4.29 pueden verse los costos de los rubros mencionados anteriormente, que constituyen la inversión inicial del proyecto en la alternativa de compra de agua excedentaria considerada en este caso.

**Tabla 4.29 - Situación con proyecto
Inversiones**

Rubro	Miles de U\$S
Bomba	40
Aductora	11
Reservorio	158
Redes y conexiones	1.801
Medidores	287
Equipos varios	301
Torre de enfriamiento	660
Total a precios de mercado	3.257
Total a precios de eficiencia	3.289

Fuente: Estimaciones propias



Por tanto, **las inversiones en esta alternativa para el abastecimiento público con la compra de agua de un pozo medio del SAG en la región se ubican en US\$ 3.257 mil en moneda constante de agosto de 2007.** Según se especificó en la metodología, la transformación de estos precios a nivel de eficiencia económica, utilizando las relaciones de precios de cuenta de Uruguay, llevan estas inversiones a US\$ 3.289 mil a precios de eficiencia.

Luego, se estimaron los consumos de energía eléctrica, operación y mantenimiento de equipos, incluida la torre de enfriamiento, productos químicos para tratar el agua y resto de gastos.

A ello se agregaron los costos de las compras de agua excedentaria por un volumen equivalente para la población definida a atender en este proyecto.

La información relevada en la zona indicaba que varios pozos termales de la región poseen excedentes de agua que podían llegar a conformar el caudal de 289 m³/h que se maneja en esta alternativa. El precio utilizado para la compra del agua termal excedentaria en este trabajo es de US\$ 0,17 por m³ y proviene de operaciones de compraventa entre empresas de servicios turísticos de Salto.

Pueden verse seguidamente (Tabla 4.30) los costos de operaciones y mantenimiento, expresados tanto a precios de mercado como de eficiencia.

Tabla 4.30 - Costos de Operación y Mantenimiento anuales en US\$ agosto 2007

Concepto	Precios de mercado	Precios de eficiencia
Energía Eléctrica	96.579	70.503
Productos Químicos	12.663	12.029
Operación y Mantenimiento de equipos	68.982	61.362
Resto de Gastos	65.137	61.228
Compra de agua	430.528	314.285
Total Costos de OyM	673.888	519.408

Fuente: Cálculos propios



Por tanto, se llegó a un **costo de operación y mantenimiento del orden de los US\$ 674 mil anuales a precios de mercado y de US\$ 519 mil a precios de eficiencia, ambos de agosto de 2007.**

Por último, cabe consignar que estos costos de operación y mantenimiento se proyectaron para los próximos 15 años, vida definida del proyecto en este caso, a una tasa acorde al aumento de la población a atender a lo largo del proyecto, dada por las estimaciones de población al año 2021, según se presentaron al principio de esta parte del trabajo.

4.6.5 Beneficios del proyecto

Según la metodología expuesta, los beneficios del proyecto en este caso representan los ahorros de costos (inversiones, operación y mantenimiento) que implican no optar por abastecer de agua potable a la población a partir del uso de aguas superficiales, con una toma que llega a una planta potabilizadora y de allí se distribuye a la población que puede ser abastecida desde un pozo promedio de la región. Esta sería la situación sin proyecto.

Al igual que en los otros proyectos piloto, se estimó el costo de una planta potabilizadora, toma e impulsión en base a ajustar los costos de plantas de mayores tamaños dada la población atendida aquí.

Para completar las inversiones necesarias para el abastecimiento, se agregan también el reservorio, redes, conexiones, medidores y equipos varios (Tabla 4.31).

Tabla 4.31 - Beneficios por ahorro de costos en Inversiones
En miles de US\$ de agosto 2007

Planta potabilizadora	1.341
Toma e impulsión	336
Reservorio	158
Redes y conexiones	1.801
Equipos varios	414
Total a precios de mercado	4.059
Total a precios de eficiencia	4.100

Fuente: Cálculos propios



De esta manera, se llega a que **el ahorro de costos por las inversiones en el abastecimiento desde una planta potabilizadora alcanza a US\$ 4.059 mil a precios de mercado y a US\$ 4.100 mil a precios de eficiencia**, en moneda de agosto de 2007, aplicando las relaciones de precios de cuenta de Uruguay.

Estos montos muestran claramente que la opción de abastecerse de aguas superficiales en este caso implica inversiones iniciales mayores a las correspondientes a hacerlo a partir de la compra de agua termal.

Por su parte, en lo que respecta a los costos de operación y mantenimiento de este sistema de abastecimiento, se han estimado los consumos de energía eléctrica de la planta con un rendimiento del 70% y una potencia de 0,27 kW/m³, lo que implica que consuma 179 MWh al año. Si aplicamos las tarifas de energía eléctrica de la zona, considerando que son medianos consumidores, se llega a un costo de US\$ 97 mil al año en este sistema.

Luego se calcularon los costos de operación y mantenimiento de la planta, junto a los productos químicos y el resto de los gastos, en base a estimaciones de técnicos del consorcio.

En la Tabla 4.32 pueden verse los costos de operación y mantenimiento de este sistema que constituyen ahorros producidos por el proyecto y por tanto beneficios del mismo.

Tabla 4.32 - Costos de Operación y Mantenimiento anuales en US\$ de agosto 2007

Concepto	Precios de mercado	Precios de eficiencia
Energía Eléctrica	96.579	70.503
Productos Químicos	25.325	24.059
Operaciones	45.000	36.000
Mantenimiento	81.188	76.317
Total Costos de OyM	248.093	206.879

Fuente: Cálculos propios en base a estimaciones de OPP



Por tanto, los costos de operación y mantenimiento ahorrados por el proyecto representan un valor de US\$ 248 mil anuales a precios de mercado y US\$ 207 mil anuales a precios de eficiencia, expresados ambos en US\$ de agosto de 2007.

Luego, al igual que en el caso de los costos, estos ahorros se proyectaron para los próximos 15 años, en base a las mismas consideraciones expresadas previamente cuando analizamos los costos del proyecto.

4.6.6 Resultados

Evaluación económica

Los principales resultados del análisis costo-beneficio, utilizado para efectuar la evaluación económica de este caso, se expresan en los indicadores de rentabilidad elegidos y usados habitualmente en este tipo de trabajos, que son el Valor Actual Neto Económico (VANE) y la Tasa Interna de Retorno Económica (TIRE), que se comentan seguidamente.

En este caso, debe tenerse en cuenta que la alternativa de optar por la compra de agua termal de los pozos del SAG y enfriarla para abastecer de agua a la población es una opción rentable desde el punto de vista económico o sea de la sociedad en su conjunto, ya que las inversiones serían menores a las de una planta potabilizadora, a la vez que los costos de operación y mantenimiento del proyecto serían sólo algo superiores a los de la planta.

Estos resultados pueden verse claramente en el VANE que arroja un valor de US\$ 609 mil a precios de eficiencia de agosto del año 2007, que serían los beneficios netos totales que dejaría este proyecto a la economía nacional por los 15 años de la vida del mismo.

Por su parte, dado que los flujos netos de beneficios en este caso son positivos y muy elevados en el primer año y sólo ligeramente negativos el resto del período, la TIRE no arroja valores.



En la Tabla 4.33 se resumen los resultados obtenidos en la evaluación económica de este caso.

Tabla 4.33 - Indicadores de Rentabilidad Económica

Indicadores	Valor
Valor Actual Neto Económico en miles US\$ ago 2007 (tasa de descuento del 10% efectivo anual)	609
Tasa Interna de Retorno Económica (% efectivo anual)	. . .

Estos resultados están indicando que, desde el punto de vista de la sociedad, sería interesante desarrollar el uso del agua termal excedentaria con estos fines, o sea que ello amerita aplicar una política de promoción de este uso con estas características en el proyecto piloto Concordia-Salto y probablemente en zonas del SAG con características similares.

Evaluación financiera

Esta conclusión anterior no es suficiente para el desarrollo de esta alternativa, ya que sería importante que se inviertan capitales privados o públicos con visión de rentabilidad, para hacer sustentable este tipo de proyectos. Ante ello, se efectúa aquí la evaluación financiera o privada de la alternativa manejada en el proyecto piloto Concordia.-Salto, según la metodología expuesta en el capítulo correspondiente.

En primer lugar, cabe consignar que se utilizaron los flujos de costos de inversiones, operación y mantenimiento del proyecto descriptos previamente a precios de mercado en moneda constante de agosto del año 2007.

A ello se agregó un financiamiento externo al proyecto por el 50% de las inversiones previstas en el mismo. Esta financiación se previó a 10 años con uno de gracia y a una tasa del 7% anual efectivo, amortizándose a cuota fija.



A su vez, se aplicaron aquí las tarifas vigentes en la zona para un consumo medio de 11 m³/mes por cliente, como se expresó previamente que era el correspondiente a Concordia-Salto, que se ubicaron en US\$ 0,77 por m³ consumido.

Esta tarifa se aplicó a la evolución de los consumos de agua de la población atendida, lo cual representó una facturación anual de US\$ 969 mil al inicio del proyecto. Luego, se proyectó según la evolución de la población de ambas ciudades, como se especificó previamente, por el período de vida del proyecto o sea 15 años. Aquí se consideró una leve mejora en el nivel de pérdidas dado el elevado punto de partida, suponiéndose que en 15 años se efectuarán acciones en este sentido.

Luego se obtuvieron los flujos de ingresos netos de costos del proyecto, con los cuales se calculan los indicadores utilizados habitualmente para la evaluación financiera de este tipo de proyectos: a) el Valor Actual Neto (VAN) financiero a una tasa de descuento del 10% anual efectivo, acorde a las tasas de interés hoy vigentes en el mercado y las de riesgo de la economía uruguaya, y b) la Tasa Interna de Retorno (TIR) financiera del proyecto.

En la Tabla 4.34 se exponen estos resultados.

Tabla 4.34 - Indicadores de Rentabilidad Financiera

Indicadores	Valor
Valor Actual Neto Económico en miles US\$ ago 2007 (tasa de descuento del 10% efectivo anual)	175
Tasa Interna de Retorno Económica (% efectivo anual)	11,11%

Los resultados obtenidos muestran niveles de rentabilidad satisfactorios aunque muy cercanos al costo de oportunidad, lo que en cierta forma arroja algún nivel de duda sobre las posibilidades del desarrollo de inversiones en estos campos.

De todas maneras, debe tenerse en cuenta que se parte de un buen punto inicial, lo que lleva a pensar que sería muy importante profundizar los análisis en este sentido, en especial sobre los desarrollos de los usos secundarios del agua termal y



los costos de enfriamiento, ya que este uso podría ser el destino de los mismos, o como vimos en el informe anterior su uso en energía geotérmica.

Análisis de Sensibilidad

En este capítulo, se efectúa el análisis de sensibilidad de los resultados de los indicadores de rentabilidad utilizados, tanto el VANE de la evaluación económica como los VAN y TIR de la evaluación financiera, frente a cambios en las variables de beneficios/ingresos y/o costos de inversiones, operación y mantenimiento del proyecto.

En la Tabla 4.35 pueden verse los resultados para variaciones de -20% y +20% en los costos del proyecto y de +20% y -20% en los beneficios/ingresos.

Tabla 4.35 - Resultados del análisis de sensibilidad

Hipótesis utilizadas	VANE US\$	TIRE % anual	VAN US\$	TIR % anual
20% aumento de costos	2.058.431	...	1.832.975	24,64%
20% reducción de costos	2.180.230	...	1.867.943	21,91%
20% reducción de beneficios/ingresos	-840.438	...	-1.483.292	2,16%
20% aumento de ingresos	-962.237	...	-1.518.260	0,35%

De la tabla anterior se desprende que, en los casos de hipótesis de máxima o sea donde se reducen los costos o aumentan los ingresos/beneficios, se observan valores actuales netos y tasas internas de retorno elevados, mostrando el impacto de cambios favorables.

Sin embargo, es interesante observar que en las hipótesis de mínima, o sea donde aumentan los costos o se reducen los beneficios/ingresos, los valores actuales netos se hace negativos y las tasas interna de retorno se ubican por debajo del costo del capital, corroborando la conclusión anterior de que este proyecto es rentable pero bastante sensible a variaciones de costos o ingresos, con lo cual su riesgo es importante en el momento actual.



De allí la necesidad de profundizar estos análisis, como dijimos más atrás, dada la potencialidad del SAG en brindar agua excedentaria en estas condiciones en zonas como este proyecto piloto y otras similares.

Costos marginales

Seguidamente se presenta el cálculo de los costos marginales de la provisión de agua potable, a partir del uso de agua termal excedentaria.

Como se expresó anteriormente, se anualizaron las inversiones previstas según su distinta vida útil, obteniendo su valor presente a una tasa de descuento del 10%. A ello se agregaron los valores presentes de los costos de operación, mantenimiento y compra de agua anuales descontados a la misma tasa. Estos valores se compararon con la demanda incremental prevista para los próximos 15 años, obteniéndose el costo marginal de largo plazo de este servicio de agua para esta alternativa aquí manejada.

A continuación (Tabla 4.36) pueden verse los resultados de este cálculo.

Tabla 4.36 Costo Marginal de Largo Plazo - Valor presente en US\$ de agosto 2007

Concepto	Valor
Costos de Inversión en US\$	6.451.998
Costos de Operación y Mantenimiento en US\$	5.406.446
Costo Incremental Promedio de Largo Plazo en US\$	11.858.443
Consumo de agua en m3 totales	17.434.705
Costo Incremental Promedio de Largo Plazo en US\$/m3	0,68

Según la tabla anterior, el costo marginal de largo plazo del abastecimiento de agua potable a partir del uso de agua termal comprada en el proyecto piloto de Concordia-Salto se ubica en valores relativamente bajos para la comparación internacional, como vimos precedentemente.

Además este valor del costo marginal se ubica por debajo de la tarifa media de la zona de US\$ 0,77 por m³, lo cual estaría posibilitando el uso racional del recurso para esta alternativa y su sustentabilidad de largo plazo, ya que se podría efectuar



el repago de inversiones y financiamientos. Ello impulsa aún más a profundizar esta alternativa de uso del agua excedentaria de su uso termal en este proyecto piloto y regiones con estas características del SAG, ya que esta evaluación da elementos para ser optimistas ante esta oportunidad de uso del agua del SAG.

Ello implica que debe considerarse que el mercado del agua termal no está desarrollado aún en Concordia y Salto (con muy escasas operaciones) y otras zonas de este tipo en el SAG, lo que implica que los precios hoy pueden no responder a estas alternativas y ello abre perspectivas de futuro a medida que se posean más estudios e información sobre usos alternativos del agua termal excedentaria en estas zonas de uso recreativo, lo que podría llevar a reducciones de precios y por ende a hacer aún más factible y atractivo estos usos secundarios.

4.7 CONCLUSIONES DE LA EVALUACION ECONOMICA Y FINANCIERA DEL POTENCIAL DE USO DEL AGUA NO TERMAL DEL SAG

De los análisis realizados previamente, en especial los realizados al inicio de este trabajo, se extrae que en tres de los cuatro proyectos pilotos aquí considerados, los pozos del SAG son utilizados preponderantemente para el abastecimiento público de agua potable.

A su vez, en estos proyectos los pozos del SAG de estas zonas pasan de una profundidad menor a los 100m hasta algo más de 200 m, con caudales medios que van desde alrededor de 20 m³/h hasta 75 m³/h. En las distintas combinaciones de estas profundidades y caudales se destaca que el abastecimiento público sea el uso principal, mientras que en el otro proyecto piloto de Concordia-Salto, donde los pozos tienen una profundidad superior a los 1.000 m se destaca el uso para recreación, ya que, como se vio más adelante, las elevadas inversiones y costos de operación y mantenimiento sólo podían ser enfrentados por la actividad termal, mientras que el abastecimiento público, al no poder enfrentar tales costos, pudiera ser pensado como una alternativa de uso complementario a aquél para las aguas termales excedentarias.



Luego, las evaluaciones económicas y financieras realizadas para el abastecimiento público en cada uno de los proyectos piloto muestran que el abastecimiento público con caudales de 75 m³/h en pozos poco profundos es muy rentable económica y financieramente. Aquí solamente hay que revisar las tarifas de este servicio ya que habitualmente son bajas y se ubican por encima de los costos marginales de largo plazo, lo cual estaría indicando un uso excesivo actual del recurso y un cuestionamiento a la realización de inversiones en el futuro, al no poder enfrentarlas con ingresos provenientes de tarifas bajas.

Cuando los caudales son menores aunque las perforaciones sean menos profundas, los resultados no son tan buenos, aunque de todas maneras es rentable el uso de los pozos del SAG para el abastecimiento de agua. Los análisis de sensibilidad revelan estas debilidades, ya que ante algún aumento de costos o reducción de beneficios o ingresos, las rentabilidades se reducen bruscamente en especial las financieras que se transforman en no atractivas y cuestionan la realización de inversiones futuras en estos servicios. También en algunos de estos casos, se encuentran tarifas por debajo de los costos marginales, lo cual podría agravar el panorama del abastecimiento público por pozos del SAG. Estos resultados ameritan realizar una profundización de este tipo de estudios.

Por último, en las zonas donde el uso recreativo termal es el principal y la profundidad de los pozos eleva fuertemente los costos de extracción y bombeo, ello hace inviable el abastecimiento público desde el SAG. En estos casos, ante dichos resultados, se analizó la alternativa de comprar el excedente del agua de uso recreativo y enfriarla para su uso en el abastecimiento público, probando que esta alternativa es rentable desde los puntos de vista económico y financiero, lo cual muestra que ello es un buen recurso para el abastecimiento público.

Sin embargo, sus resultados son bastante sensibles a cambios en ingresos y costos, lo cual amerita profundizar estos análisis, en especial en materia de compra de agua, donde aún no hay un mercado funcionando sino sólo operaciones aisladas.

Por tanto, si tomamos en cuenta las conclusiones del anterior estudio sobre el uso energético del recurso del agua termal del SAG, se puede concluir que una mayor información sobre el recurso, sus usos (principal y complementarios) y sus



mercados como alternativas y opciones de distintos destinos, podrían ayudar a reducir costos (tanto de inversiones, operación y mantenimiento como de compra del agua) que podrían impulsar la formación de una cadena de usos complementarios, con los consiguientes beneficios para todos los participantes, al potenciar el uso del recurso del SAG.



5. BIBLIOGRAFÍA

Andrew Chiasson "Residencial swimming pool heating with geothermal heat puma systems", GeoHeat Center, tp117.

ARMSTEAD, H.C.H., 1983. *Geothermal Energy*. E. & F. N. Spon, London, 404 pp.

ASHRAE, "Geothermal Energy", A29, The ASHRAE Handbook CD, Fundamentals, 1998.

Chiasson, Andrew, "Greenhouse heating with geothermal heat pump systems", Geo-Heat Center, tp118.

Culver, G, Lund, J, "Downhole Heat exchangers", Geo-Heat Center, Vol. 20, Nro. 3, artículo1.

Dickison, M. and Fanelli, M., "¿qué es la Energía geotérmica?", Istituto di Geoscienze e Georisorse, CNR, Pisa, Italia,

Mantallana, A. y Mantero, J.L., "Invernaderos, Diseño, Construcción y Ambientación", Segunda Edición, Editado por Mundi-Prensa, 1995.

Merida, L "Curing blocks and drying fruit in Guatemala" GHC Bulletin, Diciembre, 1999

Moreira dos Santos, Mauricio., "Informe mensual de las actividades realizadas junto al Proyecto Sistema Acuífero Guaraní", Julio 2007

SEAM, BGR, Informe "Uso Sostenible del Sistema Acuífero Guaraní en la Región Oriental del Uruguay", 2007



Rafferty, K., "Geothermal power generation, A primer on low-temperature, small-scale applications", Geo-Heat Center, 2000.

Rafferty, K., "Specification of water wells", ASHRAE Transaction, Vol. 107, Pt. 2, 2001.

GEO, <http://www.geothermal.org/articles/colorfulposter.pdf>, Julio-Agosto, 2005



(Contratapa)



Proyecto para la Protección Ambiental y Desarrollo Sostenible del Sistema Acuífero Guaraní



GEF



Banco Mundial



OEA

Secretaría General del Proyecto para la Protección Ambiental y Desarrollo Sostenible del Sistema Acuífero Guaraní
Edificio Mercosur - Dr. Luis Piera 1992, 2º piso - (CP:11200) - Tel/Fax: (598 2) 410 03 37
e-mail: sag@sg-guarani.org - web: www.sg-guarani.org
Montevideo - Uruguay
