

Estudio de Factibilidad para un proyecto MDL

Mejora de la Eficiencia Energética en Calderas Industriales en el Perú

Elaborado por:

Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ), Alemania

Ministerio de Industria (MITINCI), Perú

Jefe de proyecto:

Lambert Schneider / Anke Herold (Öko-Institut)

Natalia Vizcarra

Equipo del Proyecto:

Víctor Arroyo (CINYDE S.A.C.)

Marco González (Finanzas Ambientales)

José Salazar (Finanzas Ambientales)

Adler Chumbimuni

Índice

Resumen Ejecutivo	11
1 Introducción	18
2 Cambio Climático y el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL).....	23
2.1 Cambio Climático	23
2.2 Las Negociaciones Internacionales sobre Cambio Climático y el MDL	23
2.3 Las Modalidades y Procedimientos del MDL.....	24
2.3.1 <i>Función de la Conferencia de las Partes en calidad de reunión de las Partes en el Protocolo de Kyoto (CP/RP)</i>	25
2.3.2 <i>Junta ejecutiva</i>	25
2.3.3 <i>Ciclo de actividades de un proyecto MDL</i>	25
2.4 El Procedimiento Peruano de Aprobación	27
3 Concepto Institucional y Financiero para el Proyecto MDL.....	30
3.1 Marco Institucional General	30
3.2 Institución Administradora del Proyecto (IAP).....	32
3.3 Identificación de tareas y responsabilidades	33
3.4 Diseño del programa crediticio.....	38
4 Situación Nacional para las Mejoras de la Eficiencia Energética en Calderas Industriales	43
4.1 Proyectos de Reformas en el Sector Energético.....	43
4.1.1 <i>Política de impuestos a los combustibles fósiles</i>	43
4.1.2 <i>Proceso de privatización</i>	44
4.1.3 <i>Eficiencia energética</i>	45
4.1.4 <i>Promoción a las energías renovables</i>	45
4.2 Legislación adoptada y planeada	46
4.2.1 <i>Uso eficiente de la energía</i>	46
4.2.2 <i>Contaminación ambiental</i>	46
4.3 El Proyecto del Gas de Camisea.....	47
4.3.1 <i>Antecedentes del Proyecto</i>	47
4.3.2 <i>La explotación del gas</i>	48
4.3.3 <i>El transporte de los hidrocarburos</i>	49
4.3.4 <i>Avances actuales del proyecto</i>	49
4.3.5 <i>El Mercado del Gas</i>	50
4.3.6 <i>Impacto del gas de Camisea en los sectores industriales de calderas</i>	52
4.3.7 <i>Barreras de Entrada al Gas Natural</i>	53
4.3.8 <i>Costo de instalación del gas natural en el mercado residencial-comercial- Industrial</i>	55
4.4 Situación financiera en el País	56
4.5 Situación económica actual de sectores relevantes.....	57
4.5.1 <i>Pesquería</i>	57
4.5.2 <i>Industria Textil</i>	57
4.5.3 <i>Subsector Cervecerero</i>	58
4.6 Barreras Financieras para la Innovación en la Industria Peruana.....	58

4.7	Clima	62
5	Características de Calderas Industriales en Perú	63
5.1	Introducción	63
5.2	Tecnología.....	64
5.2.1	Potencia.....	64
5.2.2	Quemador	65
5.2.3	Controles	65
5.2.4	Combustible.....	66
5.2.5	Instrumentos	67
5.2.6	Purgas	67
5.2.7	Aislamiento térmico	67
5.2.8	Antigüedad.....	67
5.2.9	Marcas.....	68
5.3	Operación de calderas	69
5.3.1	Funcionamiento	69
5.3.2	Consumo de combustible.....	71
5.3.3	Generación de vapor.....	72
5.3.4	Factor de carga	72
5.3.5	Sectores	73
5.3.6	Localización	74
5.3.7	Mantenimiento	74
5.3.8	Tiempos de Parada y Arranques	77
5.4	Eficiencia energética	77
5.4.1	Metodología para la determinación de la eficiencia energética.....	77
5.4.2	Eficiencia energética en calderas peruanas.....	79
5.5	Auxiliares.....	82
5.5.1	Tratamiento de agua.....	82
5.5.2	Preparación de combustible.....	83
5.6	Distribución de vapor y retorno de condensado	83
6	Evaluación de Opciones Tecnológicas para la Mitigación de CO₂.....	84
6.1	Reemplazo de calderas.....	84
6.2	Opciones para mejorar la eficiencia energética.....	85
6.2.1	Medidas de buenas prácticas de gestión (good housekeeping).....	86
6.2.2	Medidas de inversión para mejorar la eficiencia energética.....	87
7	Fuentes de Emisión y Límites del Proyecto MDL.....	94
7.1	Principios para la determinación de los límites del proyecto	94
7.2	Fuentes de emisión.....	94
7.3	Emisiones Directas en el Sitio	96
7.4	Emisiones directas fuera del sitio.....	97
7.4.1	Emisiones en la cadena de suministro de combustible.....	97
7.4.2	Generación eléctrica.....	97
7.5	Resumen: límites del proyecto.....	98
8	Emisiones Actuales de las Calderas Industriales en el Perú	100
8.1	Características de la combustión en calderas.....	100
8.2	Metodología	101

8.2.1	<i>Emisiones de CO₂</i>	101
8.2.2	<i>Emisiones de SO₂, NO_x y CO</i>	101
8.3	Consumo de Combustible en el Perú	102
8.3.1	<i>Consumo de combustible en el país</i>	102
8.3.2	<i>Consumo de Combustible en la Industria Peruana</i>	103
8.3.3	<i>La demanda de petróleo y el PBI</i>	103
8.3.4	<i>Tendencias de la demanda de combustible</i>	104
8.4	Consumo de combustible en las calderas industriales del Perú.....	106
8.4.1	<i>Resultados de la ENC</i>	106
8.4.2	<i>Proyección del consumo de combustibles y número de calderas</i>	107
8.5	Factores de emisión.....	114
8.5.1	<i>Factores de emisión de dióxido de carbono</i>	117
8.5.2	<i>Factores de emisión de monóxido de carbono</i>	118
8.5.3	<i>Factores de emisión de dióxido de azufre</i>	120
8.5.4	<i>Factores de emisión de óxidos de nitrógeno</i>	120
8.6	Estimados de las emisiones.....	121
9	Metodología de la Línea de Base	123
9.1	Enfoque general.....	123
9.2	Disagregación de la Línea de base en nivel de actividad y factor de emisión	123
9.2.1	<i>Nivel de actividad</i>	124
9.2.2	<i>Factor de emisión</i>	126
9.3	Dinámica de la Línea de base.....	127
9.4	Agrupamiento de varias calderas en un proyecto MDL.....	128
9.5	Nivel de agregación de la línea de base.....	130
9.6	Enfoques metodológicos del Acuerdo de Marrakech	131
9.7	Matriz de Opciones para Eficiencia Energética de Línea de Base	131
9.7.1	<i>Opción 1: Eficiencia Energética Real</i>	131
9.7.2	<i>Opción 2: Eficiencia Energética en Disminución</i>	133
9.7.3	<i>Opción 3: Eficiencia Energética de una Tecnología de Referencia</i>	134
9.7.4	<i>Selección del Enfoque de Línea de Base</i>	135
9.8	Impacto del Proyecto del Gas de Camisea en las emisiones de proyecto y de línea de base	136
9.9	Adicionalidad.....	137
9.9.1	<i>Tratamiento de actividades de Buenas Prácticas de Gestión</i>	138
9.9.2	<i>Efectos dominó en proyectos de agrupamiento</i>	139
9.9.3	<i>Criterios de elegibilidad para participación</i>	140
9.10	Periodo de Crédito.....	141
9.10.1	<i>Clasificación de las medidas de mejora de la eficiencia energética</i>	142
9.10.2	<i>Reglas para la determinación de los periodos de crédito específicos para cada caldera</i>	143
9.10.3	<i>Periodo total de crédito del proyecto</i>	145
9.11	Efectos de Filtración	146
10	Plan de Monitoreo	148
10.1	Monitoreo y Verificación de Multi-proyecto	148
10.2	Enfoque Metodológico	150

10.3	Eficiencia Energética.....	151
10.3.1	<i>Estándares técnicos.....</i>	151
10.3.2	<i>Método de balance de energía y método de entrada y salida</i>	152
10.3.3	<i>Influencia del factor de carga y de las actividades de mantenimiento en la eficiencia energética.....</i>	156
10.3.4	<i>Enfoque de doble vía para las calderas en el Perú</i>	157
10.3.5	<i>Caso especial: Monitoreo del impulso de la eficiencia energética con medidas relacionadas con la purga y el aislamiento de la caldera.....</i>	158
10.3.6	<i>Incertidumbre en la determinación de la eficiencia energética</i>	159
	<i>Equipo de medición.....</i>	159
	<i>Equipo de medición.....</i>	160
10.4	Consumo de combustible	160
10.5	Tipo de combustible.....	161
10.6	Ejecución de mediciones	162
10.7	Cálculo de las reducciones de emisiones.....	163
10.7.1	<i>Emisiones del proyecto.....</i>	163
10.7.2	<i>Emisiones de línea de base.....</i>	164
10.7.3	<i>Reducciones de emisiones</i>	165
10.8	Procedimientos de Aseguramiento y Control de Calidad.....	165
10.8.1	<i>Eficiencia energética.....</i>	165
10.8.2	<i>Consumo y tipo de combustible</i>	166
10.9	Efectos de filtración	167
10.10	Generalidades sobre el proceso de determinación de la línea de base, monitoreo y certificación.....	167
11	Potencial y Costos de Abatimiento del Proyecto MDL.....	169
11.1	Enfoque metodológico.....	169
11.1.1	<i>Evaluación de las opciones de mejora de la eficiencia energética</i>	169
11.1.2	<i>Cálculo de los costos marginales de mitigación de CO₂.....</i>	170
11.2	Factores clave de influencia económica	171
11.2.1	<i>Precios del combustible.....</i>	171
11.2.2	<i>Costos de capital.....</i>	173
11.2.3	<i>Tiempo de vida técnico-económico de las inversiones</i>	176
11.3	Potencial y costos de mitigación: grupo de muestra.....	177
11.3.1	<i>Selección del grupo de muestra</i>	177
11.3.2	<i>Evaluación de las calderas.....</i>	178
11.4	Potencial y costos de mitigación: proyecto MDL de calderas.....	180
11.5	Certificados de Reducciones de Emisiones (CERs).....	184
11.6	Conclusiones.....	185
12	Evaluación y Manejo de Riesgos	187
12.1	Riesgos en la fase de desarrollo del proyecto.....	187
12.2	Riesgos durante la fase de realización del proyecto.....	188
12.3	Riesgos durante la operación del proyecto.....	190
12.4	Riesgos durante la fase de comercialización de los CERs.....	191
12.5	Matriz de riesgos	191
13	Contribución del Proyecto al Desarrollo Sostenible.....	193

14 Conclusiones.....	199
15 Referencias	203

Lista de Tablas

Tabla 3-1:	Resumen de tareas y responsabilidades propuestas.....	36
Tabla 3-2:	Perfil de las entidades responsables de las tareas.....	38
Tabla 4-1:	Evolución del ISC a los Combustibles, 1990-1999 (US\$ por galón)	44
Tabla 4-2:	Reservas de gas probadas en la zona de Camisea (Perú).....	47
Tabla 4-3:	Consumo Industrial Total.....	50
Tabla 4-4:	Tasas de Penetración para el consumos del Mercado Industrial	50
Tabla 4-5:	Mercado industrial según Hydro Québec International HQI (TJ/Año).....	51
Tabla 4-6:	Mercado Industrial Convertible a Gas Natural: 2004 – 2010 (TJ/Año).....	52
Tabla 4-7:	Comparación de resultados sobre el Mercado Industrial Potencial	52
Tabla 4-8:	Consumo de combustibles Calderas.....	53
Tabla 4-9:	Consumo de Combustible de Calderas Convertible a Gas (Lima)	53
Tabla 4-10:	Costos de quemadores duales	56
Tabla 4-11:	Barreras financieras y no financieras para el acceso a capital para PYMEs en el Perú.....	61
Tabla 5-1:	Características representativas de las calderas	64
Tabla 5-2:	Potencia promedio de calderas para diferentes combustibles.....	64
Tabla 5-3:	Calderas y Potencias por Combustible.....	66
Tabla 5-4:	Antigüedad de las Calderas	68
Tabla 5-5:	Funcionamiento de las Calderas.....	71
Tabla 5-6:	Mantenimiento según las Empresas	75
Tabla 5-7:	Eficiencia energética en calderas Peruanas.....	80
Tabla 6-1:	Costos referenciales de calderas de vapor	84
Tabla 6-2:	Costos de inversión para control automático de exceso de aire.....	89
Tabla 6-3:	Costos de inversión para control automatico de purga.....	91
Tabla 6-4:	Costos de inversión para quemadores duales.....	92
Tabla 6-5:	Costos de inversión para economizadores	93
Tabla 8-1:	Resultados generales de la Encuesta Nacional.....	107
Tabla 8-2:	Valor Calorífico Inferior y gravedad específica de combustibles.....	108
Tabla 8-3:	Proyección de consumo de combustible, número de calderas y capacidad en empresas manufactureras.....	110
Tabla 8-4:	Proyección de consumo de combustible, número de calderas y capacidad en empresas pesqueras	111
Tabla 8-5:	Proyección total en empresas manufactureras y pesqueras.....	111
Tabla 8-6:	Proyección total en empresas manufactureras y pesqueras - resumen.....	112
Tabla 8-7:	Consumo de combustibles en el sector productivo del Perú – año 1999.....	112
Tabla 8-8:	Cantidad de empresas y calderas de vapor del sector productivo.....	113
Tabla 8-9:	Factores de emisión propuestos por la EPA para diferentes combustibles para calderas industriales con capacidad por debajo de 3000 BHP (29.400 MW).....	116
Tabla 8-10:	Factores de emisión aplicados para calderas peruanas.....	117
Tabla 8-11:	Factores de emisión propuestos para el monóxido de carbono (CO).....	119

Tabla 8-12:	Contenido de azufre de los combustibles peruanos para calderas industriales	120
Tabla 8-13:	Emisiones de las calderas industriales en el Perú – año 1999.....	122
Tabla 9-1:	Nivel de agregación de la recolección de datos y cálculos.....	130
Tabla 9-2:	Criterios de elegibilidad para el reemplazo de equipo o de calderas.....	141
Tabla 9-3:	Tiempo de vida técnico y clasificación de medidas para mejorar la eficiencia energética en el Perú	143
Tabla 10-1:	Ventajas y desventajas del método de balance de energía y del método de entrada y salida.....	154
Tabla 10-2:	Equipo típicamente utilizado en el Perú para mediciones de eficiencia energética con el método de entrada y salida	159
Tabla 10-3:	Equipo típicamente utilizado en el Perú para las mediciones de eficiencia energética con el método de balance de energía	160
Tabla 11-1:	Pronóstico de los precios del petróleo crudo y de los derivados del petróleo comercializados por el Perú (US\$/bbl).....	172
Tabla 11-2:	Futuros precios estimados de combustible en el Perú, en moneda nacional (soles).....	172
Tabla 11-3:	Futuros precios estimados de combustible en el Perú en US\$	173
Tabla 11-4:	Clasificación de las compañías en el Perú	173
Tabla 11-5:	Tasas de descuento de capital estimadas y tasas de interés para diferentes empresas.....	175
Tabla 11-6:	Costos de capital para diferentes tipo de empresas en el Perú	176
Tabla 11-7:	Potencial teórico y costo-efectivo de mitigación de GEI del grupo de muestra.....	180
Tabla 11-8:	Potencial de un programa MDL de calderas en el Perú.....	184
Tabla 12-1:	Matriz de riesgos	192

Lista de Figuras

Figura 2-1:	El proceso peruano de aprobación de proyectos MDL.....	29
Figura 3-1:	Marco Institucional General para financiamiento de inversiones en calderas.	31
Figura 3-2:	Análisis del valor del préstamo frente al riesgo.....	39
Figura 3-3:	Análisis de Spread versus Riesgo	40
Figura 3-4:	Análisis del valor del préstamo con garantía	41
Figura 3-5:	Garantías para financiar el proyecto	42
Figura 4-1:	Árbol de problemas de financiamiento en la industria Peruana	60
Figura 5-1:	Consumo anual de combustibles según la Encuesta Nacional de Calderas.....	72
Figura 5-2 :	Número de Calderas por Sectores	74
Figura 5-3:	Estado de los sistemas de combustión en 50 calderas de vapor	76
Figura 5-4:	Eficiencia energética de calderas versus antigüedad	81
Figura 5-5:	Eficiencia energética de calderas versus potencia	82
Figura 6-1:	Sistema de control automático de exceso de aire	89
Figura 6-2:	Sistema de control automatico de purga.....	91
Figura 8-1:	Consumo de energía en el Perú en el año 2000	102
Figura 8-2:	Consumo de energía en el sector industrial.....	103
Figura 8-3:	Desarrollo del PBI y del consumo de petróleo en el Perú de 1990 al 2000.....	104
Figura 8-4:	Demanda proyectada de diferentes combustibles en 2001 – 2010 en el Perú, sin considerar la sustitución de combustible por gas natural	105
Figura 8-5:	Demanda proyectada de diferentes combustibles en 2001 – 2010 en el Perú, considerando la sustitución de combustible por gas natural	106
Figura 9-1:	Línea de base con continuación de la eficiencia energética real.....	133
Figura 9-2:	Línea de base con eficiencia energética en disminución	134
Figura 9-3:	Línea de Base con Tecnología de Referencia.....	135
Figura 9-4:	Cambio de las emisiones de línea de base y de proyecto en caso de sustitución de combustible.....	137
Figura 9-5:	Tiempo de crédito de calderas individuales y periodo de crédito total del proyecto.....	146
Figura 10-1:	Monitoreo y verificación multi-proyecto	149
Figura 10-2:	Balance de energía y límites del proyecto para una caldera.....	152
Figura 11-1:	Metodología para el cálculo de los costos marginales de abatimiento.....	171
Figura 11-2:	Curva de costo de mitigación de CO2 para el grupo de muestra de 43 calderas sin considerar las medidas para mejorar las buenas prácticas de gestión.....	179
Figura 11-3:	Curva de costos marginales de mitigación del programa MDL de calderas	183
Figura 11-4:	Generación de CERs durante el periodo de crédito total de diez años.....	185

Resumen Ejecutivo

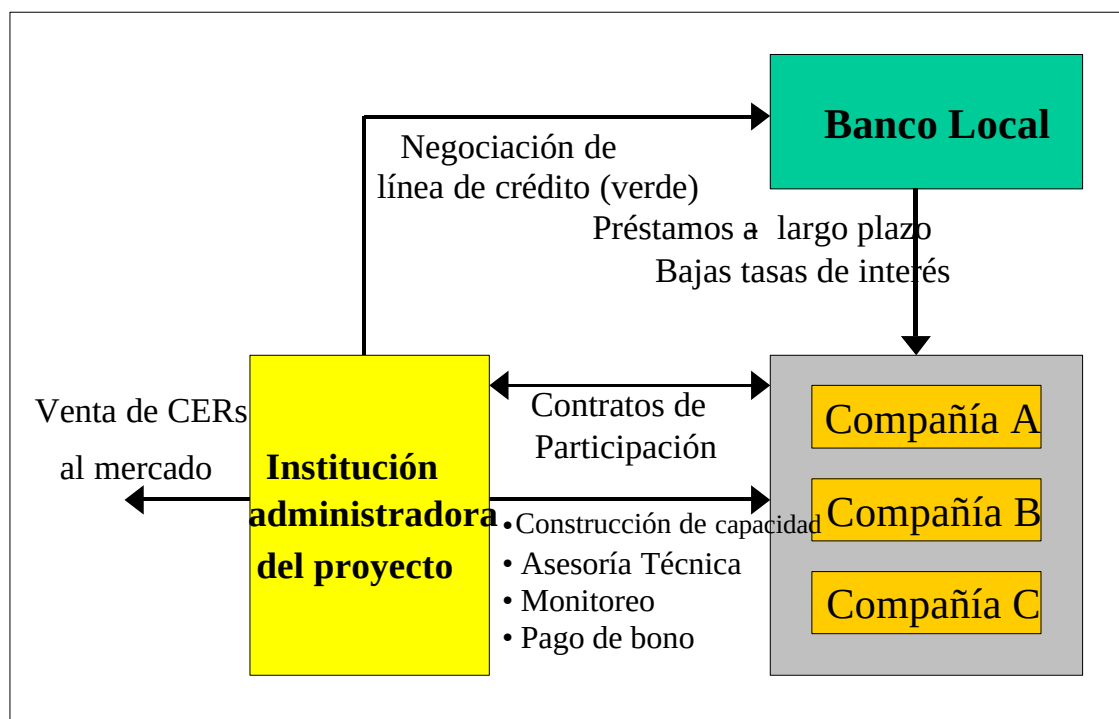
El presente estudio evalúa la factibilidad un proyecto de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) para mejorar el nivel de eficiencia energética en las calderas industriales en el Perú. La idea de dicho proyecto MDL surgió de las actividades realizadas dentro del marco del proyecto “Desarrollo de la Capacidad Nacional para Proyectos MDL” auspiciado por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) en 1998. Como primer paso, se realizó un estudio de pre-factibilidad en 1999 (Geng, Morales, Justo 1999).

Sobre la base de estos resultados, el presente estudio analiza las características y circunstancias específicas de la producción de vapor en el Perú. Asimismo, brinda una evaluación exhaustiva del potencial, costos y riesgos para la mitigación de gases de efecto invernadero, sugiere una metodología de línea de base MDL y un plan de monitoreo, ilustra el marco institucional necesario para la implementación del proyecto MDL propuesto y, por último, analiza la contribución del proyecto a los objetivos de desarrollo sostenible del país.

Una de las características más resaltantes de este proyecto es el agrupamiento de más de 100 calderas pequeñas en un solo proyecto MDL. Esto requiere de estructura y procedimientos institucionales muy cuidadosos, así como de una buena gestión del proyecto. La

Figura 0-1 a continuación ilustra el marco institucional general propuesto para el proyecto.

Figura 0-1: Marco Institucional General del Proyecto



Fuente: Finanzas Ambientales, Öko-Institut

La responsabilidad total del proyecto deberá estar en manos de una sola institución. Esta **Institución Administradora del Proyecto (IAP)** puede constituirse a manera de consorcio de instituciones ya existentes en el Perú. La Institución Administradora del Proyecto administrará el mismo y asumirá también los riesgos y oportunidades económicas.

Un elemento clave de la propuesta es un **programa crediticio especial** administrado por un banco comercial. Este programa facilitaría el acceso a capital para las empresas participantes a través de tasas de interés relativamente bajas y costos de transacción más bajos.

La Institución Administradora del Proyecto brindará asistencia técnica y capacitación a las empresas sobre cómo mejorar su nivel de eficiencia energética. Las empresas participantes se comprometen a implementar medidas para mejorar la eficiencia energética o a reemplazar la caldera. Luego de la implementación de las medidas, la IAP será responsable del monitoreo de las reducciones de emisiones y de la certificación a través de una entidad operacional independiente. Mediante un contrato de participación, las empresas se comprometen a poner a disposición de la IAP la información necesaria. Asimismo, las empresas ceden el derecho sobre los Certificados de Reducción de Emisiones (CERs) a la IAP. A cambio, la IAP paga un “bono” a las empresas, si éstas cumplen con mantener el nivel de eficiencia energética. El pago de este bono debe crear un incentivo adicional por la participación en el programa MDL. La IAP puede financiar este bono con la venta futura de CERs.

Se espera que el marco institucional propuesto ayude a superar las barreras económicas y no-económicas significativas para pequeñas y medianas empresas en el Perú, en especial con respecto al acceso a capital. Esto permitirá a las empresas participantes invertir en la necesaria modernización de calderas, introducir nuevas tecnologías, incrementar su conocimiento técnico y ambiental sobre calderas y eficiencia energética a través de actividades de capacitación, reducir los costos de la producción de vapor e incrementar su competitividad. Con relación a otros aspectos, se espera que el proyecto contribuya de manera positiva a los objetivos de desarrollo sostenible en el Perú. Las medidas propuestas no sólo reducirán las emisiones de CO₂, sino también otras emisiones contaminantes que actualmente causan serios problemas de salud, destruyen monumentos históricos y dañan severamente la economía.

Hoy en día, las calderas en el Perú son, en muchos casos, operadas de manera inapropiada. Una evaluación detallada de unas 80 calderas reveló que la eficiencia energética promedio es de aproximadamente 82% y la práctica de mantenimiento es, por lo general, pobre. En muchos casos, ni siquiera se ha instalado tecnología de control relativamente simple, tal como sistemas de control de exceso de aire. La antigüedad promedio de las calderas en el Perú es 21 años, con calderas individuales operando por hasta 70 años. En general, existe una gran necesidad de modernización. Sin embargo, aparentemente el nivel de eficiencia energética puede incrementarse significativamente en un gran número de calderas mediante la aplicación de medidas de Good House Keeping, la instalación de

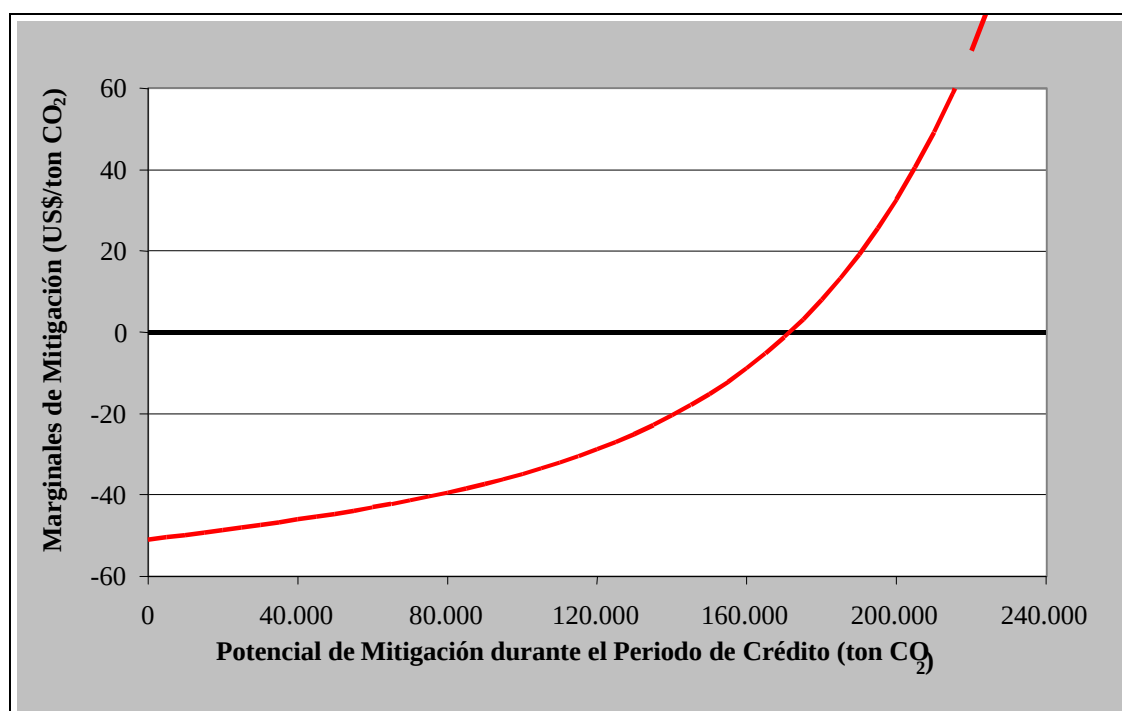
equipo adicional o el reemplazo de quemadores o de toda la caldera. Estas medidas son, en muchos casos, costo-efectivas, si bien no son implementadas debido a las barreras existentes.

Las emisiones de las calderas industriales en el Perú son una fuente importante de gases de efecto invernadero y de otros gases contaminantes. Se estima que las emisiones de dióxido de carbono de las calderas industriales ascienden a cerca de 4 millones de toneladas al año, lo que corresponde a aproximadamente 50% de las emisiones en el sector productivo del país. Las emisiones de dióxido de azufre provienen principalmente de la combustión de petróleos residuales y, con unas 26.000 toneladas al año, son igualmente importantes.

El potencial y los costos de las reducciones de emisiones de GEI son estimados con la ayuda de un modelo más detallado, utilizando un enfoque bottom-up y top-down combinado. Se selecciona un grupo de muestra representativo de unas 40 calderas y se evalúan diversas opciones para incrementar el nivel de eficiencia energética en cada caldera. Además, se calculan los costos de mitigación para cada opción, considerando el futuro desarrollo de los precios de la energía, los costos de capital diferenciados para diferentes tipos de compañías y los costos específicos de inversión y operación. Las reducciones que resultan de actividades e inversiones de good housekeeping son evaluadas por separado, ya que la aplicación de medidas de good housekeeping no se consideran adicionales.

Los resultados de los cálculos del grupo de muestra son extrapolados a un nivel nacional, considerando diversas barreras y factores de restricción, tales como el tamaño, la edad y la eficiencia de las calderas, el deseo de las empresas de participar en el proyecto MDL y la viabilidad de las empresas para acceder a capital. Como resultado, se obtiene el aproximado de la curva del costo marginal total de mitigación de GEI del proyecto, lo que permite estimar el potencial factible del proyecto (vea Figura 0-2).

Figura 0-2: Curva del costo marginal de mitigación del proyecto MDL de calderas



Fuente: Cálculos realizados por Öko-Institut

La figura arriba muestra que los costos de abatimiento de GEI de la mayoría de las medidas propuestas para mejorar la eficiencia energética son negativos, lo que significa que estas medidas pueden implementarse sin costo económico adicional. No obstante, existen diversas barreras que impiden su actual implementación. El proyecto se propone superar estas barreras a través de diferentes estrategias, incluyendo asistencia técnica, la creación de capacidades internas y líneas especiales de crédito para facilitar el acceso a capital. A este respecto, se asume que las reducciones de emisiones GEI asociadas a inversiones en la mejora de eficiencia energética serán adicionales. Asimismo, es importante mencionar que los cálculos en este estudio han sido realizados utilizando asunciones conservadoras subyacentes con el fin de no sobreestimar las reducciones de emisiones.

Asumiendo un precio de aproximadamente 5 US\$ por tonelada de dióxido de carbono, el potencial económico del proyecto asciende a unas 165.000 toneladas de CO₂ durante el periodo de crédito del mismo. Se puede reducir otras 225.000 toneladas de CO₂ implementando actividades de good house keeping. Estos estimados incluyen la distribución del gas natural de Camisea en la región de Lima. La Tabla 0-1 resume los resultados.

Tabla 0-1: Potencial del programa MDL de calderas en el Perú

Número de calderas participantes	-	100 - 130
Capacidad total de calderas participantes	MW	1.272
Mitigación de CO₂ anual promedio		
Medidas MDL	tons/a	25.396
Good House Keeping	tons/a	35.209
Total	tons/a	60.605
Ahorros de energía anuales promedio		
Medidas MDL	GJ/a	335.278
Good House Keeping	GJ/a	463.536
Total	GJ/a	798.814
Mitigación de CO₂ durante el periodo de crédito		
Medidas MDL	tons	170.638
Good House Keeping	tons	231.566
Total	tons	402.204
Mitigación de CO₂ en el periodo de crédito (con Gas de Camisea)		
Medidas MDL	tons	166.188
Good House Keeping	tons	225.528
Total	tons	391.716

Fuente: Cálculos propios

Si bien este potencial es claramente menor que el potencial de grandes proyectos MDL (proyectos de centrales hidroeléctricas, por ejemplo), parece suficiente para poner el proyecto en el futuro mercado MDL. Con un precio asumido de US\$ 5 por tonelada de CO₂, y excluyendo las medidas de good house keeping, las actividades del proyecto podrían generar un ingreso de US\$ 850.000 aproximadamente. Sin embargo, el desempeño económico global del proyecto puede evaluarse enteramente sólo después de analizar todos los costos e ingresos en un plan de negocios.

La implementación del proyecto se asocia con **incertidumbres** y **riesgos**. La principal incertidumbre está relacionada con los costos de transacción del proyecto y la cantidad y tamaño de las calderas que participarían en el mismo. La evaluación cuidadosa de todos los costos de transacción sobre la base del presente estudio será definitivamente crucial para evaluar el número mínimo requerido de empresas y para seleccionar las calderas con mayor potencial de reducción de emisiones. Se recomienda gestionar pre-contratos o cartas de intención con un número de compañías que ya se encuentren en una etapa temprana de implementación del proyecto. El presente estudio también desarrolla una **metodología de línea de base detallada** y un **plan de monitoreo**. El cálculo de la línea de base de eficiencia energética y el monitoreo de las mejoras de eficiencia energética son factores claves para la integridad medioambiental del proyecto. Diversos enfoques para la determinación del nivel de línea base son analizados, de los que se determina que la continuación de la situación actual es lo más adecuado. La eficiencia energética parece variar significativamente de una caldera a otra, independientemente su tamaño y antigüedad. Por esta razón, no es posible aplicar una línea de base estandarizada. Se propone

medir el nivel de eficiencia de cada caldera antes de implementar las medidas de mejora. En consecuencia, la línea de base final de emisiones será determinada únicamente después del monitoreo, cuando se haya recogido la información sobre la eficiencia energética de las calderas participantes.

Se propone limitar el **periodo de crédito** total del proyecto a diez años. El tiempo de crédito de las calderas individuales varía, dependiendo del tipo y del tiempo de vida técnico de las medidas aplicadas. Con el fin de evitar la implementación en situación de normalidad absoluta (*business as usual*) como parte del proyecto MDL, se han elaborado criterios de elegibilidad para la participación de calderas.

El **monitoreo** será conducido por la Institución Administradora del Proyecto o por un subcontratista. Como parte del monitoreo, es necesario recoger información sobre el consumo de combustible y el nivel de eficiencia energética. La información sobre el consumo de combustible será otorgada por las empresas y verificada para certificar su confiabilidad. Luego de la implementación de las medidas de mejora, se escogerá un grupo de muestra y se medirá una vez la eficiencia energética en cada caldera, y en intervalos regulares de ahí en adelante.

Una medición correcta y precisa de la eficiencia energética será crucial para todo el proceso de monitoreo. Aparentemente, todavía existen dificultades para medir con precisión los niveles de eficiencia energética en el Perú. Por lo tanto, se deberá prestar especial atención a la capacidad técnica de la institución responsable del monitoreo y los cálculos de la reducción de emisiones.

Considerando las dificultades en la medición de la eficiencia energética y la aún desconocida magnitud de los costos de transacción, una opción viable sería implementar el proyecto sin utilizar el MDL. Esto facilitaría considerablemente la administración del proyecto y reduciría los costos de transacción, en especial aquéllos relacionados con los requerimientos de monitoreo y otros costos inherentes al ciclo del proyecto MDL. La opción que deja de lado el MDL deberá ser comparada de manera objetiva con la opción MDL. Los costos asociados y las oportunidades para cada opción deberán ser cuidadosamente evaluadas en el proceso futuro.

En resumen, la implementación del proyecto parece factible, viable y prometedora, especialmente debido a los grandes beneficios para las pequeñas y medianas empresas y la contribución del proyecto al desarrollo sostenible del país.

Finalmente, el estudio establece los pasos propuestos para evaluar la viabilidad final del proyecto y para darle inicio:

1. Se debe establecer la **Institución Administradora del Proyecto** y se debe asignar claramente las responsabilidades entre las instituciones involucradas.
2. Se debe elaborar un **plan de negocios** sólido para el proyecto, incluyendo ambas opciones, implementación con MDL y sin MDL.

3. **Convocatoria de compañías.** Antes de negociar con los donantes y los bancos, se sugiere contactar potencial compañías participantes con el fin de firmar **cartas de intención o contratos preliminares**.
4. Negociaciones con donantes, bancos y compradores de CERs sobre el establecimiento de una línea de crédito especial con tasas de interés favorables y fácil acceso a capital.
5. Finalmente, luego de completar los pasos antes mencionados y de una evaluación positiva de las oportunidades como proyecto MDL, se pueden tomar los pasos necesarios para la **aprobación del proyecto MDL por parte de la Junta Ejecutiva**.

1 Introducción

El presente estudio tiene por objeto evaluar la factibilidad de un proyecto del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) para la mejora de la eficiencia energética de calderas industriales en Perú. Este estudio estima las emisiones actuales de las calderas en el Perú y evalúa el potencial y los costos de mitigación para las mejoras de la eficiencia energética como proyecto MDL, e incluye un análisis detallado de las diferentes opciones de línea de base y un plan de monitoreo inicial. Asimismo, un elemento clave es el desarrollo de la estructura institucional del proyecto, que incluye el agrupamiento de varias calderas pequeñas en un proyecto MDL.

La idea de un proyecto de esta naturaleza surgió a partir de las actividades realizadas dentro del Proyecto “Desarrollo de la Capacidad Nacional para Proyectos en Actividades del MDL” patrocinado por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) en 1998. En vista de que la generación de vapor es uno de los procesos de mayor consumo de energía y teniendo en cuenta que normalmente la eficiencia energética de las calderas industriales es bastante baja, lo que genera consecuentemente emisiones de GEI, se pudo ver la existencia de un potencial de reducción de estas emisiones mediante la mejora de la eficiencia energética de calderas industriales ya sea a través de la optimización o el reemplazo de las mismas. Esta opción fue identificada entonces como una opción de proyecto a desarrollar. Así, el PNUD posibilitó que el Consejo Nacional del Ambiente (CONAM) y el Ministerio de Industrias (MITINCI) encargaran juntos la elaboración de un Estudio de Pre-factibilidad¹ que confirmó que las calderas industriales son efectivamente una fuente importante de emisión de GEI que podrían ser objeto de un proyecto, vía el MDL al entrar en vigor el Protocolo de Kyoto.

El Estudio de Pre-factibilidad planteaba además que algunas de estas medidas podían ser rentables por sí mismas, es decir viables económica y financieramente, pero que no eran asumidas por el Sector Privado debido a la existencia de fuertes barreras de financiamiento que dificultan el acceso de las empresas al capital, especialmente las PYME.

Por estas razones, se pensó en proyectar la implementación de un Fondo de Financiamiento basado en el MDL que permita superar la mayor parte de las barreras financieras existentes y propiciar que las empresas tomen la decisión de realizar estas acciones de mejora de la eficiencia energética, que al mismo tiempo brindaría beneficios de ahorros, la reducción de costos de producción, y la reducción de la contaminación local que afecta notoriamente la salud de la población.

Para desarrollar un Estudio con mayor nivel de profundidad, el MITINCI convocó a las principales instituciones del Estado y organizaciones del Sector Privado con las cuales se conformó la Comisión MDL-Industria Perú, una de cuyas primeras decisiones fue la de realizar una Encuesta Nacional que permitiese obtener información técnica sobre el número, ubicación y características de operación de Parque Nacional de Calderas.

¹ Geng-Morales-Justo (1999)

La encuesta de carácter obligatorio fue difundida a través del Diario Oficial El Peruano y fue respondida por más de 360 empresas de todo el país, registrándose un total de 1.147 calderas, con una capacidad instalada de más de 567.000 BHP (5.560 MW) y cubrió todo el territorio nacional donde existen calderas industriales, habiendo recibido información de empresas pertenecientes a 61 actividades económicas. Con esta información y con el apoyo de los convenios de cooperación suscritos con la Corporación Andina de Fomento (CAF) y la Cooperación Técnica Alemana (GTZ), se dio inicio a la elaboración del presente Estudio. Para tal efecto se contrataron los servicios de dos expertos en calderas, un especialista financiero y un coordinador del estudio, quienes realizaron sus actividades bajo la orientación y asesoramiento técnico del Öko-Institut (Institute for Applied Ecology) en Alemania y la GTZ.

Si bien la Encuesta Nacional de Calderas Industriales proporcionó información importante sobre las características y algunos parámetros de operación de las 1,147 calderas reportadas, dicha información presentaba en algunos casos cierto grado de inconsistencias, por lo cual se decidió realizar un proceso de verificación in-situ con el fin de alcanzar un mayor grado de confiabilidad de la información. El propósito de la verificación se centró en la medición de la eficiencia energética, los parámetros operativos de las calderas, así como la identificación de las mejoras técnicas a implementar. Estos trabajos de verificación fueron encargados al Servicio de Análisis Energético y Ambiental (SAE) de la Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP) para el caso de las 40 calderas en Lima y al Centro de Conservación de Energía y del Ambiente (CENERGIA) para el caso de las 40 calderas en provincias. Los resultados de todos estos trabajos de verificación en planta constituyen el sustento principal del presente estudio.

Con respecto a la estructura del presente estudio, el **Capítulo 2** aborda la problemática del denominado efecto invernadero que dio lugar a la Convención de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC) y posteriormente en 1997 al **Protocolo de Kyoto**. Se describe los resultados de las negociaciones internacionales así como los acuerdos asumidos durante la séptima Conferencia de la Convención (COP7) en Noviembre 2001 en Marrakech², en especial aquellos referidos a **las modalidades y procedimientos para el MDL** a cuyas directrices de aplicación pretende acogerse el presente Estudio. Con el propósito de familiarizar al lector con los criterios y la lógica del MDL, se describen también las distintas etapas del ciclo de proyectos MDL a nivel internacional y el Procedimiento de Evaluación Rápida de Proyectos MDL³ establecida por el CONAM a nivel nacional.

Con el propósito de estructurar la arquitectura institucional y definir a los actores, sus funciones y responsabilidades para brindar el soporte organizacional necesario para la implementación del Proyecto en sus diferentes etapas.

² Annex to decision 17/CP.7

³ Resumen del Procedimiento establecido por el CONAM para la evaluación rápida de proyectos MDL

El **Capítulo 3** desarrolla la **propuesta de la implementación institucional y del financiamiento del proyecto**. El marco institucional propuesto refleja los diferentes pasos del ciclo de proyectos MDL, las necesidades de una actividad sujeta a un proyecto MDL y las circunstancias específicas de la industria peruana de calderas. Como modelo de institución para llevar a cabo el proyecto, se consideró inicialmente varias opciones, desarrollando finalmente la propuesta fundamentada en la creación de una Institución Administradora del Proyecto (IAP), integrada por una o más instituciones ya existentes en un esquema de consorcio. Asimismo, se desarrolla la propuesta del programa crediticio especial administrado por un banco comercial, con el cual se busca permitir el acceso a capital para las empresas participantes que sería facilitado en mejores condiciones de las actuales.

El **Capítulo 4** analiza las **circunstancias nacionales para mejoras de la eficiencia energética** en el Perú. Se identifican y describen factores importantes que pueden influenciar el proyecto MDL propuesto. Se incluye un análisis de las iniciativas ambientales relevantes y la legislación en el sector energético, la situación financiera de los sectores relevantes y una evaluación de las barreras para la innovación en eficiencia energética en la industria peruana. Un factor importante para el proyecto es también el suministro de gas natural de Camisea a la región de Lima.

El **Capítulo 5** describe en detalle las **características del parque nacional de calderas**, evaluando los resultados de la Encuesta Nacional⁴ y las mediciones en una muestra de calderas realizada durante varios meses de los trabajos de verificación “in situ”. El propósito es caracterizar la situación actual de las calderas peruanas principalmente en la determinación de la eficiencia energética como parámetro crítico de operación del cual depende en gran medida la cantidad generada de emisiones. Estos datos serán el fundamento principal para desarrollar la línea base del proyecto.

Las **opciones tecnológicas para mejorar la eficiencia energética** en calderas industriales se evalúan en el **Capítulo 6**. Esto incluye el reemplazo de calderas, el incremento de la eficiencia energética mediante inversiones adicionales, por ejemplo, en la tecnología de control apropiada o el reemplazo del quemador, o en la introducción de medidas adecuadas de buenas prácticas de gestión. En lo posible, se describen los costos de inversión y mejoras de eficiencia asociados a cada una de las opciones.

Como un primer paso con miras al establecimiento de la línea de base, el **Capítulo 7** determina las **fuentes de emisión** relevantes y define los **límites del proyecto MDL**. Para efectos de la determinación de los límites del proyecto se requiere tomar en cuenta fuentes de emisión directas en el sitio como fuera del sitio, mientras se propone de no considerar efectos indirectos.

A partir de la proyección de los consumos de combustible de las calderas industriales y la determinación de los factores de emisión, en el **Capítulo 8** se estima la **cantidad de emisiones causadas por calderas industriales** en Perú. Allí se describe la metodología

⁴ MITINCI (2000)

y criterios empleados en la estimación de las cifras obtenidas en relación al número de calderas industriales, la cobertura de la encuesta nacional, la proyección de los consumos de combustibles y la estimación de los factores de emisión. **El inventario de emisiones** obtenido incluye emisiones de dióxido de carbono (CO₂), óxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x), monóxido de carbono (CO) y materia particulada.

La metodología para la **Línea de Base del proyecto**, que representa las emisiones que hubieran ocurrido en la ausencia del proyecto, se desarrolla minuciosamente en el **Capítulo 9**. Esto se basa en construir un escenario que refleje el desarrollo futuro de las emisiones en ausencia del proyecto. Para ello es necesario hacer una estimación de los tres factores de mayor influencia que son: a) la eficiencia energética, b) la demanda de vapor (nivel de actividad) y c) el tipo de combustible. Se analizan diferentes opciones de línea de base y se sustenta la elección de un enfoque conservador. La metodología de línea de base sugiere una línea de base dinámica sólo durante la implementación del proyecto dependiendo del número y las características de las compañías que participarán en el proyecto MDL. Considerando las características especiales de una actividad de proyectos de agrupamiento, donde un número de calderas son agrupadas en un proyecto MDL, se sugieren criterios de elegibilidad para la participación de calderas específicas en el programa MDL. En cuanto al criterio de adicionalidad, se analiza el carácter de las medidas y la evaluación de posibles efectos dominó. Finalmente, se define el periodo de crédito del proyecto y se evalúan posibles efectos de filtración.

El **Capítulo 10** desarrolla el **Plan de Monitoreo de las reducciones de emisiones** de acuerdo a las modalidades y procedimientos para el MDL, y considerando que se trata de un proceso de monitoreo y verificación multi-calderas, que demandará mayor cuidado. Siendo crucial el correcto monitoreo de las mejoras de las eficiencias energéticas obtenidas por el proyecto a fin de garantizar la integridad ambiental y el logro de la reducción de las emisiones, el capítulo brinda también detalles sobre la conducción de las mediciones en las diferentes fases de implementación de proyecto, así como los Estándares Técnicos a los cuales se referirán y que se aplicarán tomando en cuenta las ventajas y desventajas de cada uno.

El **Capítulo 11** determina el **potencial de reducciones certificadas y los costos totales de reducción de GEI**. Estos se estiman con la ayuda de una propuesta combinada de “bottom-up” y “top-down”, a partir de las cual se obtiene una curva de costos marginales para la reducción de GEI, permitiendo determinar el potencial del proyecto, en términos de la capacidad total de las calderas participantes, el ahorro de energía y la mitigación de toneladas de CO₂. A partir de esto finalmente se determina la cantidad de certificados de reducción de emisiones (CERs) que son generados durante el período de crédito del proyecto.

El **Capítulo 12** aborda una **evaluación de riesgos y propósitos para su manejo**. En este capítulo se identifican y evalúan los riesgos (económicos, técnicos, ambientales, institucionales) para lograr las reducciones proyectadas y se desarrolla una propuesta de medidas para administrar y minimizar sus efectos.

El **Capítulo 13** aborda la **contribución del proyecto al desarrollo sostenible** del país, la cual se plantea en relación con los documentos oficiales del Acuerdo Nacional firmado recientemente entre los principales sectores de la Sociedad Peruana y que enmarcan el conjunto de Políticas de Estado que están dirigidas a alcanzar cuatro grandes objetivos: Democracia y Estado de Derecho, Equidad y Justicia Social, Competitividad del País, Estado Eficiente, Transparente y Descentralizado.

Finalmente, el **Capítulo 14** presenta las **conclusiones**, donde se evalúan las posibilidades y los riesgos del proyecto MDL de agrupamiento propuesto para incrementar la eficiencia energética de las calderas industriales en el Perú, y se identifican los pre-requisitos y pasos necesarios para implementarlo.

2 Cambio Climático y el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)

2.1 Cambio Climático

La quema de combustibles fósiles y, en menor medida, la deforestación han acentuado el denominado efecto invernadero, las altas emisiones de GEI de origen humano que han sido acumuladas por más de cien años por los países desarrollados como resultado de su proceso de industrialización y de sus patrones de consumo harán que la temperatura del planeta para el presente siglo sea la más elevada de los últimos 10.000 años.

Aunque existe un cierto grado de incertidumbre en las predicciones, se estima que la temperatura promedio del planeta para fines del siglo 21 será de entre 1,4 y 5,8 grados centígrados por encima de la temperatura en 1990, dando lugar a un aumento en el nivel de los mares de entre 9 y 88 centímetros, respectivamente (IPCC 2001). Los impactos de este fenómeno sobre las condiciones económicas y sociales de muchos países del mundo serían muy severos.

Según los estudios preliminares realizados por Concejo Nacional del Ambiente (CONAM)⁵ sobre la vulnerabilidad del Perú ante el cambio climático, El Perú sería potencialmente vulnerable principalmente de dos formas: La primera en la afectación de las áreas de glaciares y los recursos hídricos comprendidos en éstas, y la segunda en los impactos del fenómeno del Niño sobre el ecosistema marino peruano, sobre la salud pública, sobre la agricultura y la infraestructura. Los mismos que han quedado demostrados en los efectos de los fenómenos de El Niño durante las últimas décadas, así como la constatación, mediante inventario⁶, de una drástica reducción de las áreas de glaciares con un marcado incremento del balance negativo en los 15 últimos años. Ésta es la principal justificación para que el país preste atención al fenómeno del cambio climático global y decida las acciones que estén a su alcance para aminorar el proceso de calentamiento de la Tierra inducido por actividades humanas. Al respecto el mismo documento se encarga de proponer y recopilar las medidas de adaptación más convenientes según el caso.

2.2 Las Negociaciones Internacionales sobre Cambio Climático y el MDL

La importancia de este problema llevó a que en 1992, en el marco de la Cumbre de la Tierra en Río de Janeiro, se firmara la Convención de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC) y posteriormente en 1997 el Protocolo de Kyoto que representa un mecanismo de implementación de la Convención de Río para enfrentar el reto

⁵ Primera Comunicación Nacional del Perú a la convención de Naciones Unidas sobre Cambio Climático, Junio del 2001

⁶ Resultados obtenidos en el Inventario de superficies glaciares y balance de masas realizado con motivo de la Comunicación Nacional del Perú.

del cambio climático al menor costo posible; dicho protocolo pretende lograr entre el año 2008 y 2012, una reducción de 5,2% de las emisiones de GEI respecto de 1990 de los países desarrollados y países con economías en transición que pertenecen al anexo I de la Convención.

Para lograr este objetivo el Protocolo de Kyoto propone alternativas como el Comercio de Emisiones y la Implementación Conjunta entre los países del anexo I, y el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) entre los países del anexo I y países en vías de desarrollo.

Mediante el MDL (Art. 12 del Protocolo de Kyoto) los países desarrollados (Anexo I) podrán realizar proyectos de reducción de emisiones en los territorios de los países en vías de desarrollo (no-Anexo I) con el propósito de cumplir con parte de sus compromisos de reducción. De esta manera, países desarrollados del Anexo I pueden invertir en proyectos de reducción de emisiones en países no-Anexo I y generar certificados de las emisiones reducidas (certified emission reductions – CERs) que pueden utilizar para sus compromisos de reducción de emisiones. El objetivo del MDL es de apoyar países en desarrollo para conseguir un desarrollo sustentable y de apoyar a países Anexo I en reducir los costos de implementación de sus compromisos, porque en muchos casos parece económicamente más conveniente de reducir emisiones de GEI en países en desarrollo que en países Anexo I. Los países del anexo I se beneficiarán pues obtendrán reducciones de GEI a un costo menor al que encontrarían en sus territorios. Los países en desarrollo se beneficiarán de inversiones en la reducción de emisiones que tienen en muchos casos impactos positivos económicos, sociales y ambientales y contribuyen de esta manera a un desarrollo sustentable.

Las condiciones generales que deben cumplir los proyectos MDL según el Artículo 12 del Protocolo de Kyoto son: contribuir al desarrollo sostenible del país en desarrollo, las reducciones que resulten deben ser reales, mensurables y de largo plazo y ser adicionales a las que se producirían de no haberse realizado el proyecto (adicionalidad).

Esta premisa permite al Perú poder participar en proyectos enmarcados dentro del MDL; por esta razón se constituyó el Comité del Mecanismo de Desarrollo Limpio en la Industria Peruana, presidido por la DNI-MITINCI y conformado además por el CONAM, FONAM, SNI, APFCC, UNI, PUCP, PAE, CENERGIA, cuya misión es promover y apoyar la producción limpia del Sector Industrial en el contexto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC) y el Protocolo de Kyoto.

2.3 Las Modalidades y Procedimientos del MDL

El Protocolo de Kyoto proporciona el marco general para el MDL. Por su parte, los Acuerdos de Marrakech, que fueron tomados entre las Partes durante la séptima Conferencia de las Partes del Convenio Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC) realizada en noviembre de 2001 en Marrakech, brindan una orientación más detallada. En el Anexo a la decisión 17/CP.7, las modalidades y procedimientos para el MDL ofrece directrices detalladas sobre el proceso MDL en su totalidad.

2.3.1 Función de la Conferencia de las Partes en calidad de reunión de las Partes en el Protocolo de Kyoto (CP/RP)

La autoridad máxima sobre el MDL la tiene la Conferencia de las Partes en calidad de reunión de las Partes en el Protocolo de Kyoto (CP/RP); La misma se encarga, de impartir en todo momento orientación a la junta ejecutiva adoptando las decisiones pertinentes sobre las diversas recomendaciones que la junta formule sobre la base del informe anual emitido por ésta. Asimismo, la CP/RP se encarga de la designación de las entidades operacionales acreditadas por la junta ejecutiva examinando su distribución regional y subregional, y entre otras atribuciones, presta la asistencia que sea necesaria a fin de conseguir fondos para las actividades de proyectos del MDL.

2.3.2 Junta ejecutiva

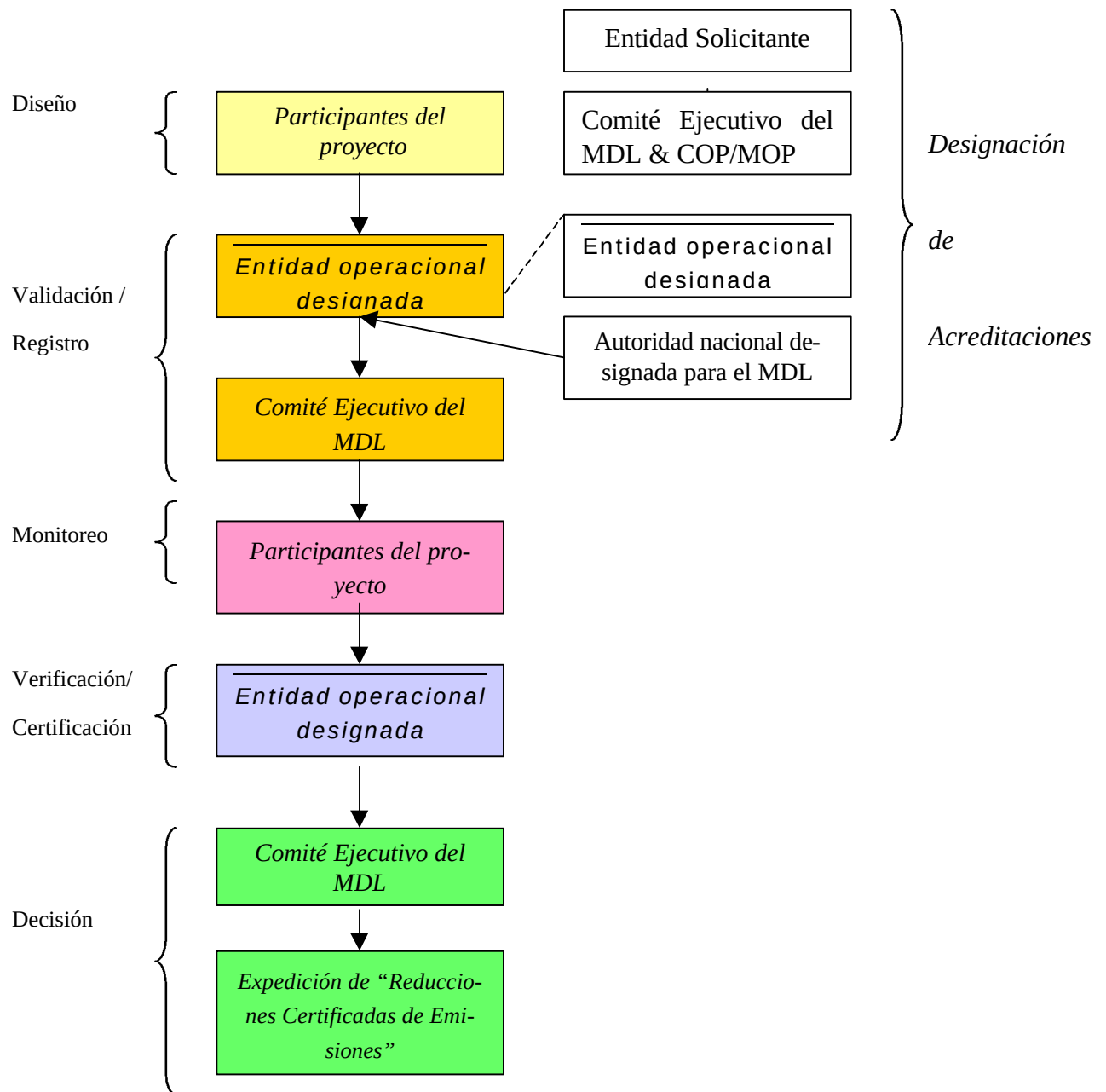
La junta ejecutiva, que está integrada por diez miembros procedentes de Partes en el Protocolo de Kyoto, es **la encargada de supervisar el MDL**, bajo la autoridad y orientación de la CP/RP, y es plenamente responsable ante ésta. En este contexto, la junta ejecutiva formula recomendaciones a la CP/RP sobre nuevas modalidades y procedimientos del MDL, por ejemplo de proyectos en pequeña escala. Puede también aprobar nuevas metodologías, por ejemplo para la determinación de la línea base, y **es la responsable de la acreditación de las entidades operacionales**.

2.3.3 Ciclo de actividades de un proyecto MDL

A continuación se presenta tanto gráficamente como textualmente la descripción resumida de los principales elementos y pasos del ciclo del proyecto MDL. El ciclo completo de proyectos MDL se ilustra en la Figura 2-1.

Como primer paso, los participantes del proyecto deben desarrollarlo, lo que usualmente implica una evaluación del potencial para reducir las emisiones, de los costos y de los posibles riesgos. Es necesario establecer una línea de base que refleje las emisiones en ausencia de los proyectos, así como un plan de monitoreo que defina los procedimientos y coordinaciones para las mediciones y cálculos de las reducciones de emisiones. Del mismo modo, es necesario evaluar el impacto ambiental del proyecto y la contribución al desarrollo sostenible. La propuesta final del proyecto es presentada en un Documento de Diseño del Proyecto (DDP). Después de su aprobación por parte del gobierno del país anfitrión, la propuesta del proyecto es validada por una entidad operacional independiente (validación).

La validación es el proceso de evaluación independiente de una actividad de proyecto por una entidad operacional designada para comprobar si se ajusta a los requisitos del MDL especificados en la decisión 17/CP.7. Las entidades operacionales independientes son compañías o instituciones independientes que necesitan ser acreditadas por la Junta Ejecutiva.



La entidad operacional designada es quien informará a los participantes en el proyecto de su decisión sobre la validación de la actividad de proyecto. Si determina que la actividad de proyecto propuesta es válida, presentará a la junta ejecutiva una solicitud de registro en forma de un informe de validación que incluye todas las informaciones del proyecto. Este informe de validación se pondrá a disposición del público en cuanto se haya remitido a la Junta Ejecutiva.

La Junta Ejecutiva tiene la última palabra en la aprobación del proyecto (registro). Por lo general, el registro por la Junta Ejecutiva se considerará definitivo ocho semanas después de la fecha de recibo de la petición de registro por la Junta Ejecutiva.

Luego de que la Junta Ejecutiva registra el proyecto, éste puede ser implementado. Una vez implementado, se hará el monitoreo de la reducción de emisiones alcanzada. Las emisiones actuales son medidas y/o calculadas y comparadas con las emisiones de la línea de base. La diferencia entre emisiones del proyecto y emisiones de la línea de base constituye las reducciones de emisiones atribuidas al proyecto en sí. Los participantes del proyecto necesitan seguir la metodología establecida en el plan de monitoreo aprobado por la Junta Ejecutiva mediante registro. Las reducciones de emisiones son monitoreadas a intervalos regulares (por ejemplo, anualmente).

Finalmente, **la verificación es el examen periódico independiente** y la determinación *a posteriori* (*Ex-post*) por la entidad operacional designada de las reducciones observadas de las emisiones de GEI producidas por la actividad del proyecto durante el período de verificación. **La certificación es la seguridad dada por escrito por la entidad operacional** designada de que, durante un período determinado, la actividad del proyecto consiguió las reducciones de las emisiones de GEI que se han verificado. La entidad operacional designada será contratada por los participantes para realizar la verificación, y será la que les informará por escrito su decisión de certificación inmediatamente después de concluir el proceso de certificación, y pondrá el informe correspondiente a disposición pública.

El informe de certificación emitido por la entidad operacional designada constituirá una solicitud a la junta ejecutiva de expedición de CERs equivalentes a las reducciones de las emisiones por las fuentes de GEI que se hayan verificado.

Al recibir la instrucción de la junta ejecutiva de expedir CERs para la actividad del proyecto, **el administrador del registro del MDL expedirá prontamente la cantidad especificada de CERs** y la abonará en la cuenta de transición de la junta ejecutiva en el registro del MDL. A continuación, el administrador del registro del MDL procederá a:

- a) Transferir la cantidad de CERs que equivalga a la parte de los fondos devengados recaudada para sufragar los gastos administrativos y ayudar a hacer frente a los costos de la adaptación⁷.
- b) Transferir los CERs restantes a las cuentas de los registros de las Partes y los participantes en el proyecto, según lo especificado en su solicitud.

2.4 El Procedimiento Peruano de Aprobación

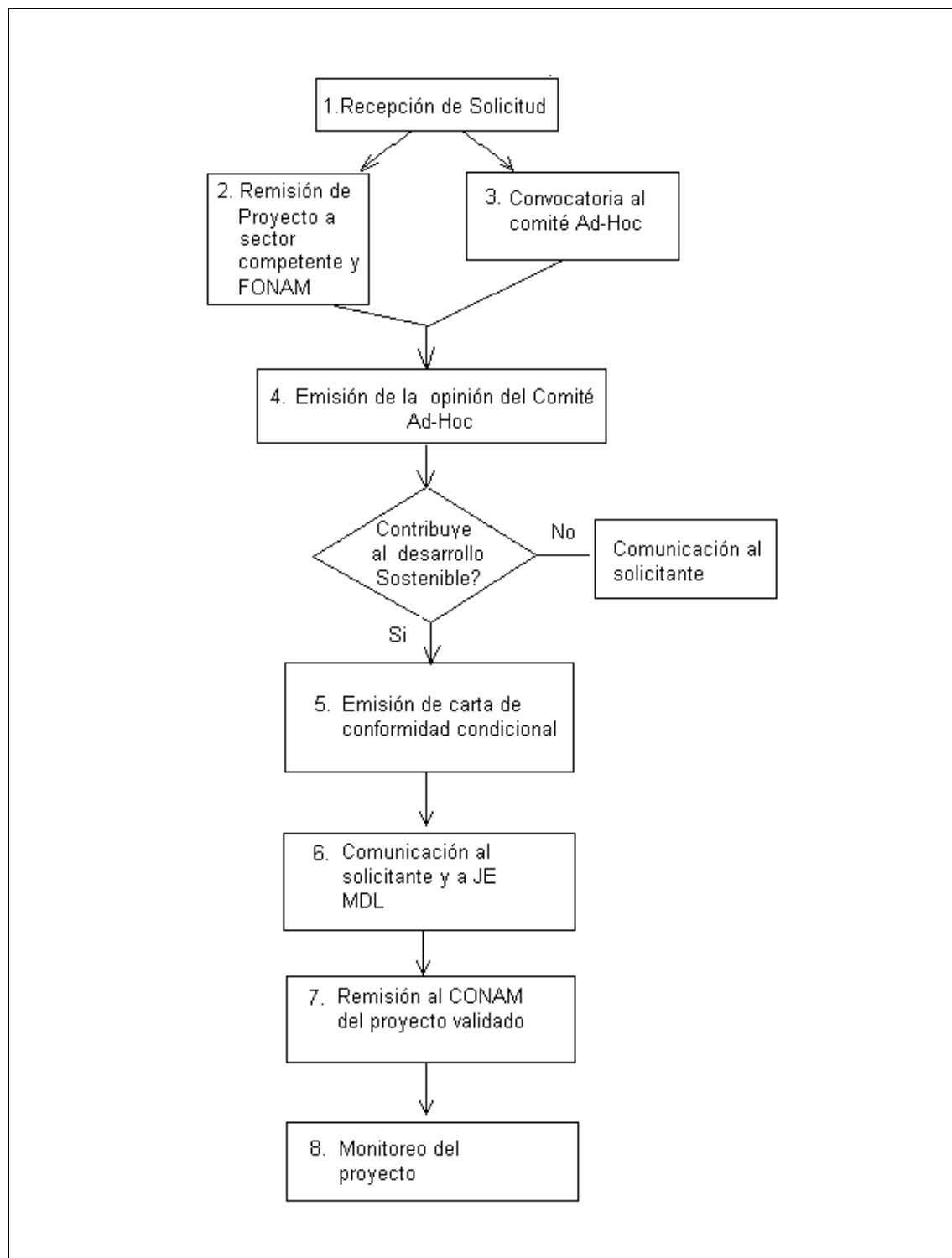
En el Perú, la Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAM) ha establecido un procedimiento para la aprobación gubernamental de los Proyectos MDL propuestos. El procedimiento está contenido en el documento “*Procedimiento de Evaluación Rápida de Proyecto para el Mecanismos de Desarrollo Limpio “MDL”(CONAM-P-34 27 –12*

⁷ Respectivamente, de conformidad con el párrafo 8 del artículo 12, a las cuentas correspondientes en el registro del MDL para la gestión de esa parte de los fondos devengados

01)⁸“, al cual se puede acceder por vía electrónica mediante su web institucional: www.conam.gob.pe. Los diferentes pasos que son parte de este procedimiento son ilustrados en la siguiente figura.

⁸ Resumen del Procedimiento establecido por el CONAM para la evaluación rápida de proyectos MDL.

Figura 2-1: El proceso peruano de aprobación de proyectos MDL



Fuente: CONAM-P-34 27-12 01(Web institucional de CONAM).

3 Concepto Institucional y Financiero para el Proyecto MDL

En este capítulo se desarrolla una propuesta para la implementación institucional y el financiamiento de las inversiones en calderas. El marco institucional necesita reflejar los diferentes pasos del ciclo de proyectos MDL, según se describe en el capítulo 2, las necesidades que emergen de una actividad relacionada con un proyecto MDL que agrupa varias unidades pequeñas y las circunstancias específicas de la industria peruana de calderas.

Entre las opciones como modelo de institución para llevar a cabo el proyecto, se consideró una Compañía de Servicios Energéticos (ESCO). La ventaja principal de esta opción radica en que dichas empresas son altamente especializadas, con personal técnico calificado. Sin embargo, esta opción se descartó como posibilidad, pues en el Perú no existe una regulación particular, ni empresas que se encuentren operando actualmente como ESCO y la institución interesada, CENERGIA, en crear una ESCO no cuenta con capacidad financiera.

En el año 2000 el IFC y la Global Environmental Facility (GEF) lanzaron una iniciativa con un operador de energía importante con la expectativa de que pueda operar como una ESCO y promover la eficiencia energética en el Perú. Sin embargo, esta iniciativa no prosperó debido, entre otras razones, a que esta empresa, con la capacidad económica y tecnológica de ser ESCO, tenía un conflicto de intereses, pues como proveedora de energía en un mercado oligopólico, el programa de eficiencia energética representaba un menor volumen de ventas potencial, lo cual era un indicador de fracaso para la empresa privada.

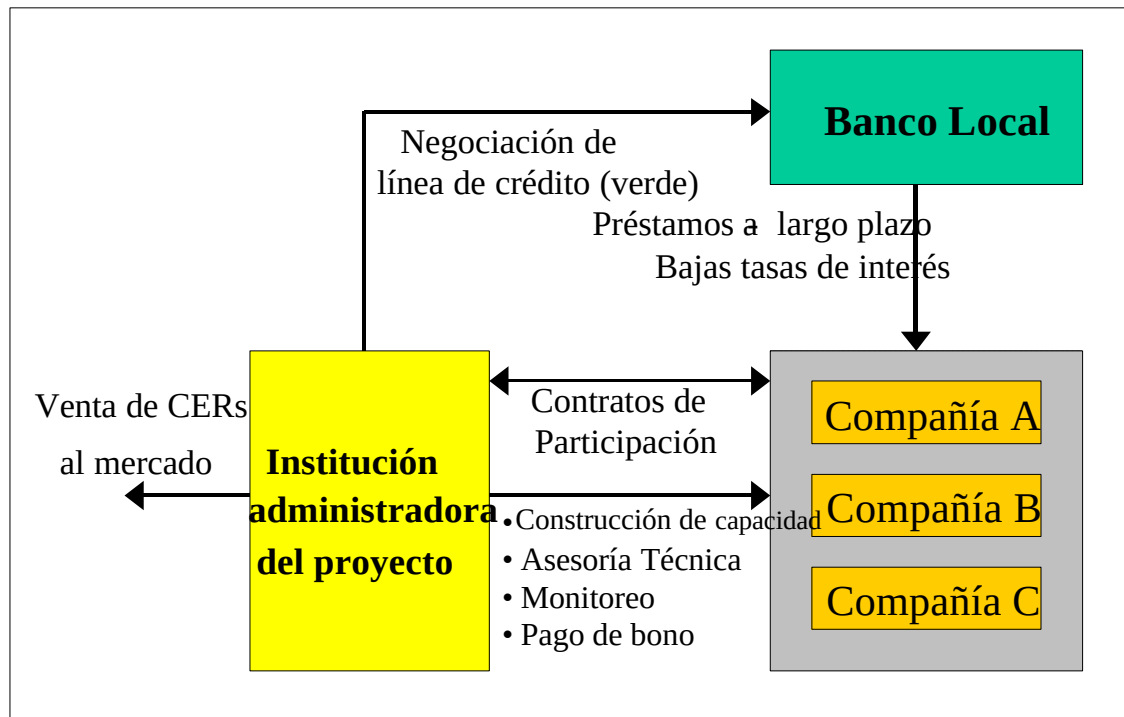
Entonces, es necesario contar con una institución neutra que cumpla el rol de promotor de la eficiencia energética, y que no tenga intereses comprometidos en los proyectos. Por esta razón se propone crear una **Institución Administradora del Proyecto (IAP)**, integrada por una o más instituciones ya existentes en un esquema de Consorcio.

3.1 Marco Institucional General

El marco institucional propuesto para financiar las inversiones en calderas se muestra en la Figura 3-1. Los proyectos deben ser operados y administrados por una Institución Administradora del Proyecto (IAP). Esta institución tiene la responsabilidad general del proyecto, incluyendo las oportunidades económicas y riesgos. La IAP no invierte directamente en el mejoramiento de la eficiencia energética o reemplazo de calderas dentro de las empresas, como en el caso del “contratista” o de una ESCO, sino que provee el marco necesario para tales inversiones a través de diversos elementos. El IAP debe obtener donaciones de fuentes cooperantes para cubrir sus costos operativos iniciales y los costos de transacción del carbono en su fase pre-operativa.

Un elemento clave de la opción propuesta es un **programa crediticio especial** administrado por un banco comercial. Con este programa crediticio especial, el acceso a capital para las empresas participantes sería facilitado a través de tasas de interés relativamente bajas y menores costos de transacción. La IAP debe negociar con los bancos locales (e internacionales) las condiciones para este programa crediticio especial. Las empresas interesadas tendrán acceso al programa crediticio a través de un **contrato de participación** con la IAP.

Figura 3-1: Marco Institucional General para financiamiento de inversiones en calderas.



Fuente: Finanzas Ambientales, Öko-Institut

La Institución Administradora del Proyecto proveerá asesoría técnica a las empresas sobre cómo mejorar la eficiencia energética, lo cual incluye unidades de construcción de capacidades para el personal técnico. En el contrato de participación, las empresas se comprometen a financiar con el préstamo medidas para mejorar la eficiencia energética o reemplazar la caldera. Al hacer esto, necesitarán seguir los consejos técnicos del IAP.

Luego de la implementación de las medidas, la IAP es responsable de monitorear las reducciones de emisiones y la certificación mediante una entidad operacional independiente. Las empresas se comprometen en el contrato de participación a proveer la información necesaria. Además, las empresas asignan el derecho de los futuros Certificados de Reducciones de Emisiones (CERs) a la IAP. En retorno, la IAP paga un “bono” a las empresas, si las empresas mantienen un alto nivel de eficiencia energética. Este pago del bono debería crear un incentivo adicional para participar en el programa MDL. Este bono es financiado con cargo a la venta de los CERs, que realiza el IAP.

La figura muestra la funcionalidad del esquema “sombrilla”. Este esquema permite a aquellas empresas que no tienen acceso al crédito en el mercado local, beneficiarse de los ingresos provenientes de los mercados globales de carbono bajo un esquema de propiedad alterno. Al acoger a todas las empresas bajo el esquema “sombrilla”, la presentación de proyectos MDL se fortalece y se hace más competitiva, eliminando la atonicidad de los proyectos y problemas legales de propiedad, que incrementan los costos de transacción.

3.2 Institución Administradora del Proyecto (IAP)

El IAP tiene diferentes roles y responsabilidades que se describieron anteriormente. Esta empresa o institución desarrolla y administra los proyectos, pero además provee capital, realiza las ganancias y asume los riesgos asociados. El IAP será responsable de toda la coordinación del proyecto. El IAP actuaría como interfase entre los mercados y las empresas que por escala no cubren sus costos de transacción. De esta manera, se rompe las barreras y minimiza estos costos abriendo los mercados a empresas que por sí solas no tendrían acceso al mercado de carbono. Las actividades involucradas son numerosas y el tipo de proyecto es nuevo. Por eso se propone que el IAP sea un Consorcio que involucre diferentes instituciones con diverso *know-how* en Perú.

Se sugiere a FONAM y MITINCI como las instituciones conformantes de este Institución Administradora del Proyecto, dos instituciones gubernamentales con roles complementarios (la primera es financiera, la segunda es industrial).

La propuesta establece que la IAP constituye una sociedad de propósito específico cuyas acciones estén representadas por:

- a) los aportes de los CERs, los cuales han sido cedidos en propiedad al IAP,
- b) las donaciones recibidas de fuentes cooperantes, y
- c) los aportes de cada entidad miembro del IAP.

Los CERs serán vendidos por un broker o banco o un gobierno de países Anexo I que otorgará un flujo de ingresos en función a los CERs vendidos, cuyo producto será aplicado a:

- a) el pago de los bonos de eficiencia a las empresas participantes, y
- b) costos de transacción del proyecto, incluyendo por ejemplo la asesoría técnica, los costos de generación de los CERs que incluye costos de transacción por el documento de diseño del proyecto, la validación, el monitoreo, etc., y la negociación de los CERs. El monto exacto que corresponde a cada parte, será precisado en el plan de negocios del IAP.

3.3 Identificación de tareas y responsabilidades

Desde otra perspectiva y con más detalle operacional, la Institución Administradora del Proyecto podría coordinar las siguientes actividades, a partir del presente estudio de factibilidad:

Fase pre-operativa:

- Elaboración del plan de negocios del proyecto.
- Negociación con bancos de una línea de crédito concesional.
- Difusión del concepto y captación de empresas, contratos con cada parte.
- Elaboración del Documento de Diseño del Proyecto (PDD), incluyendo el Estudio de Línea de Base y el Protocolo de Monitoreo.
- Registro en oficina MDL Perú, invitación de comentarios públicos y pedido a CONAM para aprobación del proyecto.
- Negociación con donantes sobre su aporte en el programa
- Negociación con el Tesoro Público
- Contratación de una entidad operacional que valide el proyecto
- Registro ante la Junta Ejecutiva de MDL

Fase operativa:

- Capacitación a personal de las empresas
- Asesoría a empresas con respecto a medidas de mejoramiento de eficiencia y su implementación
- Monitoreo de emisiones de GEI
- Contratación de una entidad operacional que verifique y certifique reducciones de emisiones
- Comercialización y Venta de CERs.
- Pago de premios vía bonos para empresas eficientes

A continuación se describen detalladamente las tareas de la IAP.

El IAP debe hacer el **plan de negocios** del programa (basado en el presente estudio) y adjuntarlo al presente documento, que es la base para los siguientes pasos. Todo lo cual se elevaría a CONAM como Autoridad Local para su aprobación. La CONAM eleva el proyecto a la Comisión Nacional de Cambio Climático donde se realiza un análisis sobre el cumplimiento de la adicionalidad e impacto en el desarrollo sostenible en el Perú. En caso favorable, el **CONAM aprueba el proyecto** y emitiría una carta de no objeción

según el modelo en la Figura 2-1 en página 29. El pago de este trámite lo hace el IAP con cargo a futuros ingresos por venta de CERs.

Con dicha carta se envía el proyecto a la Junta Ejecutiva del MDL para su **registro** como proyecto MDL. Luego de terminar su proceso interno, la Junta Ejecutiva aprueba y registra la propuesta. En esta primera etapa se definen desde el inicio los derechos de propiedad de los CERs.

En el Perú el IAP negocia con bancos locales una **línea de crédito** blanda para las empresas que se han afiliado al proyecto. Paralelamente, el IAP negocia con donantes sus aportes a este programa, así como con el Tesoro público un aporte de contrapartida. Con estos tres financiamientos asegurados, el IAP está en capacidad de operar el programa a plenitud, pues necesita capital inicial para cubrir sus gastos pre-operativos y operacionales.

Las empresas acceden a crédito de largo plazo de los bancos participantes, posiblemente con una cobertura parcial del IAP (monto exacto aun no definido, con cargo a la negociación de sus CERs), siendo la eficiencia de las calderas su principal fuente de repago del préstamo.

Simultáneamente, empieza el proceso de **entrenamiento del personal de las empresas** para alcanzar las reducciones estimadas de CO₂, que generan los ahorros de gastos en combustible y que constituyen la fuente de pago del préstamo.

Con la modernización de las calderas, se inicia el proceso de **monitoreo**, el cual se ejecuta según lo estipulado en el Protocolo de Monitoreo, que es parte integrante del presente documento. Se propone que esta tarea sea ejecutada por una entidad externa. Esta institución responsable del monitoreo según las previsiones descritos en el Capítulo 10, debe recolectar la información, hacer pruebas selectivas de control interno, calcular las reducciones de GEI, entrevistarse con el personal operativo de la caldera, apoyar a la empresa en la implementación de soluciones para mejorar la eficiencia de su caldera. Esta institución debe contar con personal capacitado, credibilidad en el medio, infraestructura y debe estar localizado en el Perú. El pago de esta tarea es cubierta por el IAP con cargo a la venta futura de CERs.

Después del proceso de monitoreo, una entidad operacional independiente (EOI) que requiere ser acreditada por la Junta Ejecutiva para el MDL, verifica los resultados del monitoreo (**verificación**) y certifica que efectivamente se produjeron reducciones de emisiones (**certificación**). Este certificador emite su reporte, el cual es enviado a la Junta Ejecutiva del MDL, quien emite los CERs.

El IAP recibe sus CERs y los puede vender. Se debe pagar una comisión del 2% al fondo de adaptación del MDL, mientras que la CONAM recibe el 1% de los CERs. Luego, con el monto resultante, el IAP transfiere un porcentaje de los ingresos por ventas de CERs (e.g. 30%) a las empresas eficientes que han cumplido sus metas de reducción a través de pagos de bonos monetarios.

En caso de incumplimiento de pago de la empresa frente al banco, el banco solicita al IAP honrar el pago de su garantía. El IAP paga al banco acreedor el monto garantizado, el cual es un porcentaje de los CERs emitidos por dicho cliente según el proyecto.

Desde una perspectiva de flujo de caja, el IAP requiere capital para asegurar el funcionamiento del proyecto y la generación de créditos de carbono. Entonces, el IAP tendría una estructura de flujo de caja con gastos relativamente altos durante los primeros años de actividad del proyecto, mientras el ingreso sería sólo generado paso a paso durante el periodo de crédito. Por eso la IAP debe tener suficientes fondos para cubrir los costos iniciales.

El comprador de carbono (p.ej. Prototype Carbon Fund) en el mercado actual usualmente sólo ofrece un contrato de compra a futuro, fijando hoy el precio (paga entre US\$ 3 y US\$ 4 / t CO₂), pero en contrapartida ofrece pagar una parte de los costos de transacción del proyecto (aproximadamente US\$ 200 mil). Es decir, que el PCF paga los CERs contra entrega, al precio fijado al inicio del proyecto y no financia la generación de CERs para reducir su riesgo de entrega.

Las desventajas de un contrato de venta a futuro son:

- El sistema bancario local podría no aceptar un *acuerdo de compra* como colateral, pues el CER es un sub-producto de una actividad eco-eficiente, no es un producto segregado de la empresa y no tiene un mercado secundario líquido actualmente.
- De acuerdo con la legislación peruana, este contrato no es considerado como garantía preferida. El mejoramiento del crédito no es posible porque es una promesa de pago futuro contra la entrega de CERs entre 2004 – 2012.
- El comprador no está expuesto al riesgo de no entrega del carbono, y paga un precio bajo por las imperfecciones del mercado de carbón que aún se encuentra en etapa de formación.
- El comprador asegura el precio del carbono hoy frente a la subida de precios estimada para el período de primer cumplimiento (2008-2012). Entonces, el IAP no se beneficia de una posible apreciación de los CERs en el tiempo.

Si los bancos no aceptan los contratos de venta futura como garantía, el IAP tendría varias opciones: a) solicitar a los donantes un fondo extra para colocarlo como garantía, b) negociar con un broker de carbono la emisión de una carta fianza a cargo de un banco internacional de primer orden a nombre del IAP, c) negociar con el Ministerio de Economía y Finanzas una partida presupuestal para cubrir el monto de garantía mínimo para que el proyecto funcione a plenitud. Estas opciones financieras alternas, dependen de la negociación con los bancos interesados en este proyecto, quienes han firmado un acuerdo similar con el fondo de tecnologías limpias de la USAID, en el año 2002, ligado al Centro de Eficiencia Tecnológica (CET).

Tabla 3-1: Resumen de tareas y responsabilidades propuestas

Tarea	Descripción de la tarea	Responsable propuesto
Desarrollo del proyecto, fase pre-operativa		
Elaboración del plan de negocios del proyecto	Desarrollo de la propuesta integral del proyecto (organización, presupuesto-financiamiento, riesgos, resolución de conflictos, negociación del carbono).	Administrador del proyecto
Información al empresariado	Informar oportuna y eficientemente las ventajas del proyecto a las empresas potenciales y precisar los criterios de elegibilidad. Firmar cartas de intención de contratos preliminares con las compañías interesadas. Éste es un punto clave para las negociaciones posteriores con bancos, puesto que la participación de compañías es uno de los mayores riesgos que podría ser manejado de esta forma.	Oficina MDL, administrador del proyecto
Negociar con bancos línea de crédito verde	Firmar acuerdos marco para un tratamiento especial a las empresas elegidas: porcentaje del crédito garantizado por la venta de CERs, tasas de interés, período de repago	Administrador del proyecto
Negociar con donantes	Sustentar ante los donantes el impacto del proyecto en la reducción de emisiones, en la eficiencia de la industria peruana, y su efecto demostrativo. Buscar fondos para que el IAP pueda cubrir sus gastos operativos.	Administrador del proyecto
Negociar con las empresas elegibles	Firmar contratos sobre participación de empresas, incluyendo la asesoría de la IAP, la capacitación, la propiedad y uso de los CERs, el pago de bonos, así como mecanismos de resolución de conflictos, afinar presupuestos	Administrador del proyecto Empresas
Elaboración del Documento de Diseño del Proyecto	Elaboración del Documento de Diseño del Proyecto (Project Design Document), incluyendo el estudio de la Línea de Base y Protocolo de Monitoreo	Administrador del proyecto
Registro en la oficina MDL-Perú	Presentación formal de la propuesta, obtención de una carta de no objeción de la oficina MDL-Perú, se verifica su impacto en el desarrollo sostenible del Perú	Administrador del proyecto, CONAM

Negociar con el tesoro publico	Se puede solicitar el Ministerio de Economía y Finanzas una contrapartida para “cerrar” sus negociaciones con los donantes	Administrador del proyecto
Validación del proyecto	Una Entidad Operacional Independiente valida el Documento de Diseño del Proyecto, incluyendo la línea de base y el protocolo de monitoreo	Entidad Operacional Independiente
Registro ante Junta Ejecutiva MDL	Decisión final sobre la aceptación de la propuesta, registro oficial del proyecto como MDL.	Junta Ejecutiva MDL
Operación del proyecto		
Asesoría técnica a las empresas	Asesoría técnica sobre cómo mejorar la eficiencia energética	Administrador del proyecto / Subcontratista
Financiamiento	Entrega de los fondos necesarios para lograr la eco-eficiencia proyectada	Bancos, empresa
Implementar las medidas	Cambio de caldera y/o medidas de eficiencia energética	La empresa
Entrenamiento del personal de las empresas	Capacitar al personal de las empresas para asegurar un mantenimiento óptimo de las calderas, y facilitar el monitoreo y eco-eficiencia industrial	Administrador del proyecto
Monitoreo de las emisiones	Según el protocolo de monitoreo se hace un seguimiento continuo de las actividades que cada empresa ejecuta para reducir emisiones de GEI.	Administrador del proyecto / subcontratista
Certificación de las reducciones	Según el protocolo de monitoreo se verifican que durante un año se han reducido un volumen de carbono en un universo de calderas	Entidad Operacional Independiente
Comercialización de CERs		
Contrato para la venta de CERs	Un broker, fondo de carbono, organismos firma un contrato de compra a futuro irrevocable a un precio pre-fijado, y adelanta un monto “x” para cubrir los costos de transacción.	Broker, PCF, CAF, otros
Pago del monto de garantía	Si la empresa incumple en el pago del préstamo al banco, el IAP paga al banco el monto garantizado.	Administrador del proyecto, banco
Pago de bono	Si las empresas tienen una eficiencia energética adecuada, la IAP paga un bono a la empresa	IAP, empresa

Tabla 3-2: Perfil de las entidades responsables de las tareas

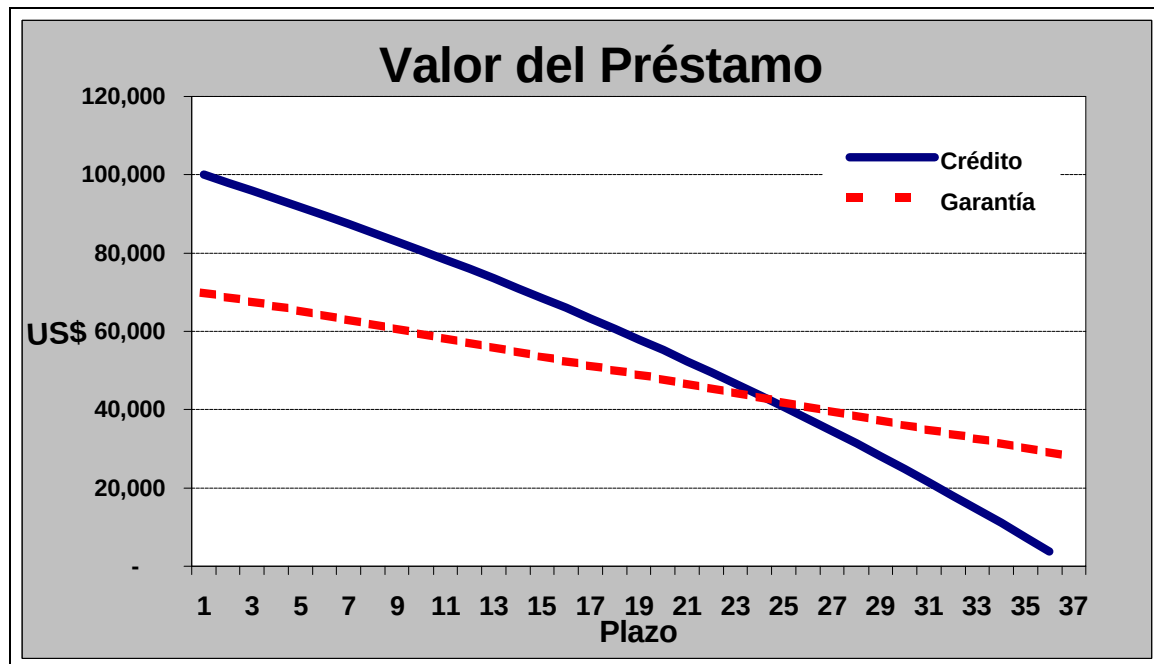
Roles	Candidatos	Perfil deseado	Riesgos
Autoridad local	CONAM	Autoridad con soporte del gobierno, capacidad institucional, personal capacitado y creíble.	Cambios en la política sectorial.
Oficina MDL	ProInversión	Capacidad financiera para promover inversiones, aval político.	Falta de soporte político, falta de financiamiento pre-operativo.
Administrador del proyecto	FONAM, MITINCI	Capacidad de convocatoria, credibilidad, capacidad financiera.	Pérdida de capital inicial, gestión no eficiente retrasa el inicio del proyecto
Monitoreo	CENERGIA, CET-Perú	Capacidad técnica, credibilidad.	No detectar desviaciones a tiempo no permite corregirlos.
Certificador	SGS, Bureau Veritas	Capacidad técnica, credibilidad, capacidad financiera.	Demanda judicial del comprador CER en caso de error. Pérdida de su acreditación en Perú. Error en su apreciación lleva a sobre/sub-valoración del carbono emitido
Broker	PCF, CAF	Capacidad financiera, expertise específico, rating en el mercado.	Prefijar precios por debajo del mercado.
Banco local	Crédito, Wiese	Capacidad financiera, relación con las empresas	Riesgo crediticio de no pago
Empresas	Ver listado anexo	Empresas con buena calificación crediticia, con decisión de implementar eco-eficiencia energética	No ser elegible para el crédito del banco, insolvencia potencial por factores externos

3.4 Diseño del programa crediticio

La opción analizada implica la gestión de un programa de financiamiento que involucre al sistema financiero local desde el inicio, a fin de negociar mejores condiciones crediticias para el portafolio en su conjunto y definiendo rangos de tasas por tipo de riesgo.

Las entrevistas formales e informales con la banca local dieron como resultado una aceptación y disponibilidad de este sistema. Además, en el año 2002, la USAID ha negociado una línea de crédito con cobertura parcial del riesgo para el Centro de Eficiencia Tecnológica (CET), con un banco local, para facilitar modernización industrial. El concepto implica que la entidad financiera asuma el riesgo crediticio a cambio de un “spread razonable”. Sin embargo, existen al menos dos limitaciones: la garantía y la cuota inicial. Como se sabe la garantía no cubre el valor del riesgo.

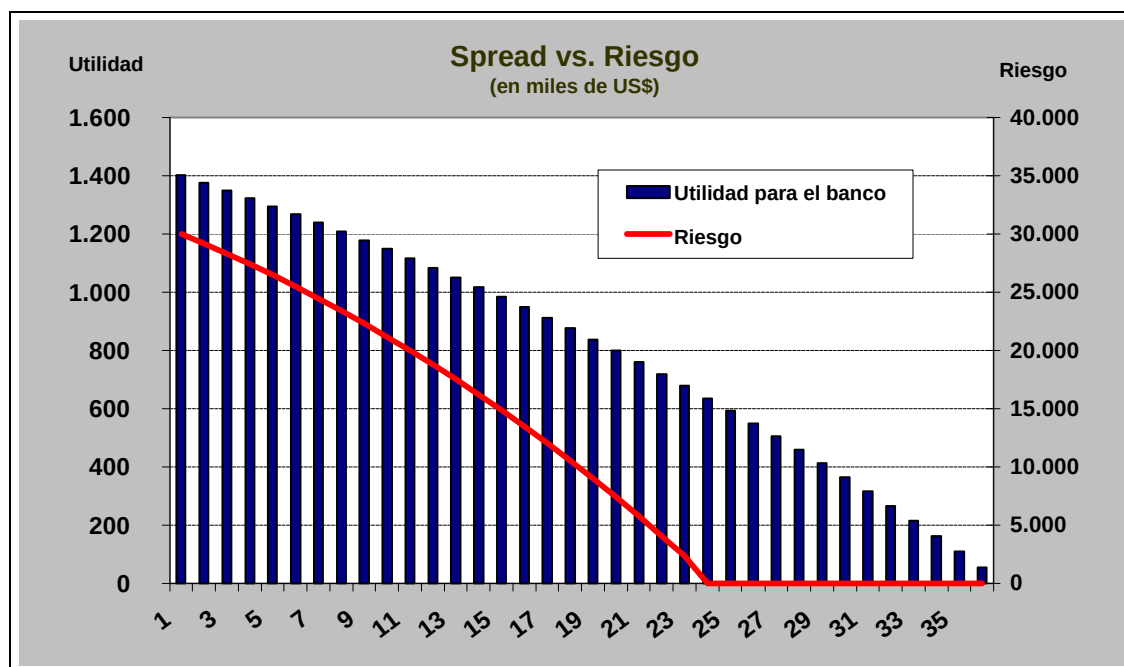
Figura 3-2: *Análisis del Valor del Préstamo frente al Riesgo*



Fuente: Finanzas Ambientales

Como se puede apreciar, el riesgo para el banco en un préstamo recién es cubierto en el mes 24. Esta apreciación contempla una desvalorización inicial de 25% inicial como producto de una posible venta forzada de garantía por parte del banco en caso el cliente incumpla con el crédito. Entonces, analizando la utilidad versus el riesgo se puede apreciar en el siguiente cuadro esta relación.

Figura 3-3: Análisis de Spread versus Riesgo



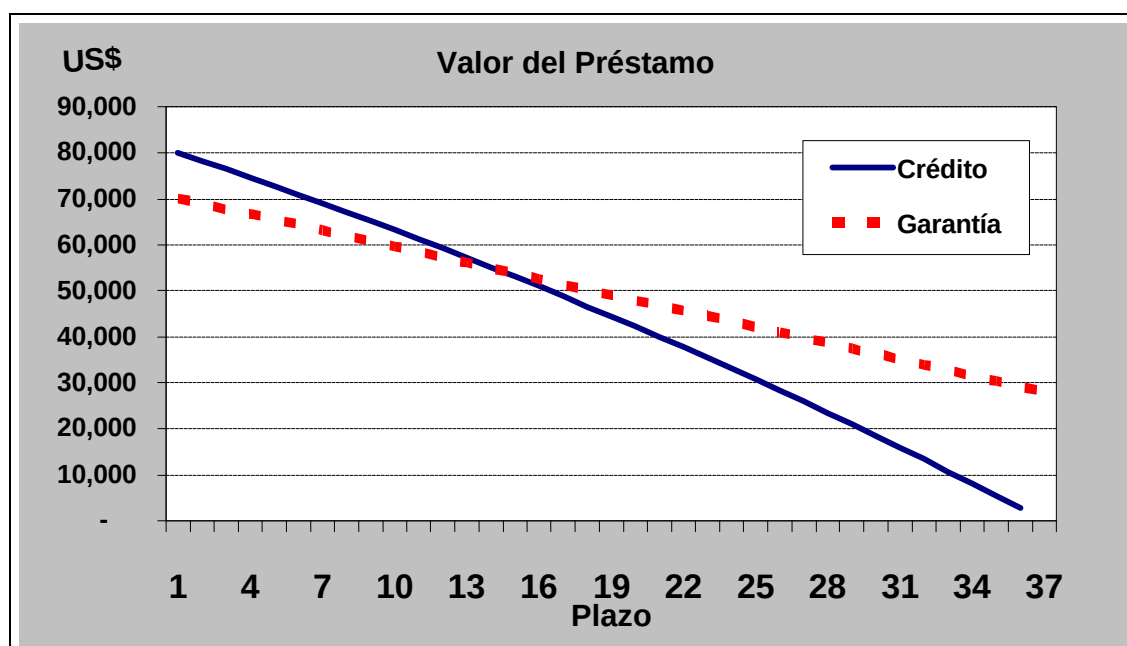
Fuente: Finanzas Ambientales

De esta forma, para un caso práctico, se aprecia que para un préstamo al 100% de US\$ 100,000 con garantía prendaria del mismo equipo, el banco tiene un riesgo inicial de US\$ 30,000 y a un “spread” de 6% la utilidad esperada de intermediación es de US\$ 390 el primer mes.

Cabe resaltar que no se ha considerado los costos legales y otros que implicarían la adquisición del bien. Asimismo, se ha considerado una desvalorización inicial promedio mas no una referida específicamente a caldera, la que podría ser incluso mayor.

Ante esta situación, cualquier institución financiera, exige ya sea una mayor garantía o una cuota inicial que le permita cubrir este riesgo. En este sentido, la cuota inicial es para el banco entonces una herramienta válida. De esta manera, si se exigiera un 20% de cuota inicial, el riesgo estaría cubierto en menor plazo, por ejemplo, para este caso se reduce el riesgo del mes 24 al mes 14.

Figura 3-4: Análisis del Valor del Préstamo con garantía



Fuente: Finanzas Ambientales

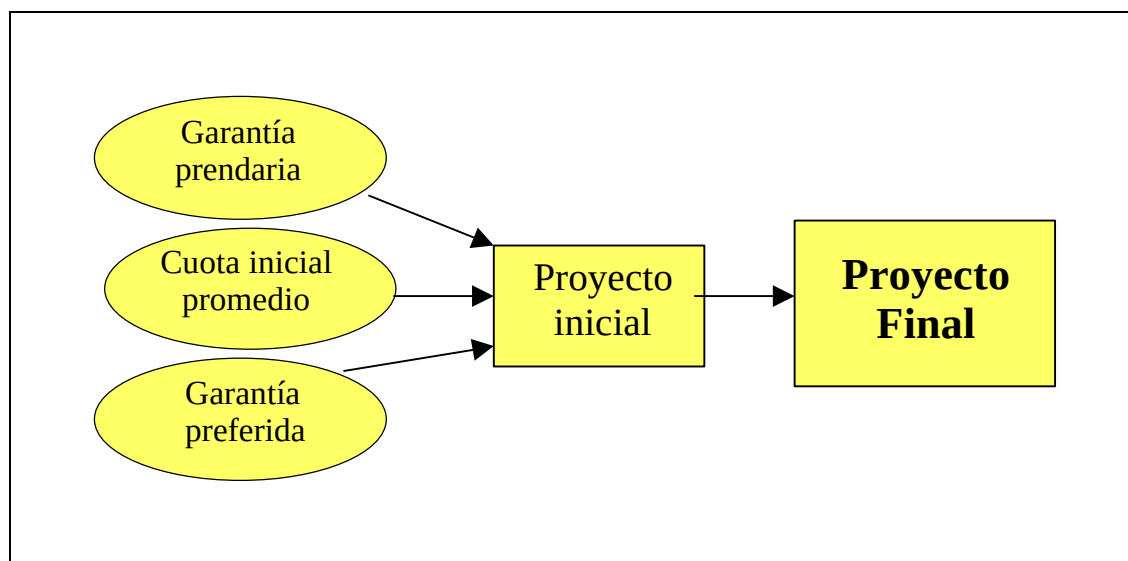
La intención de la institución financiera entonces será solicitar la cuota inicial que permita reducir aún más su riesgo. Entonces, uno de los factores a analizar es la calidad de la garantía y su desvalorización respecto del mercado secundario. En ese sentido, si consideramos la pérdida de valor⁹ de una caldera quizás la cuota inicial sería tan alta¹⁰ que la empresa se desanimaría a tomar el crédito. Ante esta circunstancia, la opción para el banco, es tomar otra garantía adicional: una “garantía preferida”.¹¹

⁹ La desvalorización del activo está principalmente en relación directa del mercado secundario de este bien.

¹⁰ Sobre todo para PYME, quienes tienen una probabilidad estadística mayor de créditos impagos que las grandes empresas (factor de riesgo no analizado en este estudio).

¹¹ Ver ley de banca anexada.

Figura 3-5: Garantías para financiar el proyecto



Fuente: Finanzas Ambientales

Sin embargo, las empresas locales carecen de la posibilidad de invertir cuotas iniciales altas y de garantías suficientes para sus créditos financieros, más aún las PYME. La opción propuesta entonces es que además de la garantía prendaria y una cuota inicial promedio, se agregue como **garantía los flujos futuros de CERs** que se generen como producto del cambio tecnológico.

En Perú, ni la banca comercial ni el regulador (SBS) y ni siquiera la propia empresa; considerarían como válida esta garantía, pues no es considerada como garantía preferida según la regulación financiera vigente en Perú.

Entonces, deberá ser una entidad de propósito específico, la encargada de estructurar la “operación MDL”, transar los CERs en el mercado de carbono y ya sea ofrecer la garantía al banco o aumentar con estos recursos la cuota inicial a prorrata en función de la reducción de cada empresa-proyecto.

La sociedad de propósito específico tendría el poder de negociación, no sólo con la banca local, sino con el mercado de CERs. Para ello, entonces, deberá **“titulizar”**¹² los CERs de cada empresa, negociarlos y posteriormente ofrecerlos.

¹² Titulizar es agrupar la propiedad de los CERs en una institución, bajo un programa integral. Estas empresas pueden usar el flujo de CERs para garantizar el financiamiento o para generar flujos de caja adicionales.

4 Situación Nacional para las Mejoras de la Eficiencia Energética en Calderas Industriales

Este capítulo tiene por finalidad brindar un panorama general sobre aspectos importantes del sector energético peruano para las mejoras de la eficiencia energética en calderas industriales. Comienza con un análisis de las reformas políticas peruanas en el sector energético, donde el Proyecto del Gas de Camisea será de particular importancia en los próximos años. En general, se describe brevemente la legislación peruana relativa a calderas y contaminación ambiental. Asimismo, se evalúa la situación económica del país y de los sectores relevantes y se identifican las barreras para la inversión en calderas. Finalmente, se analiza cómo el clima en sí y los cambios climáticos influyen la producción de vapor en algunos sectores.

4.1 Proyectos de Reformas en el Sector Energético

En los años noventa, el Perú ejecutó un plan de reforma estructural con el propósito de liberalizar y desregular la economía. Este programa se tradujo a nivel sectorial en un nuevo conjunto de medidas reguladoras. Las políticas energéticas que se emitieron afectan las emisiones de gases de efecto invernadero, ya que influyen en el comportamiento de variables tales como la eficiencia energética, los hábitos de consumo, la elección de compra entre los distintos combustibles, etc. Estas políticas son:

- Política de impuestos a los combustibles fósiles
- Proceso de privatización
- Eficiencia energética
- Promoción a las energías renovables
- Fomento del uso de gas natural (ver Sección 4.3)

4.1.1 Política de impuestos a los combustibles fósiles

En el subsector de hidrocarburos, el Estado ha retirado los subsidios a los combustibles derivados del petróleo. Los subsidios directos o indirectos que anteriormente se daban al kerosene, al petróleo Diesel y al carbón importado distorsionaban fuertemente el mercado de energéticos alternativos. Sin embargo, la decisión de eliminarlos no ha garantizado ni garantizará por sí sola que el mercado no sufra distorsiones, ya que éstas pueden ser producidas por precios relativos o por las tasas diferenciadas del impuesto selectivo al consumo, ISC, o por efecto de la formación de oligopolios (como en el caso del gas doméstico) al fijarse precios artificiales en un mercado cautivo.

Actualmente, existe un impuesto selectivo al consumo de los combustibles fósiles, con tasas diferenciadas según productos y con criterios de favorecer el flujo de la caja fiscal, pero no según criterios ambientales.

Tabla 4-1: Evolución del ISC a los Combustibles, 1990-1999 (US\$ por galón)

Fecha de Vigencia	Diesel 2	Gasolina 84	Gasolina 95	Gasolina 97	Residual 6	Kerosene	GLP
Agosto 1990	0,88	1,11	0,97	--	0,63	0,90	0,00
Agosto 1991	0,64	1,10	1,51	--	0,54	0,59	0,58
Agosto 1992	0,43	0,90	1,29	--	0,39	0,39	0,36
Agosto 1993	0,21	0,54	0,59	--	0,40	0,21	0,18
Agosto 1994	0,33	0,63	0,94	0,95	0,21	0,15	0,23
Agosto 1995	0,33	0,62	0,91	0,93	0,17	0,16	0,24
Agosto 1996	0,33	0,63	0,93	1,02	0,19	0,16	0,22
Agosto 1997	0,39	0,60	0,87	0,95	0,05	0,17	0,23
Agosto 1998	0,40	0,59	0,86	0,95	--	0,17	0,17
Setiembre 1999	0,39	0,61	0,87	0,96	--	0,14	0,14

Fuente: Plan Referencial de Hidrocarburos – Ministerio de Energía y Minas 1999.

El sistema tributario actual no refleja claramente las preocupaciones de carácter ambiental ni los costos ambientales externos: Por ejemplo, los combustibles residuales son los más “sucios”, dada su alta fracción de azufre y relativamente bajo contenido de carbono; sin embargo, están libres de impuestos desde agosto de 1998. Por eso, los empresarios prefieren comprar Residuales en lugar de Diesel por su menor precio, siempre y cuando el tamaño de su caldera lo permita (por lo general las calderas menores a 100 BHP que man diesel).

4.1.2 Proceso de privatización

En 1993, luego de la aprobación de la Ley de Concesiones Eléctricas y de la Ley General de Hidrocarburos, se produjo un cambio radical en el sector energético. Los dos sub-sectores comerciales más importantes – electricidad e hidrocarburos – se dinamizaron debido a que dichas leyes promovieron las inversiones privadas nacionales y extranjeras

en ellos. No obstante, siete años después, los costos de la energía para los usuarios se han incrementado apreciablemente si se tienen en cuenta los estándares internacionales.

Por otro lado, las privatizaciones han llevado a una mejora en la eficiencia energética del sector, lo cual se hace evidente en la reducción de las pérdidas en el sistema de distribución que bajaron de 20,6% en 1994 a 11,8% en 1999.

4.1.3 Eficiencia energética

En 1994 el Ministerio de Energía y Minas (MEM) creó el Proyecto para Ahorro de Energía (PAE) para hacer frente a una coyuntura de déficit de oferta de energía eléctrica frente a una demanda prevista, siendo sus objetivos: (1) mejorar los hábitos de consumo de la población y (2) promover la utilización de equipos energéticamente eficientes (especialmente en el sector residencial).

La principal actividad del PAE se centró en campañas intensivas de concientización sobre uso eficiente de energía en diferentes sectores (viviendas, escuelas, comercios, edificios públicos, industrias, etc.), haciendo uso de diferentes medios como televisión, diarios, revistas, folletos, videos, exposiciones demostrativas públicas, charlas a determinados públicos, etc.

Gracias a las actividades del PAE, en el año 1995 se logró reducir la demanda en al menos 70 MW; asimismo el consumo promedio mensual de una familia peruana se redujo en más del 15%. Finalmente, hace cuatro años sólo un 14% de la población apagaba todos los focos innecesariamente encendidos en su casa, mientras que en la actualidad lo hace el 55%.

El programa de eficiencia energética realizado por el PAE produjo, según estimados, una reducción promedio de 100 Gg de CO₂/año.

En la actualidad la actividad del PAE ha decrecido por existir ahora una oferta eléctrica mucho mayor que la demanda, entre otras razones.

4.1.4 Promoción a las energías renovables

En mayo de 1999, el Perú inició el Proyecto de Electrificación Rural a base de Energía Fotovoltaica. El objetivo principal es eliminar las barreras para electrificación rural, utilizando tecnología fotovoltaica en áreas rurales remotas.

El proyecto demostrará la viabilidad de establecer micro-empresas para vender, mantener y operar sistemas fotovoltaicos; y creará incentivos para inversiones mayores de los sectores público y privado en electrificación rural basada en esta tecnología. Uno de los componentes más importantes para el logro de este objetivo es la elaboración de la legislación para la concesión de servicios eléctricos rurales de energía renovable. La dispersión geográfica de los hogares rurales y las dificultades de transporte en la zona imponen sobre los sistemas de concesión costos de transacción altos.

4.2 Legislación adoptada y planeada

4.2.1 Uso eficiente de la energía

En setiembre del año 2000 el Estado promulgó la Ley No. 27345, Ley de Promoción del Uso Eficiente de la Energía, en el que declara al Ministerio de Energía y Minas MEM como autoridad competente proporcionándole facultades de coordinación con los demás sectores económicos para el desarrollo de políticas de Uso Eficiente de la Energía, así como la obligatoriedad de que todos los aparatos consumidores de energía lleven una etiqueta que compare su consumo con estándares de eficiencia establecidos para el país y de esta manera se oriente mejor al consumidor.

En dicho contexto se conformaron los Comités Técnicos de Normalización de Uso Racional de Energía y Eficiencia Energética y los Subcomités: Calderas Industriales, Motores eléctricos, Sistemas Solares, Refrigeración e Iluminación, para la elaboración de las respectivas normas técnicas.

El subcomité de Calderas Industriales se encuentra elaborando la Norma Técnica y cuenta con el apoyo de representantes de los tres sectores involucrados: sector producción (productores y comercializadores), sector consumo (usuarios como asociaciones o entidades públicas o privadas) y sector técnico (gremios, colegios, asociaciones y universidades) a través de reuniones periódicas. La Norma se centra principalmente en tres puntos: métodos de ensayo, mediciones y límites, y etiquetado.

Se prevé que la Norma Técnica entre en vigencia a fines del año 2002 o comienzos del 2003 al ser aprobado por la Comisión de Reglamentos Técnicos y Comerciales (CRT) del Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI). Es importante resaltar que estas Normas serán de carácter voluntario, sin embargo el etiquetado de todos los equipos consumidores de energía serán de carácter obligatorio.

En el caso de las calderas se prevé una armonización de los criterios para la determinación de la Eficiencia Energética a través de la aplicación del método indirecto que valida lo realizado en el presente Estudio y los límites de las emisiones.

4.2.2 Contaminación ambiental

La política ambiental se ha enmarcado en un enfoque proteccionista más que de incentivo del uso eficiente de los recursos. La concepción de reparar los daños de las acciones contaminadoras, en lugar de incorporar el principio de prevención, ha estado presente en la normatividad hasta principios de los años 90.

A partir de la promulgación del Código del Medio Ambiente (CMA) en 1990, se tiene una orientación más clara de la importancia del tema ambiental para las actividades productivas del país, y se empieza a dictar normas de manera más integral. Cabe resaltar que el CMA introdujo importantes aportes en lo referente a los principios y herramientas de gestión ambiental, entre ellos se tienen el principio de contaminador-pagador y las evaluaciones de impacto ambiental.

Posteriormente se comenzó a incorporar la conservación, prevención y perspectiva económica en la normatividad, a partir de allí y teniendo al CONAM como un organismo que tiene un rol rector y articulador en lo referente a las normas ambientales se empezó a trabajar en los reglamentos de estándares nacionales de calidad ambiental del aire en donde además figuran los Límites Máximos Permisibles (LMP). Fue promulgado en junio del 2001.

4.3 El Proyecto del Gas de Camisea

Actualmente, el gas natural representa un componente muy pequeño de la oferta energética nacional. Sin embargo dada la estructura de las reservas energéticas nacionales el uso del gas deberá adquirir una importancia crucial en la economía a mediano y largo plazo.

El mayor yacimiento de gas natural en el Perú se encuentra en Camisea (Departamento de Cuzco) y constituye uno de los mayores yacimientos de América del Sur (13 trillones de pies cúbicos y 660 millones de barriles de condensados), el cual puede abastecer de energía al país por 80 años aproximadamente.

En lo siguiente analizaremos la introducción del gas de Camisea en el mercado energético peruano y sus probables efectos sobre los sectores industriales que utilizan calderas y que son el interés del estudio. Así partiremos por describir los puntos principales del Proyecto Camisea, los actuales avances del mismo, la comparación de algunas proyecciones realizadas por instituciones involucradas en este tema y finalmente algunos supuestos sobre el grado de penetración que alcanzará el gas en los sectores que utilizan calderas.

4.3.1 Antecedentes del Proyecto

Entre los años 1983-1987, la compañía Shell descubrió los yacimientos del gas de Camisea (áreas de San Martín y Cashiriari en el Cusco), que se encuentran a 500 km al este de la ciudad de Lima, capital de Perú. Las reservas del área de Camisea son del tipo de gas condensado retrógrado, soportados por impulsión de agua de cuyo acuífero, no se conoce la extensión. Adicionalmente éstas presentan el comportamiento de doble porosidad y permeabilidad debido a la presencia de fracturas naturales. Las reservas probadas de hidrocarburos en los campos de Camisea se muestran en la Tabla 4-2.

Tabla 4-2: Reservas de gas probadas en la zona de Camisea (Perú)

Estructuras	Gas (Tcf, trillones de pies cúbicos)	Líquidos (MMBls, millones de barriles)
Área de Cashiriari	5,4	330
Área de	3,3	215

San Martín		
Total	8,7	545

Fuente: Ministerio de Energía y Minas de Perú, PETROPERU

Tras múltiples negociaciones con la compañía Shell, en 1996 Petroperú suscribió el contrato de explotación de este yacimiento con el consorcio Shell-Mobil, pero en julio de 1998 dichas empresas decidieron no continuar. Posteriormente, hacia diciembre de 2000, se concluyó el proceso de convocatoria y suscripción del contrato del proyecto de gas natural de Camisea. Para el desarrollo de este proyecto se diseñaron dos módulos ofrecidos como proyectos integrales, siendo el primero el de explotación de los yacimientos y el segundo el de transporte - gas y líquidos del gas - desde Camisea hasta la costa peruana, y la distribución en las zonas de Lima y Callao.

El módulo de explotación de hidrocarburos en el "Lote 88 - yacimientos de gas de Camisea", fue adjudicado al consorcio formado por las empresas Pluspetrol (Argentina), Hunt Oil Co. (USA), SK Corp. (Corea) e Hidrocarburos Andinos (Argentina), firmándose el correspondiente contrato de licencia el 9 de diciembre de 2000. Del mismo modo, el módulo de transporte y distribución fue adjudicado al consorcio formado por las empresas Techint (Argentina), Pluspetrol (Argentina), Hunt Oil Co. (USA), SK Corp. (Corea), Sonatrach (Argelia) y Graña y Montero (Perú), formalizándose los contratos de concesión en la misma fecha.

Para asegurar el desarrollo del Proyecto, el gobierno decidió garantizar a los cotizadores de Camisea las ventas del gas natural de 250 MMPCD desde el primer año y un crecimiento adicional de 35 MMPCD por cada año, durante 8 años, con el fin de alcanzar un volumen de venta de 450 MMPCD (garantizado por el gobierno). Sin embargo, el gobierno fijó la tarifa máxima tanto para el gas en boca de pozo como para su transporte.

Así que, la tarifa para las centrales térmicas será de 1.70 US\$/MMBTU, equivalente a 10.65 US\$/barril de petróleo. Esta tarifa, permitirá a los productores térmicos que funcionan a partir de turbinas de gas ser más competitivos que la hidroelectricidad. La tarifa del gas natural para las industrias, incluyendo el costo de distribución será de alrededor de 3 US\$/MMBTU, que equivale a 18.80 US\$/barril de petróleo.

4.3.2 La explotación del gas

El plan de desarrollo de las estructuras del Proyecto contempla la perforación de pozos productores de gas húmedo y pozos inyectores de gas seco, teniendo el objetivo de la recuperación máxima de líquidos a partir del gas producido, así como el suministro de gas al mercado interno. El programa contempla comenzar la producción en el año 2004 con un total de 8 pozos, de los cuales 6 serán productores y 2 serán reinyectores.

El proyecto consiste en captar y conducir el gas natural hacia una planta de separación de líquidos. En esta planta se separarán el agua y los hidrocarburos líquidos contenidos en el gas natural y se acondicionará este último para que pueda ser transportado por el gasoducto hasta los mercados en la costa, mientras que el gas excedente se reinyectará a

las reservas naturales. Por otro lado, los líquidos separados se inyectarán al conducto de líquidos para ser conducidos hasta la costa, donde serán recibidos en la planta, donde se fraccionarán en productos de calidad comercial (GLP y condensados) y luego se despacharán al mercado a través de buques y/o camiones cisterna.

4.3.3 El transporte de los hidrocarburos

Para acceder al mercado, los hidrocarburos serán transportados desde Camisea hasta la costa central, para lo cual se construirán dos conductos paralelos: uno para el transporte del gas natural y el otro para el transporte de los líquidos del gas natural. Éstos tendrán una longitud de alrededor de 540 km el primero y de 680 km el segundo, y atravesarán zonas de Selva, la cordillera de los Andes superando alturas de más de 4,500 metros y finalmente descenderán por los terrenos desérticos de la costa.

Finalmente, en Lima y Callao se instalará una red de distribución del gas natural, que en primera instancia se orientará principalmente al suministro de gas a la industria y a las plantas de generación de electricidad, y que más adelante se ampliará para suministro residencial y comercial. Se ha incentivado el desarrollo de proyectos de distribución de gas natural, tanto al noroeste de Perú como en la Selva central, y se está gestando que estos proyectos puedan crear sus propios mercados para el gas natural, pudiendo a medio plazo interconectarse con la futura red de gasoductos de Camisea, que podrá constituirse en el gran suministrador una vez agotadas las reservas del noroeste y Aguaytía (Selva central).

4.3.4 Avances actuales del proyecto

En Marzo del 2001 la empresa belga Tractabel fue declarada por el Ministerio de Energía y Minas como operadora estratégica precalificada para llevar adelante el proyecto de distribución por red de ductos del gas natural de Camisea en Lima y Callao. Se estima que para la construcción y explotación de la red de distribución de gas en Lima, realizarán una inversión de entre 170 millones y 200 millones de dólares.

En Noviembre del 2002 comenzará el tendido del Gasoducto principal en Lima cuya construcción servirá de base para la construcción de la red que distribuirá el recurso a las industrias y hogares de Lima metropolitana. Actualmente se están concluyendo los detalles del proyecto ya se han iniciado las gestiones para obtener los permisos respectivos.

Según informaciones vertidas por los funcionarios de la empresa al Diario El Comercio¹³, Tractebel tiene el compromiso de que en los primeros años deberá atenderse a unos 10 mil consumidores y a los 6 años la cifra deberá situarse en 70 mil. La meta establecida es que en el 2010 el número de usuarios supere los 100 mil. Así mismo se prevén ingresos para al primer año de operaciones por 30 millones de dólares con el fin de que después crezca del segundo al trigésimo año de 40 millones a 170 millones. Los ejecutivos de la empresa señalaron su intención de propiciar un desarrollo del mercado del gas de Lima.

¹³ Diario el comercio del 23 de Marzo del 2002

En el ámbito industrial, que sería la mayor demanda del producto en los primeros años, se espera que conforme las compañías perciban los beneficios del gas natural, adecuaran sus sistemas de producción. Desde luego dicha adecuación implicará el acceso a capitales para las inversiones requeridas que en el caso de la conversión de calderas llegaría por lo menos a 40,000 US\$. Como se analiza en capítulo 4 y en subcapítulo 11.2.2 de este estudio, los costos del capital en el Perú son elevados debido a la percepción también elevada del riesgo por parte del sistema financiero local, que genera a su vez altas tasas de interés para las empresas pequeñas y medianas (Pymes) que en la mayoría de los casos no son elegibles por este. Esto dificulta enormemente el acceso al capital que se requiere para la conversión de las calderas y los sistemas de producción en general, por lo que definitivamente será preciso generar mejores condiciones por medio de instrumentos financieros que permitan el acceso a Líneas de Financiamiento que faciliten este proceso de conversión de la Industria.

4.3.5 El Mercado del Gas

Se han realizado varios estudios acerca del mercado potencial del gas natural en Lima y sobre la longitud de la ruta Sur entre Lima y Pisco. Algunos resultados de los diferentes estudios se comentan a continuación.

4.3.5.1 El Mercado Industrial Según Los Estudios de STONE & WEBSTER Y SHELL

El consumo en Lima en 1997 para las industrias estuvo distribuido como sigue:

Tabla 4-3: Consumo Industrial Total

	Barriles/día	TJ/Año
Residual 6	14.000	31.718,5
Residual 500	20.000	45.333,0
GLP	4.800	7.044,5
TOTAL		84.096,0

Fuente: Organización Latinoamericana de Energía, Olade (2001)

Los estudios de Stone & Webster y Shell concernientes al consumo del mercado industrial, no difieren significativamente (Tabla 4-4).

Tabla 4-4: Tasas de Penetración para el consumo del Mercado Industrial

Estudios realizados	Tasa de Penetración Periodo al 2010	Tasa de Penetración Periodo al 2020
Stone & Webster/Flemming	32%	45%

Shell	37%	
-------	-----	--

Fuente: Organización Latinoamericana de Energía, Olade (2001)

Estas tasas de penetración han considerado el precio actual (35 US\$/barril de petróleo) y el futuro (24 US\$/barril de petróleo) comparado al precio del gas natural en Lima (18,80 US\$/barril).

4.3.5.2 *El Mercado Industrial Según Los Estudios de HYDRO QUÉBEC INTERNATIONAL (HQI)*

La evaluación que hace Hydro Québec International (HQI) para el Estudio de OLADE sobre la progresión del consumo es más moderada durante los primeros años, pues utiliza una tasa de penetración algo menor de 25%¹⁴. Tal como se aprecia en el siguiente cuadro, HQI ha considerado una combinación del consumo estimado por Stone & Webster/Flemming y por Shell. Ya que por experiencia, se sabe que la conversión de procedencia industrial es costosa y no respeta el planeamiento anticipado. En el caso de la conversión de Calderas ya hemos referido anteriormente que esa conversión requiere entre 40,000 y 50,000 US\$ de dólares para la adecuación tecnológica y mucho dependerá del acceso al capital que tengan en ese momento las empresas industriales.

Tabla 4-5: Mercado industrial según Hydro Québec International HQI (TJ/Año)

2003	2004	2010	2020	2021	2022	2023
10.731	13.991	27.702,8	37.028,8	37.595	38.277,9	38.325

Fuente: Organización Latinoamericana de Energía, Olade (2001)

4.3.5.3 *El Mercado Industrial Según Los Estudios del Ministerio de Energía y Minas (MEM)*

Del Plan referencial de Hidrocarburos 2001 - Elaborado por Ministerio de Energía y Minas, en lo referente al consumo industrial convertible a Gas Natural; en el “Escenario Medio” se espera que crezca de 18.887 TJ/Año en el año 2004 a 25.397 TJ/Año en el año 2010 y se estima que el Gas Natural de Camisea, además de reemplazar al Carbón, reemplazará a los derivados de petróleo alcanzando aproximadamente 12.681 TJ/Año en el año 2004 y 18.311 TJ/Año en el año 2010 (ver cuadros siguientes).

Como se puede apreciar en el cuadro de comparación de resultados, en general existe semejanza principalmente entre 3 de los Estudios realizados salvo el Estudio de Shell que parece haber obtenido resultados muy optimistas en relación a los otros.

¹⁴ Del Estudio “La Situación de los Hidrocarburos en el Perú” realizado por OLADE, Consulgaz – HQI. Dic.2000.

Tabla 4-6: Mercado Industrial Convertible a Gas Natural: 2004 – 2010 (TJ/Año)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Conversión Empresas Industriales	18.886,56	21.104,30	23.608,20	24.037,44	24.538,22	24.538,22	24.538,22
Pequeñas Empresas	-	321,93	321,93	608,09	858,48	858,48	858,48
Total	18.886,56	21.426,23	23.930,13	24.645,53	25.396,70	25.396,70	25.396,70

Fuente: Organización Latinoamericana de Energía, Olade (2001)

Tabla 4-7: Comparación de resultados sobre el Mercado Industrial Potencial

Estudios	Tasa de Penetración al 2010	2003 (TJ/Año)	2004 (TJ/Año)	2010 (TJ/Año)	2020 (TJ/Año)
Stone & Webster/Flemming	32%	13.468	18.870	26.900	38.361
Shell	37%	21.827		31.134	
HidroQuébec International	25%	10.731	13.991	27.703	37.029
Plan referencial de Hidrocarburos 2001 - MEM	32%		18.887	25.397	

4.3.6 Impacto del gas de Camisea en los sectores industriales de calderas

De los datos obtenidos de la Encuesta Nacional de Calderas (MITINCI 2000) y las proyecciones realizadas en capítulo 11 de este estudio, se tiene un total de 182 empresas ubicadas en el ámbito de Lima metropolitana y el Callao cuyo consumo de combustible es de 19.094 TJ/Año. Para efectos de la proyección de los consumos convertibles a Gas, asumiremos que es este segmento de consumos de las Calderas de Lima y Callao el que será susceptible de sustitución por el gas de Camisea a partir del año 2004.

Asimismo, se asumirá un incremento lineal de estos consumos, empezando en 2005 y llegando a una tasa de penetración de 35% del gas natural al 2010, que es una cifra compatible con los resultados de los demás estudios (ver

Tabla 4-7). Así, en lo referente al consumo de combustible de calderas convertible a Gas Natural, se espera que sea de 1.114 TJ/Año en el año 2005 y crezca a 6.683 TJ/Año en el año 2010. Considerando la distribución de empresas en la región entre Lima y Callao y el resto del país, esto implicaría que se espera que alrededor del 2,5% de las calderas relevantes en todo el país se habrán cambiado al uso de gas natural en el 2005 y alrededor del 15% en el 2010. Considerando los escenarios mostrados anteriormente, después del 2010, se asume que la penetración del gas natural se incrementa lentamente con un 3% adicional por año.

Tabla 4-8: Consumo de combustibles Calderas

	No de Empresas	Residuales TJ/Año	Diesel 2 TJ/Año	Total
Total Lima – Callao	182	17.742,53	1.351,67	19.094,2
Total Provincias	153	23.789,47	1.812,33	25.601,8
Total	335	41.532,00	3.164,00	44.696,0

Fuente: MITINCI (2000): Encuesta Nacional de Calderas 2000

Tabla 4-9: Consumo de Combustible de Calderas Convertible a Gas (Lima)

Año	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Tasa de penetración	0	5,8%	11,7%	17,5%	23,3%	29,2%	35,0%
TJ/Año	0	1.114	2.228	3.441	4.455	5.569	6.683

Fuente: Calculaciones propias

4.3.7 Barreras de Entrada al Gas Natural

Según los Estudios de OLADE¹⁵, el nuevo mercado de energía que se configura en el Perú con la entrada del Gas Natural de Camisea, compitiendo con productos de una industria madura y con intereses articulados en toda la cadena de valor, impone un análisis de las fuerzas actuantes en la industria, las mismas que podrían generar algunas barreras que podrían dificultar la entrada del gas natural en el Perú. Estas posibles barreras se derivan de la actual estructura del mercado de la energía en Perú y sus instrumentos normativos, ya que se tiene una norma legal que garantiza competitividad, acceso libre y garantías institucionales y una estructura de mercado con características de oligopolio, especialmente en la etapa de refinación. Por lo tanto, esta estructura impone barreras de

¹⁵ Documentos del Estudio realizado por OLADE/CONSULGAS/HQI. Mayo 2001.

entrada a un nuevo participante con un producto nuevo, nuevas tecnologías y precios competitivos como es el Gas Natural de Camisea que puede enfrentar una guerra de precios y no mantenerse en el mercado. Como éste competirá con los otros productores de LGN, se podría provocar una guerra de precios en el mercado interno o por un acomodo de intereses vía reducción rápida o gradual de las importaciones. Se cree pues que la competencia será por precios y como la energía tiene un peso importante en la estructura de los costos industriales, la sustitución por un energético más barato y limpio es fundamental.

En relación a la probable reacción de los consumidores de los energéticos del mercado, entre los cuales se considera a las empresas que utilizan calderas, esta reacción no está relacionada apenas con el costo de sustitución del combustible. Está más relacionada a la necesidad de inversiones que tendrá al tener que modificar su proceso de producción con la entrada de otro energético. Y también, sus compromisos con sus proveedores de combustible. Por tanto los empresarios necesitan ser convencidos que este costo puede ser rápidamente recuperado con la reducción de los costos de energía, aumento de la eficiencia y competitividad de su producto final. Con relación a como financiar la conversión, por la magnitud de las inversiones requeridas, en el caso de los sectores Industriales y el de las Calderas en especial, es obvio que se requieren líneas especiales de crédito canalizadas a través del sistema financiero en condiciones más favorables que las actuales, esto implica tasas de interés reducidas y condiciones flexibles de pago, o también como ha sucedido en algunos países donde las empresas distribuidoras de gas financian el cambio a gas y se lo cobran al cliente a plazos junto con la factura.

Entre otras posibles barreras¹⁶, se tiene:

- **Impacto en la política fiscal.** La política de transformación en el largo plazo de la matriz energética del Perú, con la entrada del gas natural, producirá sin duda impactos en la recaudación fiscal. Sin embargo la evaluación de ese impacto no es una tarea trivial, en vista de la cantidad de intereses involucrados en la cadena de valor del proyecto Camisea y requiere de precisiones acerca del peso de los combustibles en la recaudación fiscal y determinar cómo la convergencia de precios de sustitución impacta en la recaudación. Las respuestas dependerán en gran parte de la política fiscal que adoptará el gobierno.
- **Reacción del sector de producción de derivados líquidos.** Se prevé que la entrada del gas natural de Camisea podría desequilibrar el mercado de los derivados líquidos en que actualmente se comercializa alrededor de 4878 TJ/día entre el consumo interno y el de exportación. Esta producción proviene de las refinerías instaladas en el país.
- **Reacción del sector distribuidor de derivados líquidos.** El mayor impacto en la actividad de distribución de los derivados líquidos se prevé en el área de influencia del gaseoducto Camisea-Pisco-Lima. Al respecto los Estudios del

¹⁶ Frederico Marinho et al. Barreras de entrada al Gas Natural- OLADE-CEPAL 2001.

MEM*¹⁷, muestran que entre el 2003 y el 2008, el diesel perderá 8.1% del mercado, con la entrada del gas natural en los sectores industrial y eléctrico. Como gran parte de las Centrales térmicas a diesel están localizadas en el área de influencia del oleoducto Norperuano, la actividad de distribución de diesel no será muy afectada. Sin embargo, en las térmicas bajo influencia del gaseoducto Camisea-Lima, serán fuertemente impactadas.

- **Reacción de los suministradores (internos y externos) de derivados líquidos.** El Perú importa derivados líquidos de Venezuela, Colombia y Trinidad & Tobago. Si bien este comercio es totalmente privado, está regido por contratos de abastecimiento de largo plazo que podrían requerir acuerdos de flexibilización.
- **Reacción de los almacenadores de derivados líquidos (kerosene y GLP).** Este sector está directamente vinculado a los productores. Funcionan con centros de distribución de la producción de las refinerías o de los importadores de derivados líquidos. Se prevé que ellos perderán una parte sustancial del mercado de Lima y alrededores.
- **Reacción de los productores de Gas de Camisea.** Las reservas de líquidos de gas natural (LGN) de Camisea se calculan en torno a los 567 MMB. Como estos líquidos tienen más valor de mercado que el gas natural, es de suponer que su comercialización será priorizada por los productores que quieren un retorno rápido para sus inversiones. Como ellos competirán con los LGN de otros productores, la competencia podría provocar una guerra de precios en el mercado interno o un acomodo de intereses vía reducción rápida o gradual de las importaciones, tal como se explicó anteriormente.

4.3.8 Costo de instalación del gas natural en el mercado residencial-comercial-Industrial

El costo de sustitución en el caso de las industrias es muy variable dependiendo del tipo de industria. Para el caso de las Calderas se considera como mínimo entre 40.000 U\$ y 50.000 U\$ asumiendo que únicamente se requiera cambiar el quemador tal como se aprecia en el cuadro siguiente, en el que se indican algunos costos de quemadores duales para diferentes tamaños de calderas. Los costos están referidos a quemadores de alta tecnología, es posible encontrar quemadores más baratos de menor avance tecnológico (probablemente un 60 ó 70% de los costos indicados). En cualquier caso es necesario usar un tren de válvulas de seguridad y regulación del gas suministrado al quemador de la caldera, cuyo costo se indica también (US\$ 10.000). Aparte de ello hay que instalar una estación reductora de presión y medición de gas en la entrada a la planta cuyo costo total puede ser de unos US\$ 8.000 a 12.000 (sin considerar el medidor, que lo provee la empresa distribuidora), así como tuberías de distribución de gas dentro de la planta. El costo de las tuberías es variable dependiendo de la extensión y consumo de gas.

¹⁷ Plan Referencial de Hidrocarburos 1999.

En algunos casos en otros países las empresas distribuidoras de gas financian el quemador y se lo cobran al cliente a plazos junto con la factura. En otros países el cliente corre con sus gastos de conversión.

Tabla 4-10: Costos de quemadores duales

TAMAÑO CALDERA	COSTO QUEMADOR DUAL (US\$ sin IGV)
	Perú
100 BHP	30.800
600 BHP ¹⁸	36.250
700 BHP ¹⁸	39.150
900 BHP ¹⁸	39.600

Fuente: Informaciones recabadas en la sección de Costos de Mitigación del presente Estudio

4.4 Situación financiera en el País

La crisis política que se desató en el Perú en los últimos tiempos tuvo su impacto en la percepción del riesgo país. Así, el diferencial de rendimiento de los bonos PDI con respecto a los bonos del Tesoro de USA terminó en diciembre con un promedio de 711 puntos básicos, lo que acarrea principalmente probables incrementos de las tasas de interés en los préstamos externos y mayores exigencias para invertir en nuestro país y consecuentemente, mayores problemas para disminuir las elevadas tasas de interés activas del mercado nacional.

Al respecto, si bien las tasas de interés TAMN y TAMEX registraron cierta disminución a lo largo del año 2000 (aunque se mantienen en niveles altos) los créditos tuvieron un pequeño retroceso. Aumentaron ligeramente los créditos en moneda nacional, pero disminuyeron en mayor monto los créditos en moneda extranjera; esto refleja la difícil situación financiera de muchas empresas y sus dificultades para acceder al crédito dada la actitud cautelosa del sistema bancario.

Esta delicada situación viene arrastrando nuestra economía desde hace dos años y está marcada por el estancamiento de las inversiones, un agudo déficit fiscal que obligó en el 2000 a reducir el gasto público – alimentando con ello el receso del aparato productivo (en particular de la construcción) - lo que se tradujo en la debilidad de la demanda interna y la crítica situación financiera de las empresas, donde sólo las exportaciones recobraron dinamismo en este período. Esta situación se exacerbó con la difícil coyuntura políti-

¹⁸ Sin ventilador, ni bomba, ni calentador (se da por existentes). Tampoco incluye tren de válvulas de gas natural cuyo costo es de unos US\$10,000 en promedio.

ca que vivió el país a raíz de las elecciones generales y que se agravó tras la renuncia presidencial luego de dos meses de iniciado un nuevo mandato, lo cual creó un entorno negativo que frenó las expectativas de recuperación de la economía a corto plazo y que difirió decisiones de inversión de los agentes económicos. Las decisiones del gobierno de transición instaurado en noviembre del 2000 encabezado por el Presidente del Congreso, contribuyeron a tranquilizar el ambiente.

4.5 Situación económica actual de sectores relevantes

4.5.1 Pesquería

La actividad productiva de esta industria es fluctuante y está en función a la disponibilidad de especies marinas y de la vigencia de vedas impuestas por la autoridad competente a fin de garantizar la preservación de los recursos.

La actividad pesquera logró en el año 2000 un crecimiento de 8,1% respecto al alcanzado en 1999, este resultado se sustentó en el incremento de la producción de harina de pescado en alrededor de 24,8%, en tanto que la producción de enlatados incrementó en 15,9%.

La mayor demanda de los mercados asiáticos y la relativa recuperación del precio internacional de la harina de pescado tuvieron un impacto positivo en las exportaciones de este producto. Sin embargo no deja de preocupar las restricciones que aplicaría la Comunidad Europea al uso de harina de pescado para la alimentación de ganado por temor a que pudiera propagarse la enfermedad de las “vacas locas”, y la difícil situación económica-financiera de muchas empresas pesqueras debido a una excesiva inversión en ampliación de la flota pesquera.

4.5.2 Industria Textil

La evolución de la producción en la década del 90 presentó un comportamiento irregular explicado en parte, por los efectos de las políticas adoptadas al subsector y por el mayor dinamismo de la industria textil en otros países.

La producción de este subsector registró una expansión de 9,1% sustentando en las altas tasas de crecimiento obtenidas en la primera mitad del año. Este resultado reflejó la mayor producción de la línea de tejidos de punto, cuyo volumen de producción aumentó en 13,7% respecto a 1999.

Las exportaciones en el año 2000 aumentaron en 26,9%, atribuido al esfuerzo de los productores en la diversificación de productos y mercados. Estas exportaciones se dirigieron en un 80,5% hacia Estados Unidos, 9,4 a Alemania, 3,1 a Chile, 2,9 a España y 1,4 al Reino Unido.

4.5.3 Subsector Cervecerero

A lo largo del periodo 1991-2000, este subsector reportó una tasa de crecimiento promedio anual de -0,4%, mientras que la tasa del crecimiento promedio anual registrado por la industria manufacturera fue de 4,8%.

A partir de 1995 se observa una reducción permanente de los volúmenes de producción, debido entre otros factores a la baja capacidad adquisitiva del consumidor y el efecto negativo del Impuesto Selectivo al Consumo aplicado para el sector cervecero. Así, la cerveza blanca bajó de 753,4 millones de litros producidos en 1995 a 558,8 millones de litros producidos en el 2000. La cerveza negra alcanzó una producción en 1995 de 28,3 millones de litros y bajó a 11,8 millones de litros en 1999.

4.6 Barreras Financieras para la Innovación en la Industria Peruana

Al analizar la demanda en el mercado crediticio peruano, se pueden identificar diversos problemas o barreras financieras como resultado del ciclo de recesión económica de la segunda mitad de los años noventa. Los principales problemas son:

- **Mal récord de crédito.** Un gran número de pequeñas y medianas empresas (PYMES) sufrieron problemas financieros. Las empresas con una perspectiva económica estable pero con problemas financieros con acreedores entraron en un proceso de Reestructuración Patrimonial. INDECOPI¹⁹ es la entidad que evalúa qué empresa califica. Aquéllas que califican en este esquema de reestructuración²⁰ ya no son elegibles para el sistema crediticio dado su alto nivel de deudas. Algunos acreedores (bancos) proponen a las PYMES un refinanciamiento a largo plazo.
- **Disminución de los márgenes netos.** La inflación en el Perú fue relativamente baja y estable durante la última década. Los márgenes operativos de las empresas disminuyeron drásticamente y se espera que futuros márgenes para las PYMES disminuyan aun más si éstas no diversifican sus actividades y productos.
- **Economías informales.** Existe informalidad en asuntos legales en algunas pequeñas empresas. En algunos casos, los derechos de propiedad no son claros; en otros, algunas pequeñas empresas evaden impuestos desenvolviéndose en el sector informal de la economía y no generan información contable confiable.
- **Nivel de créditos.** El nivel de créditos solicitados por las pequeñas empresas resulta poco atractivo para la banca privada dado el riesgo implícito del sector. La incertidumbre ligada a tratar con empresas pequeñas se traduce a menores plazos de repago, mayores colaterales y tasas de interés; generando condiciones limitantes a las inversiones.

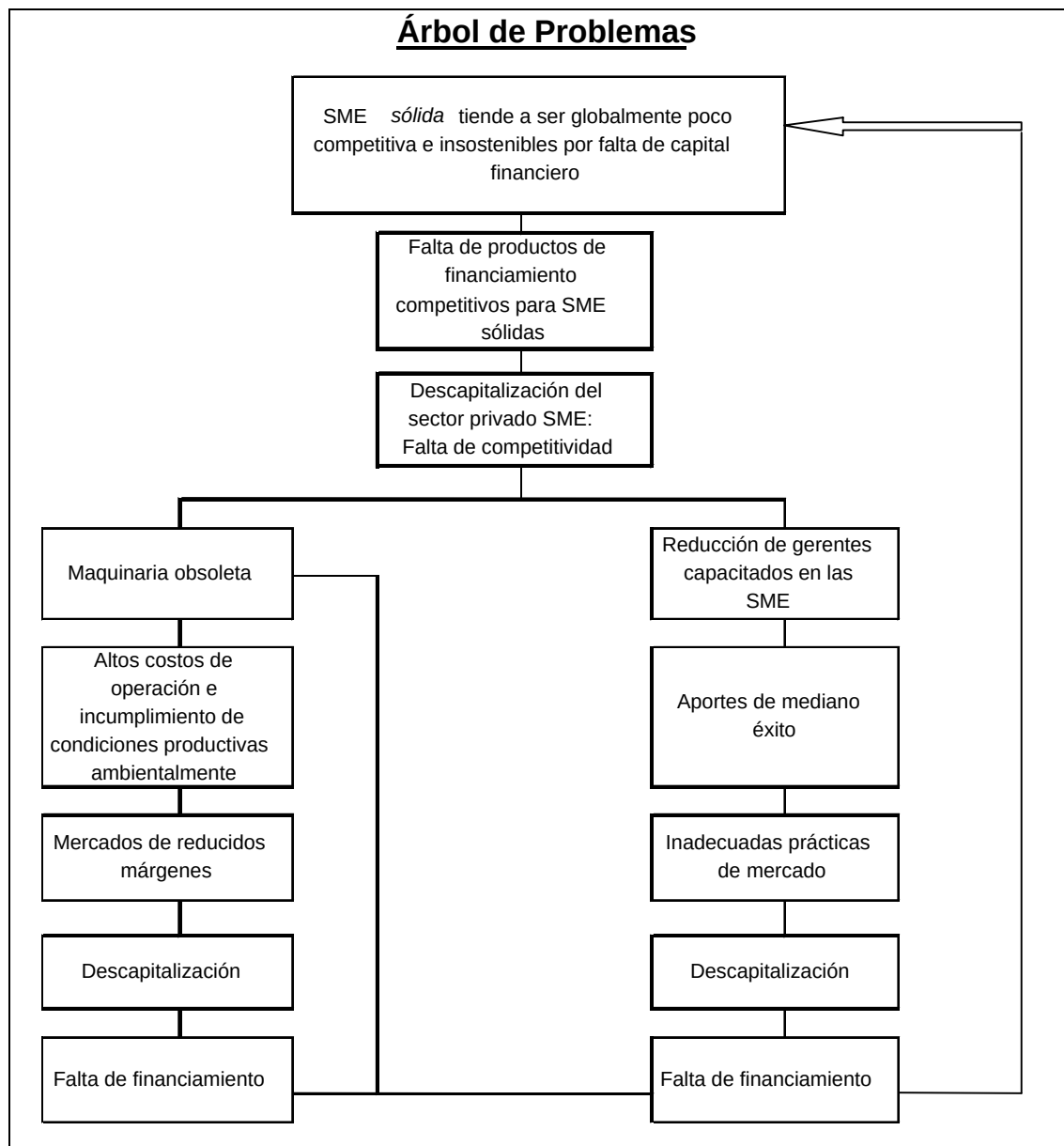
¹⁹ Instituto Nacional de Defensa del Consumidor y de la Propiedad Intelectual, regulador de las prácticas de competencia.

²⁰ Similar al esquema contenido en el “Capítulo 11” en los Estados Unidos de América

- **Falta de conocimiento acerca de proyectos ambientales.** La falta de distinción entre proyectos tales como los de eficiencia energética representa un problema adicional. Las instituciones financieras (IF), por su parte, no perciben de un modo claro la relación entre sus actividades y el medio ambiente, no existiendo compromiso con los efectos o perjuicios que sus clientes generan en el medio ambiente. Tampoco se ha identificado al medio ambiente como variable de riesgo a analizar; de tal forma que no existe una discriminación en el portafolio entre aquellos proyectos que son respetuosos con el medioambiente y los que no lo son. Debido a esta falta de discriminación, todos los proyectos son tratados de forma similar y por el mismo patrón de análisis financiero. Más aún, en el portafolio de un banco, se pueden encontrar, empresas con alto riesgo para el medio ambiente, con una buena calificación crediticia debido a sus estados financieros históricos o por la proyección de precios de sus productos ("commodities", en la mayoría de los casos), sin que se haya siquiera evaluado su grado de riesgo con el medio ambiente.

Actualmente, evaluación crediticia se limita a realizar proyecciones futuras sobre base estadística pasada, sin considerar las diferentes variables cualitativas que modifican el presente y futuro. Además, las evaluaciones crediticias han sido más evaluaciones de garantías y colaterales que evaluaciones de sostenibilidad de proyectos y flujos de caja. Mientras tanto, pequeñas y medianas empresas sólidas, quienes presentaron proyectos debidamente sustentados; no han conseguido financiamiento debido a la inercia de la metodología de evaluación bancaria y a la falta de productos financieros adecuados. Consecuentemente, esta falta de capital está contribuyendo a que las pequeñas y medianas empresas pierdan competitividad como se aprecia en la siguiente figura:

Figura 4-1: *Árbol de problemas de financiamiento en la industria Peruana*



Fuente: *Finanzas Ambientales*

El problema no radica en la disponibilidad de recursos financieros de corto plazo; sino en la interpretación del riesgo sobre las PYME (más por incertidumbre que por análisis). Los bancos no tienen mayores dificultades en captar recursos, sino en colocarlos. Esta situación es debida a la desinformación sobre las PYME y sus proyectos; mientras que paralelamente, las PYME reclaman no tener acceso a capital financiero.

El sistema de clasificación crediticia está regido por el papel de supervisión del regulador (SBS) y el papel de información de las empresas centrales clasificadoras de riesgos. La Superintendencia de Banca y Seguros (SBS) se encarga de informar acerca de la situa-

ción financiera de las compañías, incluyendo deudas actuales en el sistema comercial y bancario. Las Empresas Centrales Clasificadoras de Riesgo se dividen en aquellas que están a cargo de reportar los valores o instrumentos de las empresas (Infocorp) y aquellas dedicadas a la investigación financiera y económica.

A pesar de que las tasas de interés están disminuyendo en el mercado interbancario, el escepticismo en los bancos con relación a las PYMES los desalienta a bajar las tasas de interés. Las altas primas de riesgo son consecuencia de experiencias negativas pasadas.

En vista de que los costos típicos de las inversiones en la eficiencia energética de calderas o el reemplazo de las mismas, van de aproximadamente US\$ 10,000 a US\$ 80,000, el sistema bancario peruano financia típicamente un préstamo a tres años con un pago inicial de 20-30%.

La Tabla 4-11 resume las principales barreras financieras y no financieras para la innovación y el uso de procesos de producción limpia en el Perú.

Tabla 4-11: Barreras financieras y no financieras para el acceso a capital por parte de las PYMES en el Perú

<i>Barreras</i>	<i>Subcategorías</i>
Financieras	• Alto costo de capital en el Perú debido a la percepción de riesgo • Altas tasas locales de interés de financiamiento • Falta de buenas garantías aceptables para los bancos²¹ • Costos ambientales no internalizados en la contabilidad actual (efecto “free rider”) • Ausencia de bancos locales o compañías interesadas en los impactos ambientales • Escepticismo y poco conocimiento en el sector financiero sobre proyectos específicos • Mala definición de los derechos de propiedad en las pequeñas empresas
Económicas	• El impuesto a la renta no es claro con respecto a los ingresos por ventas de certificados de reducciones de emisiones (CERs) o créditos de carbono similares • Poco conocimiento sobre asuntos ambientales

²¹ Según el regulador peruano

Políticas	• Falta de apoyo político para las tecnologías limpias • Ausencia de una política ambiental para calderas industriales • Institucional: Aún no se ha establecido una oficina MDL peruana.
Aspectos legales e institucionales	• Aún no existen en el Perú Empresas de Servicios Energéticos (ESCOs) que promuevan el uso eficiente de la energía y faciliten el acceso al capital para inversiones en eficiencia energética. • No existe una base jurisprudencial legal para obtener y poseer Certificados de Reducción de Emisiones (CERs) dentro del registro MDL peruano.
Técnicas	• Indicadores poco confiables del desempeño medioambiental de las compañías en el Perú

4.7 Clima

En el Perú, el fenómeno natural “El Niño” es de particular importancia para los recursos hídricos, ecosistemas y biodiversidad, y tiene diversos impactos en los sectores socio-económicos, particularmente en los sectores de agricultura, pesquería y forestal. Este fenómeno natural puede incrementar su frecuencia y severidad debido a los cambios climáticos. El sector pesquero es especialmente vulnerable a un incremento de este fenómeno que afecta asimismo la producción de vapor en las calderas, ya que el sector pesquero es también el sector más importante en el que se utilizan calderas para la producción de vapor.

Es importante destacar que en el caso de los principales recursos pesqueros se presentan dos situaciones: la primera, donde la especie sufre un impacto negativo mostrando emigración, profundización y mortandad, como en el caso de la “anchoveta”, resultando también negativo para su pesquería, aunque en algunos casos va acompañado por una reducción del campo vital, haciendo que se eleve la densidad por unidad de área y facilitando la sobrepesca; y la segunda en la que las poblaciones de la especie muestran un impacto positivo, ampliando su campo vital que muchas veces se extiende hasta profundidades mucho mayores, como en el caso de algunos peces como la “merluza”, pero estos cambios resultan negativos para su pesquería de ese momento.

Entre los mayores daños producidos por el fenómeno El Niño se encuentran: reducción de las capturas de las especies comerciales predominantes y afectaciones directas a la infraestructura, tanto de la pesca continental como de pesca marítima. Finalmente, hubo repercusiones importantes sobre los empleos locales que afectaron directamente a pescadores de bajos ingresos en la zona norte del país.

5 Características de Calderas Industriales en Perú

5.1 Introducción

En esta sección se hace una descripción de las características, nivel tecnológico, condiciones de operación, eficiencia energética y los servicios auxiliares del parque actual de calderas peruanas.

Con la finalidad de conocer en detalle el perfil de la caldera peruana, se han realizado una serie de esfuerzos que se han concretado en los siguientes trabajos:

1. **Encuesta Nacional de Calderas (MITINCI 2000).** Durante el año 2000, la Dirección Nacional de Industria del Ministerio de Industria Turismo Integración y Negociaciones Comerciales Internacionales (MITINCI) realizó la Encuesta Nacional de Calderas (ENC) que fue respondida por 369 empresas, de los sectores productivos y servicios, que declararon un total de 1.147 calderas. Esta muestra en conjunto representa una potencia acumulada de 5.610 MW (572.000 BHP). La mayoría de las empresas que respondieron la ENC pertenecen a la mediana y gran industria, las cuales poseen las calderas de mayor tamaño y por lo tanto concentran la mayor parte de la potencia instalada del parque de calderas del Perú.
2. **Evaluación de Calderas.** Con la finalidad de verificar los resultados de la ENC, principalmente en cuanto a datos de eficiencia energética y mejoras energéticas a implementar, se consideró necesario realizar una evaluación energética y ambiental en una muestra de 80 calderas, lo cual se realizó de la siguiente manera:
 - Evaluación de 40 calderas en 5 departamentos (La Libertad, Ancash, Ica, Arequipa, Moquegua), a cargo de CENERGIA en el año 2001 (CENERGIA 2001).
 - Evaluación de 40 calderas en Lima, a cargo de la Pontificia Universidad Católica en el año 2001 (Jiménez et al. 2001).

Luego de estas dos evaluaciones, se ha encontrado que las eficiencias energéticas determinadas en las 80 calderas anteriores difieren algo de las eficiencias energéticas reportadas en la ENC.

Los valores de eficiencia energética de las 80 calderas se determinaron aplicando el método indirecto (método de las pérdidas) en diferentes condiciones de operación (ver apartado 5.4.1.2). En el caso de la ENC, no obstante haberse indicado a las empresas que las eficiencias energéticas debían determinarse bajo el método indirecto, no es totalmente seguro que todos los datos hayan sido procesados de tal manera; pues había ciertas incongruencias en los valores, que ponían en duda la confiabilidad de los datos de eficiencia de las empresas.

El presente análisis se basa en los resultados de los dos trabajos antes mencionados, entre otras fuentes.

5.2 Tecnología

Una caldera de vapor es un equipo de transferencia de calor en el cual gases calientes, producidos por la combustión de un combustible fósil con aire en un quemador, transfieren calor, a través de tubos, al agua que se alimenta a la caldera produciendo finalmente vapor a presión que sale de la caldera.

El 85% de las calderas en el Perú son pirotubulares, el resto son acuotubulares (MITINCI 2000), y sus características generales aparecen en la Tabla 5-1.

Tabla 5-1: Características representativas de las calderas

Disposición del fluido:	Pirotubular
Tipo de circulación:	Forzada
Transmisión de calor:	Radiación y convección
Combustible:	Petróleo
Presión	8 bar a 13 bar

Fuente: MITINCI (2000)

5.2.1 Potencia

El promedio aritmético de la potencia, de las 1.147 calderas que se incluyeron en la ENC, es de 5.032 kW (513 BHP). El rango de potencias varía de 20 kW (2 BHP) a 49.040 kW (5.000 BHP). Las empresas medianas y grandes utilizan calderas iguales o mayores a 981 kW (100 BHP). El sector manufacturero utiliza mayormente calderas hasta 9.808 kW (1.000 BHP). Los sectores energético (centrales térmicas) y agroindustrial (plantas azucareras) tienen calderas superiores a 9.808 kW (1.000 BHP).

Según la ENC la potencia promedio de las calderas por tipo de combustible es como sigue:

Tabla 5-2: Potencia promedio de calderas para diferentes combustibles

TIPO DE COMBUSTIBLE	kW	(BHP)
Petróleo Residual 500	7.013	715
Petróleo Residual 6	6.140	626
Petróleo Diesel 2	1.363	139
Bagazo	13.427	1.369

Fuente: MITINCI (2000)

5.2.2 Quemador

El quemador es uno de los componentes fundamentales de la caldera de vapor y su función es realizar la mezcla del aire con el combustible para conseguir su combustión y la liberación del calor necesario para la generación de vapor.

Un factor importante de la eficiencia de combustión es la correcta atomización del combustible en finas gotas (10 a 200 micrómetros) que permita mezclarse íntimamente con el aire y facilitar la reacción del carbono e hidrógeno del combustible con el oxígeno del aire, produciendo así un mínimo de inquemados (CO, hollín, etc.). Otro factor importante es el exceso de aire, esto es la cantidad de aire usado en el quemador por encima del valor estequiométrico (aire mínimo para completar las reacciones de combustión). Si el exceso de aire es muy bajo se produce una mala combustión (alta presencia de CO y hollín); y si el exceso de aire es muy alto, se gasta parte del combustible para calentar el aire excedente, habiendo en ambos casos ineficiencia en la caldera.

La mayoría de los quemadores de las calderas del país son de atomización asistida por vapor ó aire, también de atomización por presión y en pocos casos de atomización por copa rotativa.

La regulación del nivel de fogueo en los quemadores se realiza de tres diferentes maneras en función del tamaño de las calderas:

- Calderas < 400 kW : todo-nada (On-off)
- Calderas < 1.000 kW : todo-poco-nada (High-Low-Off)
- Calderas > 1.000 kW : modulante.

5.2.3 Controles

Todas las calderas disponen de un mecanismo (presóstato) que apaga el quemador cuando la presión de vapor en la caldera llega a un máximo pre-establecido, y lo prende cuando la presión llega a un mínimo. Asimismo cuentan con otro mecanismo (control de nivel) que apaga el quemador y enciende la bomba de alimentación de agua cuando el nivel de agua dentro de la caldera llega a un mínimo establecido. Dichos controles son automáticos y de tipo electromecánico.

Desde el punto de vista energético el control más importante es el que regula los flujos de aire y combustible (relación aire-combustible) hacia el quemador, es decir el exceso de aire. El control de la combustión se realiza de diferentes maneras, habiendo sistemas de control de diferente grado de sofisticación en función del tamaño de la caldera, tal como se explica a continuación:

En calderas menores a 400 kW el control de combustión es manual, pues el quemador (On-off) al encender entrega un flujo de combustible constante independiente del aire, cuyo flujo se ajusta manualmente posicionando un damper de aire.

En calderas menores a 1.000 kW ya existe un mecanismo (modutrol, varillas, válvula de combustible, damper de aire) que permite regular paralelamente el flujo de aire y combustible en función de la posición de fuego del quemador (High-Low-Off).

En las calderas mayores a 1.000 kW, donde los quemadores son modulantes, el sistema de control está mas desarrollado, incluyendo un mecanismo (modutrol, varillas, válvula de combustible, leva, damper de aire) que permite regular los flujos de aire y combustible en todo el rango de trabajo del quemador.

En algunas calderas de mayor capacidad se cuentan con sistemas mecánicos y electrónicos que regulan el aire y combustible en base al análisis del oxígeno en chimenea, siendo los sistemas más sofisticados encontrados en las calderas. Los esquemas de control utilizados son en anillo cerrado, tanto en serie como en paralelo.

Por lo general, las calderas peruanas usan controles automáticos de tipo mecánico sin análisis de gases de chimenea.

5.2.4 Combustible

Los combustibles más utilizados son los derivados del petróleo. Las calderas pequeñas (< 981 kW ó 100 BHP) utilizan generalmente Petróleo Diesel 2 (PD2) y en algunos casos Gas Licuado de Petróleo (GLP). Las calderas medianas y grandes ($\geq$ 981 kW ó 100 BHP) utilizan Petróleo Residual 6 ó 500 (PR6 ó PR500). Las calderas de las empresas azucareras consumen mayormente bagazo de caña y PR500. El consumo de carbón y gas natural (GN) es insignificante.

El número de calderas y la potencia acumulada correspondiente por tipo de combustible según la Encuesta Nacional de Calderas se muestra en la Tabla 5-3.

Tabla 5-3: Calderas y Potencias por Combustible

TIPO COMBUSTIBLE	N° CALDERAS	POTENCIA ACUMULADA	
		KW	BHP
PR500	421	2.918.645	297.578
PR6	263	1.593.300	162.449
PD2	400	534.791	54.526
Carbón	2	16.673	1.700
GLP	35	220.219	22.452
Bagazo	25	325.832	33.221
TOTAL	1.147	5.609.460	571.927

Fuente: MITINCI (2000)

5.2.5 Instrumentos

Todas las calderas están provistas de manómetros de presión de vapor e indicadores de nivel de agua. En la mayoría de los casos las calderas cuentan con termómetros para medir temperatura de gases de chimenea, combustible y agua de alimentación, manómetros de presión de combustible, aire ó vapor de atomización. Algunas calderas tienen medidores de flujo de combustible.

Son muy pocas las calderas que cuentan con medidores de caudal de vapor y menos aún las que cuentan con analizadores de oxígeno en el gas de chimenea.

5.2.6 Purgas

La purga de caldera es realizada a fin de evitar la concentración excesiva de sólidos disueltos en el agua dentro de la caldera. Para tal efecto es necesario extraer una porción del agua (purga) en forma periódica o continua (dependiendo del tamaño de caldera) a fin de renovarla con agua blanda fresca de menor contenido de sólidos disueltos. De esta manera se evita problemas de incrustaciones, arrastres, etc.

En la mayoría de las calderas la purga de agua es manual e intermitente, mediante la apertura periódica de válvulas de drenaje. En virtud de ello, es muy probable que las calderas pierdan demasiada agua y energía si la purga es excesiva o en caso contrario acumulen sólidos disueltos con formación de depósitos en los tubos de la caldera, que dificulten la transmisión de calor gases-agua y se pierda eficiencia en la caldera, si la purga es insuficiente.

De acuerdo a evaluaciones realizadas en 40 calderas (CENERGIA 2001) la concentración de sólidos totales disueltos en el agua de alimentación de las calderas varía de 16 mg/l a 4 250 mg/l, siendo el límite máximo permisible en el interior de la caldera de 300 mg/l según la norma UNE 9075 (1992) (UNE 9075: 1992 Calderas de vapor, características del agua).

5.2.7 Aislamiento térmico

El aislamiento térmico del casco de la mayoría de las calderas es de lana de vidrio. Casi en la totalidad de calderas dicho aislamiento no ha sido cambiado desde la adquisición del equipo. En relación al estado del aislamiento, en la mayoría de los casos se encuentra en buen estado, habiendo algunos casos en los que está deteriorado por deformación mecánica debido a golpes, deterioro por la humedad, etc., habiendo en tales casos pérdida de la eficiencia del aislante y aumento de las pérdidas de calor, aunque ello no es muy significativo.

5.2.8 Antigüedad

La antigüedad promedio de las calderas es de 21 años (MITINCI 2000). Existen calderas de 1 año hasta 70 años. En la Tabla 5-4 se muestra el número de calderas y las potencias acumuladas correspondientes por rangos de antigüedad.

Según los fabricantes la vida útil de una caldera puede llegar a 30 años, pudiendo ser mayor o menor según las condiciones particulares de operación y mantenimiento que se dé a la caldera. Según la ENC un 24% del parque de calderas tiene una antigüedad mayor de 30 años.

Una de las principales razones de que en el Perú existan calderas tan antiguas es que en muchos casos se reemplaza partes importantes de la caldera (ej. tubos, placas, etc.) que equivale casi a tener una caldera nueva, aunque ello se hace por partes de tal manera que el costo de las reparaciones se fracciona en montos que pueden ser manejados por las empresas.

Tabla 5-4: Antigüedad de las Calderas

Antigüedad de las calderas (años)	Año de Fabricación	Número de Calderas	Potencia acumulada		
			kW	BHP	%
Mayor a 70	1925 - 1930	2	2.452	250	0,04
65 a 69	1931 - 1935	0	0	0	0,00
60 a 64	1936 - 1940	7	81.112	8.270	1,45
55 a 59	1941 - 1945	0	0	0	0,00
50 a 54	1946 - 1950	13	82.966	8.459	1,48
45 a 49	1951 - 1955	19	94.677	9.53	1,69
40 a 44	1956 - 1960	56	271.162	27.647	4,83
35 a 39	1961 - 1965	92	465.292	47.440	8,29
30 a 34	1966 - 1970	101	483.525	49.299	8,62
25 a 29	1971 - 1975	147	938.184	95.655	16,73
20 a 24	1976 - 1980	118	542.755	55.338	9,68
15 a 19	1981 - 1985	113	341.917	34.861	6,10
10 a 14	1986 - 1990	120	474.285	48.357	8,46
5 a 9	1991 - 1995	199	1.157.952	118.062	20,64
Menor de 4	1996 - 2000	130	522.354	53.258	9,31
n/c		30	150.827	15.378	2,69
TOTAL		1.147	5.609.460	571.927	100,00

Fuente: MITINCI (2000)

5.2.9 Marcas

De acuerdo a la ENC en el Perú se tienen calderas de 151 marcas diferentes. Las marcas con mayor número de calderas son: Distral (14,4%), Cleaver Brooks (9,6%), Powermaster (8,0%), Apin (6,5%), York Factory (4,6%), y Metal Empresa (4,4%). De dichas marcas, sólo Apin y Metal Empresa son nacionales; las demás son de procedencia extranjera, principalmente de Estados Unidos.

5.3 Operación de calderas

Una caldera debe satisfacer las variaciones de la demanda de vapor de la planta. Si la demanda de vapor crece, la presión de vapor dentro de la caldera disminuye y el quemador incrementa su nivel de fogeo para producir más vapor y compensar la caída de presión; por el contrario si la demanda de vapor disminuye, la presión de vapor en la caldera se incrementa y el quemador disminuye su nivel de fogeo, llegando incluso a apagarse si es que la presión de vapor llega a un máximo establecido. Asimismo si la presión llega a un nivel mínimo establecido, el quemador se prende nuevamente para producir más vapor e incrementar su presión. Si la demanda de vapor es alta y continua, el quemador permanecerá prendido por largo tiempo ya sea en alto fuego o modulando entre medio y alto fuego; en cambio si la demanda de vapor es baja en comparación con la capacidad de la caldera, el quemador estará prendido por poco tiempo llegando muy rápido a su máxima presión, luego de lo cual se apagará, teniendo en este caso frecuentes encendidos y apagados, siendo su tiempo de operación con fuego un porcentaje que puede llegar a un 60 a 80 % del tiempo horario.

5.3.1 Funcionamiento

El tiempo de funcionamiento promedio de las calderas es de 4.530 h/año (MITINCI 2000). Esto significa que las calderas funcionan 12,9 horas/día en promedio.

En

la

Tabla 5-5 se observa el número de calderas y las potencias acumuladas correspondientes por rangos de funcionamiento.

El consumo de combustible y las emisiones de CO₂ en las calderas dependen en gran medida del tiempo de funcionamiento y el nivel de demanda de vapor en las plantas, lo cual a su vez es proporcional al nivel de producción de la empresa, ya que el vapor es un insumo de la producción.

El poco tiempo de funcionamiento de las calderas peruanas se debe en muchos casos a la recesión económica del sector productivo y servicios. Ello ha obligado a las empresas a reducir los turnos de trabajo en las plantas, con lo cual se ha reducido también la operación de las calderas.

En la actualidad el gobierno peruano viene dirigiendo gran parte de sus esfuerzos hacia la recuperación económica del aparato productivo nacional como estrategia para la creación de empleo que forma parte de las prioridades y necesidades más urgentes.

Tabla 5-5: *Funcionamiento de las Calderas*

Funcionamiento H/semana	Calderas N°	Potencia Acumulada		
		KW	BHP	%
Hasta 9	48	139.931	14.267	2,49
10 a 19	45	79.288	8.084	1,41
20 a 29	69	220.288	22.460	3,93
30 a 39	40	95.628	9.750	1,70
40 a 49	90	282.716	28.825	5,04
50 a 59	40	113.714	11.594	2,03
60 a 69	63	188.000	19.168	3,35
70 a 79	75	246.240	25.106	4,39
80 a 89	57	286.286	29.189	5,10
90 a 99	39	202.839	20.681	3,62
100 a 109	58	450.011	45.882	8,02
110 a 119	13	84.839	8.650	1,51
120 a 129	36	177.289	18.076	3,16
130 a 139	8	115.832	11.810	2,06
140 a 149	105	639.344	65.186	11,40
150 a 159	22	216.718	22.096	3,86
160 a 169	155	1.321.442	134.731	23,56
n/c	184	749.057	76.372	13,35
TOTAL	1 147	5.609.460	571.927	100,00

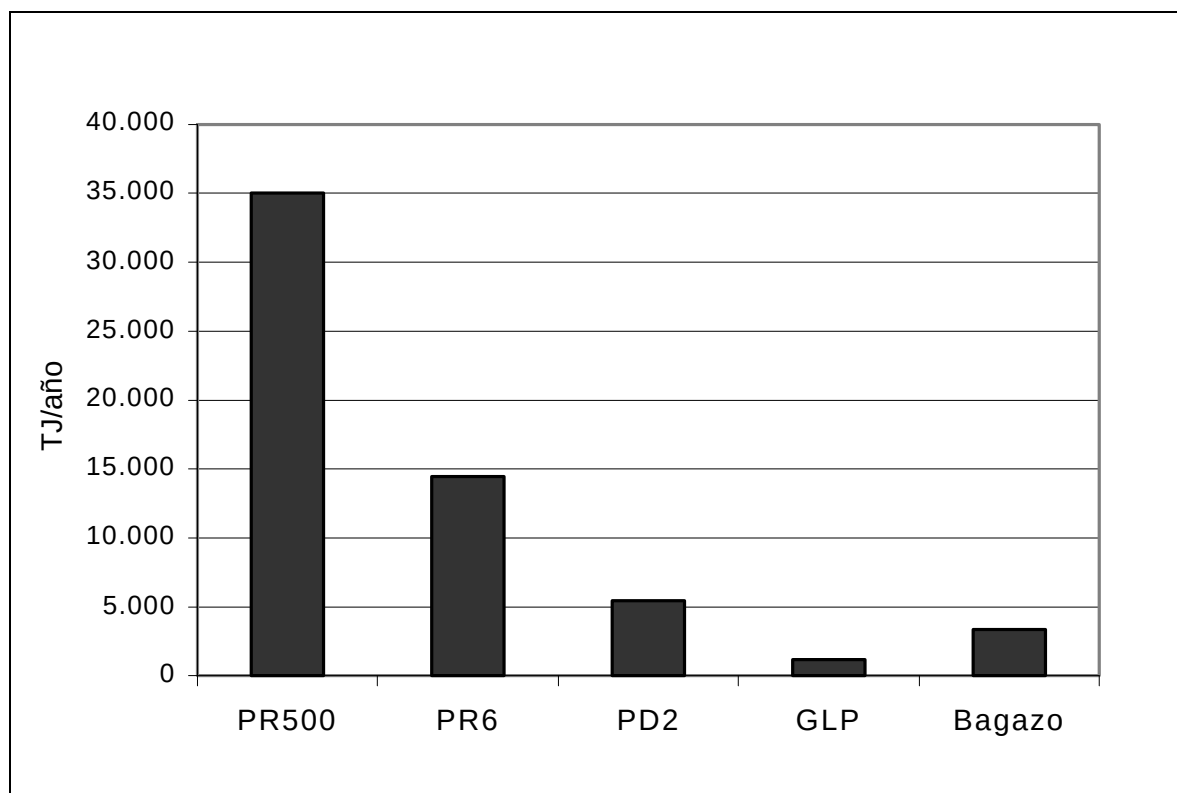
Fuente: MITINCI (2000)

5.3.2 Consumo de combustible

Los combustibles de mayor consumo en las calderas son el Petróleo Residual 500 (PR500) con un 58,9%, el Petróleo Residual 6 (PR6) con un 24,3%, el Petróleo Diesel 2 (PD2) con un 9,2% y el Bagazo de caña con un 5,6% (MITINCI 2000). Ver el Figura 5-1.

Los combustibles derivados del petróleo representan el 94,4% del consumo total de combustibles en las calderas. La biomasa representa el 5,6% restante.

Figura 5-1: Consumo anual de combustibles según la Encuesta Nacional de Calderas



Fuente: MITINCI (2000)

5.3.3 Generación de vapor

La mayoría de calderas producen vapor saturado entre 7 y 8 bar de presión (MITINCI 2000). No se dispone de información real de generación de vapor (t/año) debido a que la mayoría de empresas no miden la cantidad de vapor generado en las calderas por carencia de instrumentos de medición.

5.3.4 Factor de carga

El factor de carga se define como la relación entre el nivel actual de producción de vapor de la caldera y su máxima capacidad de producción de vapor.

Según la información proporcionada por la ENC, se ha estimado que las calderas trabajan con un factor de carga promedio de 43%.

La evaluación de las 40 calderas de 5 Departamentos (CENERGIA 2001) da como resultado un factor de carga promedio de 62%.

La evaluación de las 40 calderas de Lima (Jiménez et al. 2001) proporciona un factor de carga promedio de 38%. En este caso el factor de carga se ha calculado en base a los consumos de combustible actual y nominal, lo cual no es el procedimiento más adecuado, por lo que dicho promedio no resulta muy confiable.

En general dichos resultados indican una generación de vapor por debajo de la capacidad máxima de las calderas. Lo recomendable es que las calderas trabajen entre 60 y 70% de su capacidad de generación de vapor, rango en el cual típicamente una caldera alcanza su máxima eficiencia.

Un síntoma típico de que una caldera está trabajando con un factor de carga bajo es que presenta un número elevado de arranques y paradas, sobretodo si la caldera trabaja con quemador de regulación On-off.

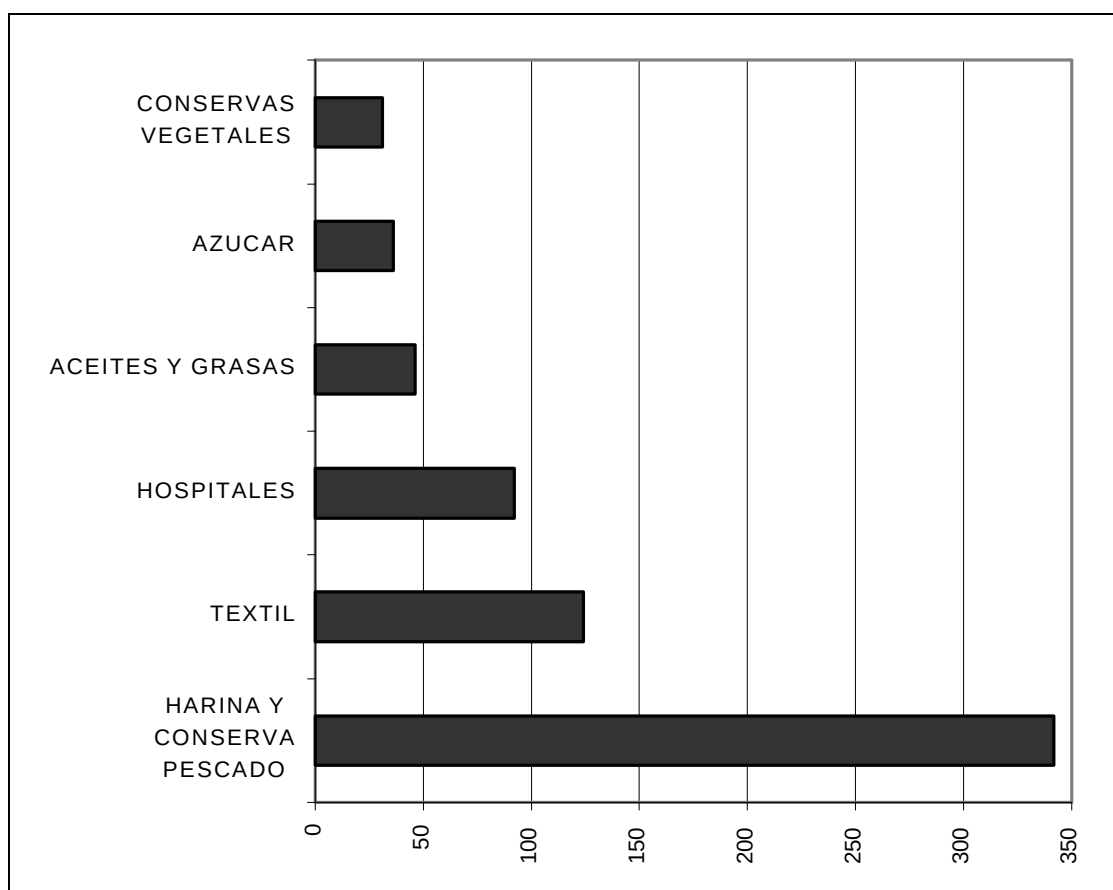
En el Perú la fuerte recesión económica de los últimos años, ha venido afectando sistemáticamente el crecimiento del sector productivo. Según la opinión de los empresarios expresada en una encuesta del INEI²², esto se debe principalmente a la contracción de la demanda, la falta de crédito y la competencia desleal (contrabando y comercio informal). De tal modo, la mayoría de las empresas vienen operando actualmente por debajo de su capacidad instalada, lo mismo que sus sistemas de generación de vapor, repercutiendo en la disminución de la eficiencia energética de las calderas y el aumento del nivel de emisiones de CO₂ en relación a la producción de vapor.

5.3.5 Sectores

Las calderas pertenecen a empresas de 61 códigos CIU revisión 3 (ENC, MITINCI 2000). CIU es la abreviatura de Clasificación Industrial Internacional Uniforme.

²² Instituto Nacional de Estadística e Informática

Figura 5-2 : Número de Calderas por Sectores



Fuente: MITINCI (2000)

Como se puede observar en el Figura 5-2, los sectores con mayor número de calderas son: Elaboración y conservación de pescado y productos de pescado CIIU 1512 (29,8%), Preparación e hilatura de fibras textiles, tejeduría de productos textiles CIIU 1711 (10,8%) y, Actividades de hospitales CIIU 8511 (8,0%).

5.3.6 Localización

Las calderas están localizadas en 21 de los 24 Departamentos en que se divide políticamente el Perú (MITINCI 2000).

El mayor número de calderas corresponde a los Departamentos de Lima (36,7%), Ancash (13,4%) y, La Libertad (7,5%). Las mayores potencias acumuladas corresponden a los Departamentos de Lima (25,5%), Ancash (18,1%) y, La Libertad (11,7%).

5.3.7 Mantenimiento

El mantenimiento preventivo es un factor clave para garantizar un buen funcionamiento y el logro de una alta eficiencia energética de las calderas. El programa de mantenimiento permite que todos los componentes de la caldera se mantengan en buenas condiciones de operación y eficiencia, desde su puesta en marcha y a lo largo de la vida útil de la misma.

Normalmente los fabricantes de calderas recomiendan un programa de mantenimiento preventivo que incluyen actividades de mantenimiento diario, semanal, mensual, anual; pruebas de performance, registros, acciones en casos de fallas, entre otros. Dicho programa de mantenimiento debe formar parte de las actividades rutinarias de las empresas.

En el caso de las empresas que participaron en la ENC, la cultura de mantenimiento preventivo no es generalizada y en muchos casos se practica más el mantenimiento correctivo, por el cual la caldera o sus componentes se reparan sólo cuando ocurren desperfectos. Ello ocurre principalmente porque la crisis económica que viven las empresas no les permiten asignar presupuestos fijos para mantenimiento preventivo, pues existen otras prioridades como los aspectos de producción, pago de salarios, energía, etc.

Según la ENC, el 24,3% de las empresas cuentan con un programa de mantenimiento anual, 33,6% semestral, 14,6% mensual, lo cual quiere decir que no todas las empresas asignan la misma importancia a las actividades de mantenimiento. Asimismo, el 16% de las calderas necesitan mantenimiento mayor y el 11% requieren ser reemplazadas por calderas nuevas, conforme se puede observar en la Tabla 5-6. El resto de las empresas no han informado acerca del mantenimiento de sus calderas. En general, la calidad del mantenimiento varía de una empresa a otra.

El mantenimiento mayor consiste, generalmente, en la limpieza de los tubos, reparación o cambio tubos, limpieza y ajuste del quemador, verificación de controles e instrumentos, entre otros.

Tabla 5-6: Mantenimiento según las Empresas

Situación	N° calderas	Potencia acumulada		
		kW	BHP	%
Mantenimiento mayor	187	945.707	96.422	16,86
Reemplazo	130	753.500	76.825	13,43
n/c	830	3.910.253	398.680	69,71
	1.147	5.609.460	571.927	100,00

Fuente: MITINCI (2000)

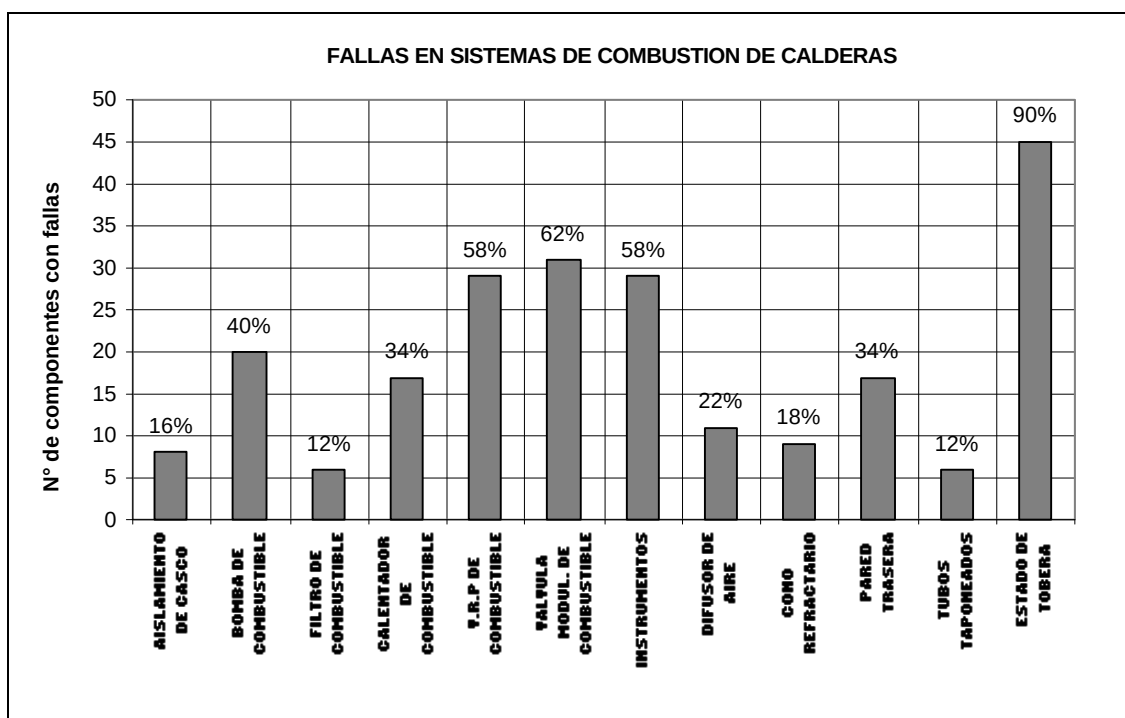
En muchos casos ocurre que además de haber un mantenimiento pobre de la caldera, existe también una operación deficiente de la misma, lo cual agrava el problema y que básicamente resulta por la falta de instrumentos de medición y capacitación técnica de los operadores (en varios casos los operadores de calderas han desempeñado otras funciones en la planta y no han tenido entrenamiento formal en operación de calderas).

Según los resultados de una serie de trabajos de diagnóstico y ajuste de los sistemas de combustión que realizó la empresa consultora CINYDE S.A.C. de Perú en 50 calderas de diversas plantas industriales a nivel nacional de los sectores pesquería, papel y pilas en

el transcurso del año 2001 (V. Arroyo 2001, ver Figura 5-3), los componentes que más fallas presentaron fueron las toberas o boquillas de los quemadores (45 de 50 calderas), básicamente por su desgaste debido al uso prolongado, hasta 15 años en algunos casos (lo recomendable es usar toberas no mas de 3 años). Ello implicaba mala atomización del combustible e inadecuada mezcla con el aire.

Otras deficiencias importantes fueron la falla de las válvulas reductoras de presión y moduladoras de flujo de combustible. Asimismo el mal estado de la instrumentación agravó el problema; pues no era posible saber con certeza los valores de los parámetros de combustión (principalmente presiones de inyección de combustible y medio de atomización y temperatura de inyección de combustible). Ello aunado al mal estado de conos refractarios y difusores de aire en varios casos, implicaban situaciones de combustión deficientes que demandaban usar más exceso de aire del necesario con el consiguiente elevado consumo de combustible, dando como resultado eficiencias energéticas de las calderas bastante bajas.

Figura 5-3: Estado de los sistemas de combustión en 50 calderas de vapor



Fuente: V. Arroyo (2001)

Para efectos de la determinación de la Línea de base se asume que la efectividad de las actividades de mantenimiento se irán mejorando progresivamente en las empresas a medida que mejore la situación económica de las mismas, permitiendo a su vez mejorar los aspectos de gestión, asignar más recursos para el mantenimiento preventivo y la capacitación de personal, de tal manera de acercarse más a las Buenas Prácticas de Gestión y los Estándares Internacionales del rubro. Para ello, de manera complementaria al funcionamiento de los fondos de financiamiento, será necesario considerar la creación específi-

ca de un Programa de Capacitación y Entrenamiento del Personal en Buenas Prácticas de Gestión y medidas de Eficiencia Energética para las empresas que participen del Proyecto de MDL.

5.3.8 Tiempos de Parada y Arranques

El promedio de horas de trabajo de las calderas es de 90 horas/semana. Esto refleja un funcionamiento intermitente de las calderas, ya sea por baja producción (que no permite trabajar 3 turnos diarios) o por baja demanda de vapor (que obliga a parar la caldera por breves momentos con una alta frecuencia de paradas).

En las empresas no se mide el tiempo efectivo de funcionamiento de las calderas con fuego, ni el tiempo de parada ni arranques. Lo que es claro es que a mayores paradas, mayor será el número de arranques de la caldera. Ahora bien, se sabe que a mayor número de arranques, mayor será el consumo de combustible puesto que la caldera se enfría algo al parar y se pierde combustible al calentarse nuevamente hasta su temperatura de trabajo. Por otro lado hay pérdidas por producción de inquemados sólidos y gaseosos derivados de una combustión deficiente que siempre se produce en los procesos de encendido del quemador al arrancar la caldera.

5.4 Eficiencia energética

La eficiencia energética de una caldera se define como la relación entre la cantidad de energía proveniente del combustible que es absorbida por el agua y la energía total liberada por el combustible entregado a la caldera.

La eficiencia energética es un factor clave en la operación de una caldera; pues influye directamente en el consumo de combustible y en el nivel de emisiones de CO₂ que generan durante su funcionamiento. Una caldera que trabaja con una eficiencia energética menor a la máxima posible, consumirá más combustible para generar la misma cantidad de vapor y por tanto emitirá un mayor volumen de gases de combustión.

A continuación se hace una explicación de la metodología usada para la determinación de la eficiencia energética de las calderas de vapor; asimismo se presentan los resultados de las eficiencias obtenidas para las calderas peruanas.

5.4.1 Metodología para la determinación de la eficiencia energética

Las normas extranjeras, aceptadas internacionalmente, para la determinación de la eficiencia energética establecen el método directo y el método indirecto (ASME PTC 4.1, DIN 1942, BSI 845). A continuación se hace una breve descripción de ambos métodos para el cálculo de la eficiencia energética. En el capítulo 10 se proporcionan mayores detalles de ambos métodos; así como sus ventajas y desventajas.

El método directo determina la eficiencia energética promedio durante cualquier intervalo de tiempo de funcionamiento de la caldera (incluyendo el momentáneo). La eficiencia energética promedio refleja la influencia de la variación del estado de operación de la

caldera incluyendo los arranques y paradas del quemador así como las purgas de la caldera. La aplicación de este método requiere, principalmente, la medición del vapor generado y del combustible consumido, que en la mayoría de calderas peruanas no es posible realizar por falta de la instrumentación correspondiente.

El método indirecto determina, únicamente, la eficiencia energética instantánea de la caldera. Para esto determina primero las principales pérdidas de calor, lo cual permite conocer no solo cómo se distribuye el calor aportado por el combustible; sino también facilitar la evaluación de las actuaciones para mejorar la eficiencia energética de la caldera. La aplicación de este método se basa sobretodo en el análisis de gases de chimenea, y no requiere la medición del vapor generado.

5.4.1.1 *Método directo*

El método directo determina la eficiencia energética (E) promedio de la caldera empleando la siguiente expresión:

$$E = \frac{V \times (H - H_w)}{F \times PCI}$$

Donde:

V	<i>Flujo de vapor, kg/h</i>
H	<i>Entalpía del vapor, kJ/kg</i>
H_w	<i>Entalpía del agua alimentación kJ/kg</i>
F	<i>Consumo de combustible, kg/h</i>
PCI	<i>Poder calorífico inferior del combustible, kJ/kg</i>

5.4.1.2 *Método indirecto*

El método indirecto (también llamado método de las pérdidas) determina la eficiencia energética (E) instantánea empleando la siguiente expresión:

$$E = 100 - (P_g + P_i + P_r + P_p)$$

Donde:

P_g	<i>Pérdida de calor por gases de chimenea (%)</i>
P_i	<i>Pérdida de calor por inquemados sólidos y gaseosos (%)</i>
P_r	<i>Pérdida de calor por radiación y convección (%)</i>
P_p	<i>Pérdida de calor por purgas (%)</i>

Para hallar la pérdida de calor por gases de chimenea es necesario analizar el contenido de oxígeno y la temperatura de gases evacuados por chimenea.

Para hallar las pérdidas por inquemados es necesario analizar el contenido de CO (inquemado gaseoso) y medir la concentración de partículas en los gases de chimenea (inquemados sólidos).

Para hallar las pérdidas por radiación y convección, si el aislamiento está en buenas condiciones y la temperatura de la superficie exterior es menor de 60 °C, se utiliza la siguiente fórmula práctica (adaptada de DIN 1942):

$$P_R = \frac{1,13 \times P^{0,7}}{Q}$$

Donde:

P_R *Pérdida de calor por radiación y convección (%)*

P *Potencia de la caldera, MW*

Q *Generación instantánea de vapor, MW*

Para la determinación de la pérdida por purgas, se estimó que ésta es del 1% en virtud de que no es posible hallar con mediciones precisas dicha pérdida.

5.4.2 Eficiencia energética en calderas peruanas

En la ENC sólo se tiene datos de eficiencia energética del 16% de las calderas (184 unidades), las cuales en conjunto representan el 26% de la potencia instalada de la muestra. De dicha información resulta que la eficiencia energética promedio de las calderas sería de sólo 76% (MITINCI 2000), habiendo valores tan bajos como 50%.

Cabe señalar que la información reportada en la ENC sobre eficiencia energética de calderas no es muy confiable, ya que las empresas proporcionaron información basada en simples estimados y en algunos casos en mediciones siguiendo el Método Indirecto principalmente. Asimismo el cálculo de la eficiencia se basó en algunos casos en el Poder Calorífico Inferior ó LHV (Lower Heating Value) del combustible y en otros en el Poder Calorífico Superior ó HHV (Higher Heating Value).

La mayor parte de las empresas desconoce la eficiencia energética con que operan sus calderas por falta de información y/o capacitación y/o asesoría. Muchos operadores de calderas tienen formación empírica, por lo que no hay en estos casos una operación eficiente de las calderas. Posiblemente las calderas cuya eficiencia energética no fue reportada sean las más ineficientes por falta de control de este parámetro. Existe también confusión en muchas de las empresas, que respondieron la encuesta, entre eficiencia energética y eficiencia de combustión. El valor de esta última siempre es mayor que el de la primera.

Adicionalmente, las empresas que realizaron mediciones no lo hicieron bajo un procedimiento técnico aceptado. Por ello las mediciones que realizaron Jiménez et al. (2001) y CENERGIA (2001) en aquellas empresas que proporcionaron información de eficiencia en la ENC, resultaron en varios casos bastante diferentes de los valores reportados en la ENC. Más aún CENERGIA y Jiménez et al. tuvieron ciertas variaciones en las fórmulas para determinar las pérdidas usando el método indirecto, que sus resultados difieren comparativamente.

Tomando como base los datos de las mediciones de campo efectuadas en 80 calderas, por parte de Jiménez et al. (40 calderas de Lima) y CENERGIA (40 calderas de 5 departamentos del Perú), y usando nuevamente el método indirecto (esta vez uniformizado), se ha recalculado la eficiencia energética de las 80 calderas cuyos resultados globales son los que se muestran en la Tabla 5-7 abajo.

Tabla 5-7: Eficiencia energética en calderas Peruanas

Eficiencia Energética ¹	Nº Calderas	%
<70	4	5,00
70 - 74,9	6	7,50
75 - 79,9	9	11,25
80 - 84,9	29	36,25
85 - 89,9	31	38,75
> 89,0	1	1,25
Total	80	100,00

Fuente: Elaboración propia
(1) Basada en LHV

El recalcu lo ha dado como resultado que en el caso de las calderas que evaluó Jiménez et al. (2001) la eficiencia energética promedio es de 82,7 %; asimismo en el caso de las calderas de CENERGIA la eficiencia energética promedio es de 82,1 %.

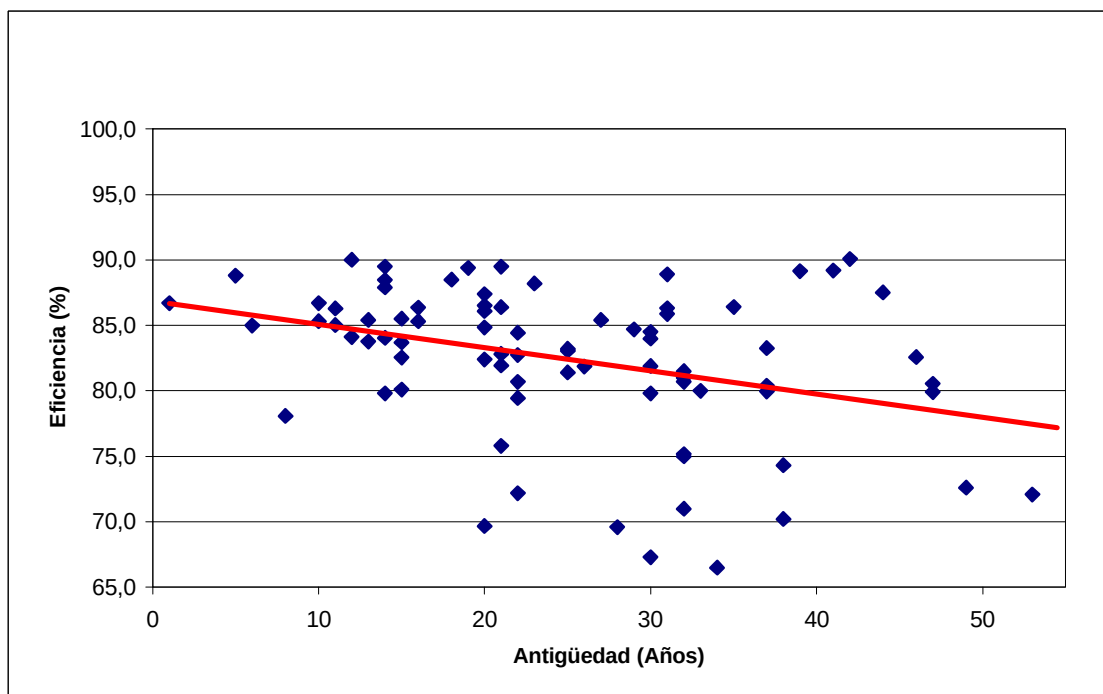
Considerando el conjunto de 80 calderas evaluadas, la eficiencia energética promedio es de 82,4 %, lo cual resulta mayor a la eficiencia promedio de las calderas (76%) que reportaron datos en la ENC (MITINCI 2000). En realidad los valores de eficiencia determinados para las 80 calderas resultan más confiables por haberse hallado en base a mediciones y cálculos estandarizados.

En el Figura 5-4 se muestra cómo varía la eficiencia energética promedio versus la antigüedad de las 80 calderas antes mencionadas. Las calderas con una antigüedad de 30 años o más tienen una eficiencia energética promedio de 80,2 % y las calderas con menos

de 30 años tienen una eficiencia energética promedio de 83,8 %. En 62 años, rango de antigüedad de las calderas peruanas, la eficiencia energética promedio disminuye en 0,17% por año.

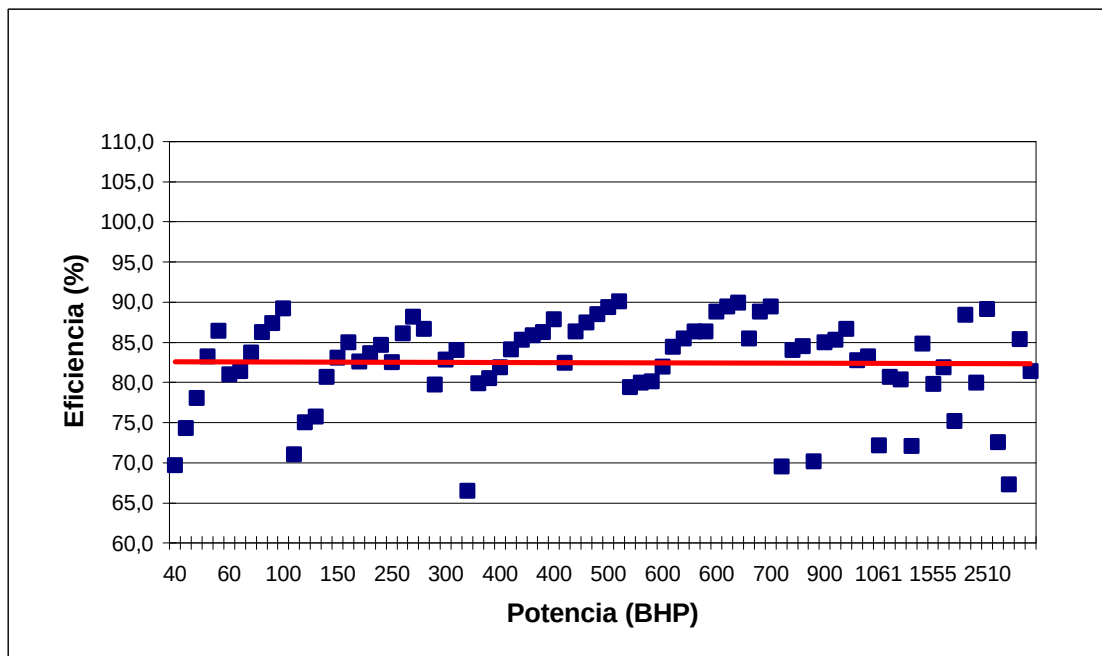
Se ha determinado asimismo que no sólo la eficiencia energética de las calderas disminuye con la antigüedad; sino también que los costos de operación y mantenimiento aumentan con la antigüedad de la caldera (mayor frecuencia y magnitud de reparaciones).

Figura 5-4: Eficiencia energética de calderas versus antigüedad



Fuente: CENERGIA (2001), Jiménez et al. (2001), cálculos propios.

Figura 5-5: Eficiencia energética de calderas versus potencia



Fuente: CENERGIA (2001), Jiménez et al. (2001), cálculos propios.

En el Figura 5-5 se observa la variación de la eficiencia energética promedio versus la potencia (BHP) de las mismas 80 calderas antes mencionadas. No se aprecia alguna variación significativa de la eficiencia energética promedio con la potencia de la caldera.

5.5 Auxiliares

Los principales servicios auxiliares de una caldera son los sistemas de ablandamiento de agua y de suministro de combustible.

5.5.1 Tratamiento de agua

En casi la totalidad de empresas industriales del Perú el tratamiento del agua que se alimenta a las calderas consiste en el ablandamiento del agua mediante resinas de intercambio iónico, con lo cual se remueven los iones de Calcio y Magnesio presentes en el agua (producen incrustaciones) intercambiándolos por iones Na^+ que no producen incrustaciones. La resina se regenera con una solución de Cloruro de Sodio al 10%.

Adicionalmente a dicho ablandamiento, se realiza un tratamiento interno del agua de caldera para eliminar restos de sales de Calcio y Magnesio, así como oxígeno disuelto presente en el agua ya ablandada. Ello se realiza típicamente mediante la adición de productos químicos tales como Fosfatos y Sulfito de Sodio.

De acuerdo a evaluaciones realizadas en las diferentes empresas industriales, el ablandamiento del agua y el tratamiento interno no siempre son realizados de una manera eficaz,

de tal manera que eventualmente se presentan incrustaciones de sales en los tubos de las calderas, lo cual reduce la transmisión de calor y la eficiencia energética de las calderas.

5.5.2 Preparación de combustible

Las calderas que utilizan Petróleo Residual 6 ó 500 (PR6 ó PR500) cuentan con calentadores del combustible, tanto en el tanque de alimentación como en la tubería que suministra combustible al quemador, para conseguir que alcancen la viscosidad adecuada para su fácil bombeo y correcta atomización en el quemador, lo cual favorece su mezcla con el aire y una buena combustión.

Esta operación muchas veces no se lleva a cabo correctamente, por fallas de los elementos de calefacción, mal estado de los dispositivos de regulación y medición de temperatura, etc. Por tal motivo el combustible llega al quemador en algunos casos a una viscosidad que no permite su buena atomización y por consiguiente se produce mayor cantidad de inquemados (CO, hollín principalmente).

5.6 Distribución de vapor y retorno de condensado

En general la distribución de vapor desde la caldera a los usuarios (equipos de calentamiento, máquinas accionadas por vapor, procesos, etc.) se realiza a través de tuberías siendo transportado el vapor por la misma presión existente en la caldera.

Una vez que el vapor entrega su energía al usuario (ya sea calor o trabajo) se condensa, pudiendo ocurrir que retorne a la caldera como agua de alimentación, previo almacenamiento en un tanque de condensado, o simplemente se descargue al desagüe de la planta, en cuyo caso no hay recuperación de su energía residual (calor sensible).

Casi en la totalidad de las empresas las tuberías de distribución de vapor y retorno de condensado están aisladas; aunque algunas veces presentan fugas de vapor ya sea por las mismas tuberías y trampas de vapor en mal estado.

En general la recuperación de condensados se practica en la mayoría de empresas; aunque el grado de recuperación varía de una empresa a otra, pudiendo estar en el rango de 10 a 95 % de recuperación.

Si bien dichos aspectos influyen en el consumo global de combustible en la planta, no influyen en la eficiencia misma de las calderas.

6 Evaluación de Opciones Tecnológicas para la Mitigación de CO₂

6.1 Reemplazo de calderas

En el Perú existen diversos proveedores de calderas de diferentes marcas, tipos, potencias, presiones, combustibles; tanto de fabricación nacional como extranjera, principalmente de Colombia y Estados Unidos, en menor medida de países europeos.

También existen proveedores de equipos para calderas, sistemas de control automático, equipos de recuperación de calor, componentes de los sistemas de combustible, así como repuestos diversos.

Las calderas que suministran los proveedores por lo general están provistas con equipamiento estándar en lo referente a eficiencia energética. Por ejemplo, tienen controles mecánicos de exceso de aire en lugar de controles electrónicos con corrección por oxígeno, llevan válvulas manuales para la purga en lugar de controles automáticos de purga en base a la conductividad del agua de caldera; así tampoco tienen economizadores para recuperación de calor, y los quemadores son de tipo convencional (no son de tipo Low NO_x), entre otros. Los equipos adicionales para uso eficiente de energía normalmente se adquieren opcionalmente a un mayor costo, por lo que los usuarios no los consideran, aunque en muchos casos resultaría rentable la inversión adicional que se pagaría con los ahorros de energía.

Los costos referenciales de las calderas estándar son del orden de US\$ 20.900 a 174.900 para potencias de 50 a 1000 BHP (490 a 9.808 kW), como se observa en la Tabla 6-1. Ello no considera el costo por el montaje de la caldera que podría significar un 3 a 5% del costo de la misma.

Tabla 6-1: Costos referenciales de calderas de vapor

POTENCIA		TIPO COMBUSTIBLE.	COSTO. US\$
kW	BHP		
490	50	PD2	20.900
981	100	PD2	39.600
2 942	300	PR6	65.880
4 904	500	PR6	91.699
7 846	800	PR500	144.160
9 808	1.000	PR500	174.900

Fuente: APFCC (2001)

Cabe señalar que en el Perú la mayoría de fabricantes de calderas de vapor (no más de 10 empresas) sólo fabrican calderas hasta potencias de 800 BHP, habiendo solo una empresa que fabrica hasta 5000 BHP. En el caso de los proveedores de calderas de fabricación extranjera, éstos pueden suministrar unidades de potencias mayores a 5000 BHP.

Según los fabricantes, la vida útil esperada de una caldera es de unos 30 años o más según el grado de mantenimiento y condiciones de operación a la que haya estado sometida. Según la ENC, en el Perú hay un 24% de calderas con más de 30 años de antigüedad, habiendo incluso un 3% de calderas con más de 50 años de antigüedad.

Una de las razones por las que en el Perú se tiene calderas muy antiguas es que en muchas empresas no se tiene los recursos económicos necesarios para adquirir una nueva unidad (crisis económica, recesión, otras prioridades, etc.), por lo que se prefiere renovar por partes una caldera (por ejemplo cambiando todos o parte de los tubos, el casco, el quemador, etc.), con lo que los gastos se fraccionan y permite seguir trabajando a la caldera sin parar la producción; aunque ello signifique a la larga un mayor gasto en comparación con una caldera nueva.

De acuerdo a la experiencia, y desde el punto de vista de la eficiencia energética, una caldera antigua puede tener una eficiencia similar a una caldera nueva siempre y cuando tenga un buen mantenimiento y se opere adecuadamente. Lamentablemente, éste no es el caso de la mayoría de las calderas antiguas en el Perú, que al igual que muchas calderas nuevas o de mediana antigüedad no tienen un mantenimiento óptimo ni se trabajan en condiciones de máxima eficiencia. Asimismo, muchas calderas antiguas tienen que trabajar en condiciones de baja exigencia (bajo factor de carga) por tener debilitada su estructura (tubos, casco, etc.), significando ello trabajar a una menor eficiencia.

Para fines del estudio se asume que las calderas de la ENC con una antigüedad mayor a 30 años son potencialmente renovables, es decir son factibles de reemplazar por otra unidad totalmente nueva.

6.2 Opciones para mejorar la eficiencia energética

Existen diferentes medidas para incrementar y mantener la eficiencia energética de una caldera en niveles óptimos, que permiten lograr ahorros, reducir costos operativos y las emisiones de gases al ambiente.

Existen medidas que son parte del mantenimiento preventivo y la operación normal de las calderas (lo que se denomina “buenas prácticas de gestión o good housekeeping”), y el costo de su implementación es parte del costo operativo de las calderas; asimismo, si no se implementan o se hacen deficientemente ocurre que las calderas trabajan con eficiencias bajas o simplemente no pueden trabajar ya sea por mal funcionamiento de algún componente o por cuestiones de seguridad (riesgos).

Existen otras medidas que constituyen opciones de mejora de eficiencia de las calderas que normalmente no vienen incorporadas en las unidades cuando se adquieren, dado que

requieren una mayor inversión, que resulta muchas veces justificable, aunque ello no se analiza por lo común al momento de adquirirse una caldera.

6.2.1 Medidas de buenas prácticas de gestión (good housekeeping)

A continuación se hace una breve descripción de las medidas que son parte del mantenimiento y operación normal en las calderas, algunas de las cuales no implican ninguna inversión.

1. **Ajustar el exceso de aire.** Consiste en ajustar el flujo de aire en el quemador hasta conseguir un nivel de oxígeno de 3,5 a 4% en el gas de chimenea, sin que se produzcan demasiado inquemados (monóxido de carbono, hollín) en los productos de combustión. El ajuste se realiza en todo el rango de modulación del quemador posicionando el mecanismo de regulación aire-combustible del quemador (varillas y leva) que lleva toda caldera, observando la apariencia de los humos, es decir la presencia de hollín (ajuste grueso) ó mediante análisis de gases de chimenea (ajuste fino) que da mejores resultados. El ajuste lo realiza usualmente un tercero que cuenta con analizador de gases portátil y experiencia en la metodología de ajuste de combustión. Pocas empresas cuentan con analizadores de gases y personal entrenado en realizar ajustes con dicho analizador.
2. **Ajustar temperatura y presión de inyección del combustible al quemador.** Consiste en trabajar con los parámetros de operación óptimos indicados por el manual de la caldera, ajustados en campo según la calidad del combustible. Ello ayuda a una combustión eficiente.
3. **Ajustar el tiro (presión dentro del hogar).** Se consigue posicionando el damper de la chimenea hasta conseguir una presión que permita una buena combustión y llama de forma adecuada.
4. **Operar la caldera a factores de carga entre 60 y 70%.** En este rango la caldera trabaja a su máxima eficiencia. Esta mejora se puede conseguir operando el quemador de la caldera en posición "manual", lo cual se puede aplicar en aquellas calderas de plantas con procesos estables. La implementación de esta medida depende de las características de la demanda de vapor en la empresa (si es estable o fluctuante) y de la capacidad de la caldera (en las calderas pequeñas cuyos quemadores no son modulantes no es posible aplicar esta medida).
5. **Reducir la presión de vapor al mínimo posible.** Consiste en ajustar el límite máximo de presión de trabajo en el presóstato de la caldera, que permita tener un vapor a la temperatura y presión conveniente en los usuarios, sin necesidad de generarlo a demasiada presión consumiendo mayor energía.
6. **Mantener en buen estado componentes del sistema de combustión.** Consiste en realizar un mantenimiento preventivo adecuado a la bomba, calentador de combustible (caso de residuales), válvula moduladora, leva, quemador (especialmente la boquilla de atomización), cono refractario, difusor, etc. El buen funcionamiento de es-

tos componentes asegura una buena combustión con bajos niveles de exceso de aire y una alta eficiencia de la caldera.

7. **Mantener en buen estado la instrumentación y controles.** Consiste en tener operativos los manómetros, termómetros, reguladores de presión y flujo de combustible para garantizar una buena combustión en el quemador.
8. **Mantener en buen estado los refractarios y aislamiento,** para evitar las pérdidas de calor por paredes.
9. **Limpiar tubos en el lado de los gases y agua.** Consiste en deshollinar los tubos en el lado de los gases o eliminar depósitos de sales en el lado del agua. Ello permite mejorar la transmisión de calor gases-agua e incrementar la eficiencia de las calderas.
10. **Cambiar tubos cuando sea necesario.** Consiste en cambiar los tubos deteriorados que usualmente se les cierra para que no pase el agua, reduciendo el área de transmisión de calor y la eficiencia de la caldera.

De acuerdo a la experiencia en Perú, se ha visto que las 7 primeras medidas no son tomadas en cuenta en forma adecuada por todos los usuarios de calderas, por lo que muchas unidades, aún siendo nuevas o medianamente nuevas, muestran eficiencias bajas. La deficiencia más común en las calderas es la falta de mantenimiento adecuado de los componentes del sistema de combustión (especialmente el quemador y controles), lo que obliga a los operadores a usar más exceso de aire del normal para evitar tener demasiado hollín en chimenea, reduciendo así la eficiencia de la caldera.

6.2.2 Medidas de inversión para mejorar la eficiencia energética

Dentro de las medidas de inversión para incrementar la eficiencia de las calderas, las siguientes medidas son las más importantes para el caso de Perú:

1. Instalar sistema de control automático del exceso de aire.
2. Implementar purga automática.
3. Cambiar quemador de fuel oil ineficiente por quemador dual gas-fuel oil.
4. Implementar economizador.

Estas medidas requieren de inversiones que pueden fluctuar entre los US\$ 10.000 y los US 60.000 dependiendo de la medida seleccionada y del tamaño de la caldera a la cual se aplica. Las dos primeras medidas son casi independientes del tamaño de la caldera; mientras que las dos últimas si lo son.

Es importante mencionar que estas medidas por sí mismas implican un gasto adicional de mantenimiento para garantizar su operatividad; asimismo requieren de las medidas de buenas prácticas de gestión para garantizar los ahorros por su implementación. Así, por ejemplo, el sistema de control automático del exceso de aire no tendrá éxito si es que la boquilla del quemador está gastada y produce mala combustión, o si la presión y temperatura del combustible no es la adecuada, todo lo cual obligará a usar más exceso de aire anulando la finalidad del sistema de control.

La oferta tecnológica para la optimización de las calderas peruanas está conformada por las medidas opcionales antes mencionadas que ahora estarían al alcance del usuario considerando un posible financiamiento gracias a los certificados de mitigación de CO₂ cuya factibilidad se analiza en el presente estudio.

Dichas tecnologías energéticas se caracterizan por lo siguiente:

- Constituyen tecnologías probadas comercialmente a nivel mundial.
- La eficiencia energética que se consigue puede sostenerse en el tiempo.
- Se pueden instalar en todas las calderas con potencial de mejora energética, con la única limitación de la rentabilidad de la inversión.
- La vida útil de dichas tecnologías, 10 años en promedio, resulta adecuada considerando la vida útil restante de la mayoría de las calderas donde se implementarían.
- Requieren de un mantenimiento preventivo adecuado, no sólo de la tecnología en sí misma; sino también de la caldera en general.

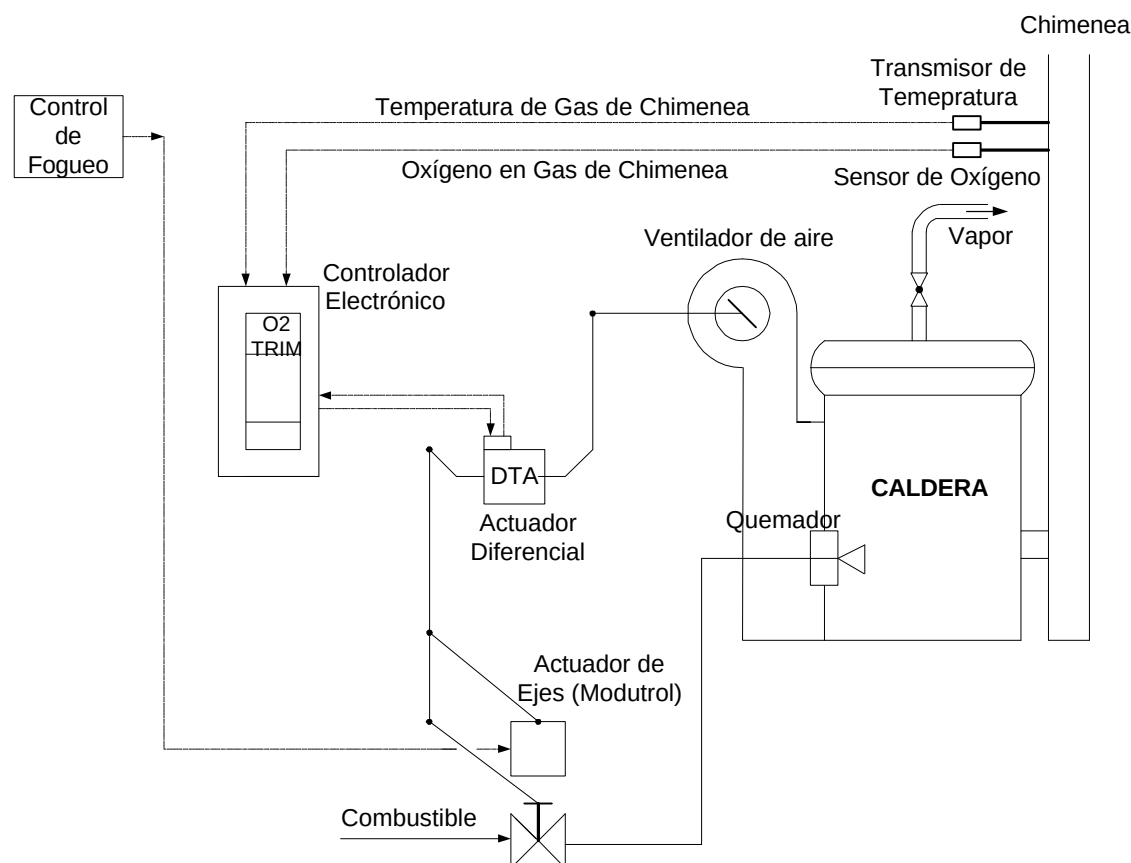
A continuación se hace una descripción de las tecnologías propuestas para mejorar la eficiencia de las calderas.

6.2.2.1 *Instalar sistema de control automático del exceso de aire*

Consiste en regular el flujo de aire y combustible en el quemador hasta conseguir un nivel de oxígeno de 3,5 a 4% en el gas de chimenea, sin que se produzcan demasiado inquemados. Un exceso de aire por debajo del recomendado es causa de la presencia de inquemados en los gases de combustión CO, hollín, etc.). Por otro lado, un exceso de aire por encima del recomendado supone un mayor consumo energético en calentar un aire adicional innecesario.

La regulación se realiza en todo el rango de modulación del quemador posicionando automáticamente la válvula de combustible y damper de aire mediante un controlador electrónico que recibe la señal de un sensor de oxígeno en continuo instalado en chimenea. El sistema es una mejora de los sistemas mecánicos convencionales instalados en toda caldera (válvula de combustible y damper de aire movidos en paralelo por varillas accionadas por un modulador que a su vez responde a los cambios en presión de vapor de la caldera), ya que incluye en forma adicional un controlador electrónico (procesador), un posicionador diferencial, un sensor de oxígeno y un registrador, si se quiere. En la Figura 6-1 se muestra un esquema de un sistema de control de exceso de aire típico.

Figura 6-1: Sistema de control automático de exceso de aire



Fuente: Adaptado de “Preferred – RimcorInstruments” (Boletín CS-PCC-II-1034, EEUU)

Dicho sistema de control automático se justifica mayormente en calderas de capacidades mayores a 300 BHP (Diesel) ó 600 BHP (Residual) y que tengan operación continua mayor a 5000 h/año. El costo local de dicho sistema de control automático, cuyos componentes son importados, es de US\$ 17.000 (incluye instalación). El sistema tiene gastos de mantenimiento básicamente por reemplazo del sensor de oxígeno (Óxido de Zirconio) y calibraciones. La variación del costo del sistema mismo en función del tamaño de caldera es muy poco considerando que los componentes principales y más costosos (sensor de oxígeno y controlador) son casi independientes del tamaño de caldera.

La mejora de la eficiencia energética es de 2% a 4%. La inversión requerida es del orden de US\$ 16.000 a US\$18.000 para potencias de 981 kW a 9.808 kW (300 BHP a 1000 BHP), como se observa en la Tabla 6-2.

Tabla 6-2: Costos de inversión para control automático de exceso de aire

CAPACIDAD.	CAPACIDAD	COSTO
kW	BHP	US\$

981	100z	16 000
2.942	300	16 000
4.904	500	18 000
7.846	800	18 000
9.808	1 000	18 000

Fuente: Cotización local

Para calderas de menor capacidad lo recomendable es vigilar periódicamente (digamos cada mes o dos meses) el exceso de aire mediante un analizador de gases (O_2 , CO_2 , CO) electrónico portátil que resulta más económico. En este caso el costo del equipo es de sólo US\$ 1.800. El equipo requiere gastos de mantenimiento por reemplazo de las celdas de análisis de gases cada 2 años aproximadamente.

6.2.2.2 Implementar purga automática

Una caldera debe purgarse para evitar que las sales disueltas en el agua dentro de la misma se concentren a tal punto que producen arrastres (carryover) y depósitos perjudiciales. Para tal efecto se extrae una pequeña cantidad de agua del interior de la caldera y se reemplaza con agua de aporte fresca.

La purga es usualmente realizada en forma manual. Si la purga es insuficiente puede causar incrustaciones y arrastres, mientras que si la purga es excesiva produce pérdidas excesivas de energía y agua (agua caliente) y productos químicos.

Las purgas pueden ser desde el fondo (drenaje de la parte baja de la caldera) y desde la superficie (cerca al nivel de agua) dentro del recipiente. Usualmente las calderas pequeñas sólo llevan purga de fondo; mientras que las grandes tienen tanto purga de fondo como de superficie.

Un sistema completo de purga automática del agua de caldera elimina los problemas de la purga manual y está conformado por lo siguiente (ver Figura 6-2):

- **Sistema de purga de superficie:** consiste en un sistema conformado por un sensor de conductividad (mide indirectamente el contenido de sólidos totales disueltos en el agua de la caldera) cuya señal es recibida por un controlador que gobierna a una válvula de la línea de purga. Si la conductividad está por encima del “set point”, el controlador abre la válvula de purga, y si el “set point” está por debajo, se abre la válvula de purga. El resultado es una purga justo y necesaria que impide derroche de energía por una purga manual excesiva.
- **Sistema de purga de fondo:** consiste de un temporizador que gobierna una válvula de la purga de fondo de la caldera, la cual se abre bajo una cierta frecuencia y por un tiempo breve definido por ensayo.

El sistema completo de purga automática tiene un costo máximo de US\$ 10.000 (incluida la instalación), según se muestra en la Tabla 6-3. Asimismo, tiene gastos de manteni-

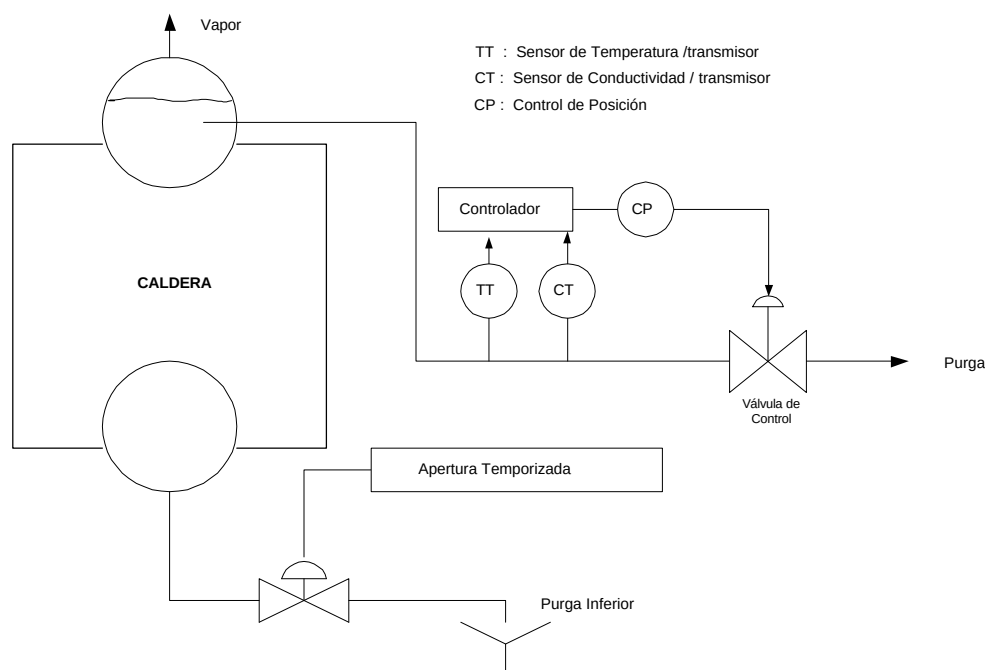
miento por cambio y calibración del sensor de conductividad principalmente. Se justifica mayormente en calderas de capacidades mayores a 100 BHP (Diesel) ó 300 BHP (Residual) y que tengan operación continua mayor a 5000 h/año. El ahorro que se consigue con la purga automática es del orden de 0,5% a 2%.

Tabla 6-3: Costos de inversión para control automático de purga

CAPACIDAD. kW	CAPACIDAD BHP	COSTO US\$
981	100	8.000
2.942	300	8.000
4.904	500	10.000
7.846	800	10.000
9.808	1 000	10.000

Fuente: Cotización local

Figura 6-2: Sistema de control automático de purga



Fuente: Elaboración propia

6.2.2.3 *Cambiar quemador de petróleo ineficiente por quemador dual gas- petróleo*

Consiste en cambiar el quemador obsoleto, deteriorado e ineficiente (en algunos casos sin repuestos en el mercado local) de una caldera por otro nuevo y de alta eficiencia que permita operar la caldera con bajo exceso de aire e inquemados.

La estrategia de cambio sería usar quemadores duales (petróleo-gas natural) que permitirían quemar petróleo eficientemente (ahorros de combustible de hasta 6%) hasta que llegue el gas natural a Lima (marzo 2004), donde se concentra el mayor mercado del gas, y luego quemar gas natural obteniéndose mayores ahorros aún por su menor costo energético además de menores emisiones al ambiente.

La inversión requerida por el cambio de quemador depende del tamaño de caldera y puede fluctuar según se muestra en la Tabla 6-4 (quemadores de alta tecnología). Dichos montos incluyen el costo del quemador dual en sí y su instalación; mas no incluye el costo de las tuberías de gas, tren de válvulas y estación reductora de presión que serían necesarios si se usa gas natural, lo cual se puede instalar recién cuando esté disponible el gas en el 2004, mientras tanto se usaría sólo el quemador para quemar combustibles líquidos derivados del petróleo.

La vida útil de un quemador según los fabricantes es de 10 años por lo menos. Aunque también influyen las condiciones de operación y mantenimiento de la caldera.

Tabla 6-4: *Costos de inversión para quemadores duales*

CAPACIDAD kW	CAPACIDAD BHP	COSTO US\$
981	100	30.800
2.942	300	33.000
4.904	600	36.250
7.846	800	39.150
8.827	900	39.600
9.808	1.000	40.800

Fuente: SAACKE – fabricante de quemadores

6.2.2.4 *Implementar economizador*

Un economizador es un equipo de intercambio de calor gases-agua que permite recuperar parte del calor contenido en los gases de chimenea de la caldera calentando el agua que se alimenta a la misma caldera. El economizador consta de un casco que se instala en línea en la chimenea, dentro del cual hay un haz de tubos aleteados dentro de los cuales circula el agua a calentarse y exteriormente los gases. Con ello se logra reducir la temperatura de gases de chimenea e incrementar la eficiencia de la caldera.

La mayoría de calderas, especialmente las pirotubulares, no son vendidas con economizador, salvo que así lo requiera el usuario, lo cual por lo general no sucede en el Perú pudiendo ser rentable (esto lo desconoce muchas veces el usuario).

El costo del economizador depende del tamaño de la caldera donde se instala, ya que para mayor flujo de gases, se requiere mayor tamaño de economizador (ver Tabla 6-5). Por lo general se justifica su instalación en calderas de capacidades mayores a 300 BHP (Diesel) ó 700 BHP (Residual) que tengan operación continua mayor a 5000 h/año. El ahorro de energía que se logra es usualmente hasta 3%.

Tabla 6-5: Costos de inversión para economizadores

CAPACIDAD. kW	CAPACIDAD BHP	COSTO US\$
2.942	300	36.000
4.904	500	39.000
7.846	800	43.000
9.808	1.000	46.000

Fuente: APFCC (2001)

7 Fuentes de Emisión y Límites del Proyecto MDL

Esta sección presenta la identificación de las fuentes de emisión de gases de efecto invernadero (GEI) y gases contaminantes, y determina los límites para la actividad del proyecto MDL.

7.1 Principios para la determinación de los límites del proyecto

Es necesario determinar claramente los límites para cada proyecto MDL. Todas las emisiones de gases de efecto invernadero que se encuentren dentro de los límites del proyecto son monitoreadas durante el periodo de crédito del mismo y comparadas con las emisiones de línea de base. Según la metodología establecida en el Acuerdo de Marrakech²³, se considera como *filtración* a los cambios en las emisiones de gas de efecto invernadero fuera de los límites del proyecto que puedan medirse y atribuirse a la actividad del proyecto MDL. Las reducciones de emisiones monitoreadas deberán ajustarse para filtración.²⁴

Los Acuerdos de Marrakech establecen, además, que “*los límites del proyecto incluirán todas las emisiones antropogénicas generadas por fuentes de gases de efecto invernadero controladas por los participantes del proyecto que seann **significativas** y **razonablemente atribuibles** a la actividad del proyecto MDL.*”²⁵ En consecuencia, de acuerdo con este principio general, los cambios en emisiones pueden excluirse de los límites del proyecto si son muy pequeños o si no pueden atribuirse razonablemente al proyecto. A continuación, se aplicarán estos principios al caso de las calderas peruanas.

Desde un punto de vista tecnológico, el proyecto comprende sólo el incremento de la eficiencia energética en la caldera en sí. Las reducciones de emisiones que resulten de una sustitución de combustible por gas natural, así como por mejoras en la distribución de vapor dentro de la planta, quedan excluidas.

7.2 Fuentes de emisión

Los gases de efecto invernadero (GEI), contemplados en el Protocolo de Kyoto, son el dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), y los gases fluorados como los hidrofluorocarbonos (HFC), hexafluoruro de azufre (SF₆) y perfluorocarbonos (PFC). Los gases fluorados no son relevantes para el caso de los procesos de combustión en calderas industriales. Otros gases contaminantes importantes producidos por las calderas industriales son el monóxido de carbono (CO), los óxidos de nitrógeno (NO_x), el dióxido de azufre (SO₂) y partículas.

²³ Párrafo 51 del Anexo a la decisión 17/CP.7, ver FCCC/CP/2001/13/Add.2

²⁴ Párrafo 59 del Anexo a la decisión 17/CP.7, ver FCCC/CP/2001/13/Add.2

²⁵ Párrafo 52 del Anexo a la decisión 17/CP.7, ver FCCC/CP/2001/13/Add.2

De acuerdo con la Oferta holandesa CERUPT, las fuentes de emisión pueden clasificarse en las siguientes cuatro categorías (CERUPT 2001):

1. **Emisiones directas en el sitio.** Éstas incluyen las emisiones generadas por combustión de combustible y emisiones de proceso en el sitio del proyecto.
2. **Emisiones directas fuera del sitio del proyecto.** Éstas incluyen emisiones aguas arriba y aguas abajo del proyecto, las que están directamente influenciadas por la actividad del proyecto. Incluyen, en principio:
 - *Emisiones directas aguas arriba*, e.g. emisiones relacionadas con la producción, el transporte y la distribución de combustibles utilizados para el proyecto. Un ejemplo es el efecto de emisiones de generación de energía de los proyectos de conservación de energía eléctrica.
 - *Emisiones directas aguas abajo*, e.g. emisiones relacionadas con la electricidad producida por el proyecto que reemplaza la generación de electricidad fuera del sitio.
3. **Emisiones indirectas en el sitio.** Debido a la existencia del proyecto, la demanda de servicios brindados por el proyecto puede variar. Un ejemplo es un incremento en la temperatura promedio en interiores después de la instalación de un sistema de calefacción más eficiente. En el caso de los proyectos de conservación de energía, este efecto se denomina *efecto de rebote*.
4. **Emisiones indirectas fuera del sitio.** Hace referencia a cambios en las emisiones o actividades de secuestro paralelas al proyecto que pueden ocurrir como consecuencia de la existencia del proyecto. Un ejemplo se presenta si la reducción de la tala en un proyecto forestal conlleva a un incremento en la tala en un bosque de algún otro lugar.

Resulta difícil estimar los efectos de las emisiones indirectas en el caso de las calderas industriales peruanas. El incremento de la eficiencia energética en una compañía no influye directamente el comportamiento de otras compañías. Sin embargo, un programa MDL para mejorar la eficiencia energética puede ejercer cierta influencia en el mercado:

Las compañías que participan en el programa MDL incrementan el nivel de eficiencia energética de las calderas, lo que conduce a una reducción del costo de la producción de vapor. Esto puede permitir que las compañías de sectores energéticos intensivos sean más competitivas que las compañías con una eficiencia energética pobre. Una ventaja competitiva en el mercado puede resultar en un pequeño incremento en la producción, asociado a un incremento en la demanda de vapor y, posiblemente, un incremento en las emisiones (efecto de rebote). Por otro lado, un programa MDL nacional de calderas y un posible incremento de la competitividad de las compañías participantes puede también elevar el nivel de conocimiento sobre eficiencia energética en compañías que no desean participar o que no son elegibles para el programa MDL, e.g. debido a lo pequeño de sus calderas. El programa nacional MDL de calderas puede incentivar de manera indirecta a dichas compañías a implementar también medidas costo-efectivas de eficiencia energética

que pueden conducir a una reducción de emisiones indirectas fuera del sitio. Un programa nacional MDL de calderas puede también tener un efecto en el mercado local de calderas, ya que se espera un cambio en la demanda de calderas.

No obstante, parece difícil estimar la medida de dichos efectos y atribuirlos apropiadamente a la actividad del proyecto MDL. Se estima que los efectos sean relativamente pequeños. Se sugiere no incluir posibles cambios en las emisiones indirectas en los límites del proyecto.

A continuación se analizan en detalle las fuentes de emisiones directas.

7.3 Emisiones Directas en el Sitio

El GEI más importante emitido directamente por la chimenea de las calderas es el CO₂, producido por la combustión de combustibles fósiles. Las calderas utilizan principalmente combustibles derivados del petróleo (PR-6, PR-500 y Diesel), los cuales se queman en los respectivos quemadores. Las emisiones de CO₂ de las calderas industriales en el Perú se estiman en el Capítulo 7. El factor promedio de emisión de CO₂ de los combustibles quemados en el país es de aproximadamente 79 t CO₂/TJ.

En la combustión de petróleo también se emite pequeñas cantidades de CH₄ y N₂O. Las emisiones de metano se producen en pequeñas cantidades debido a una combustión incompleta y dependen, entre otros factores, de la temperatura de combustión y el tamaño de la caldera. *Las Directrices del IPCC para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero – versión revisada de 1996*, sugieren un factor de emisión por defecto de 2 kg/TJ para la combustión de petróleo en *Industrias Manufactureras y de Construcción*. En el caso de las *Industrias Energéticas*, se propone un valor de 3 kg/TJ y para el *Sector Comercial / Institucional*, un valor de 10 kg/TJ (IPCC 1996, Manual de Referencia, Tabla 1-7, página 35). El último factor de emisión mencionado se considera el más apropiado para el caso de calderas en el Perú. Tomando en cuenta el potencial de calentamiento global (PCG) del metano (21 veces CO₂), la combustión de 1 TJ de combustible de petróleo produce emisiones de metano de aproximadamente 210 kg CO₂ equivalentes. Comparadas con las emisiones de CO₂ asociadas de aproximadamente 79.000 kg CO₂, las emisiones de metano representan sólo una muy pequeña fracción de las emisiones de CO₂ (0,05-0,27%).

Consideraciones similares se aplican para las emisiones de óxido nitroso. Las emisiones de óxido nitroso se generan en procesos de combustión con temperaturas por encima de 800 K y por debajo de 1200 K. *Las Directrices del IPCC para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero – versión revisada de 1996*, sugieren un factor de emisión por defecto de 0,6 kg/TJ para la combustión de petróleo en todas las categorías relevantes (IPCC 1996, Manual de Referencia, Tabla 1-8, página 36). El óxido nitroso posee un potencial de calentamiento global de (GWP) de 310 veces de CO₂. Tomando en cuenta dicho factor, el efecto de las emisiones de óxido nitroso sería relativamente pequeño, llegando aproximadamente 0,24% de las emisiones de CO₂.

En ambos casos, la incertidumbre con respecto a los factores de emisión adecuados para el metano y el óxido nitroso es grande. Por ello, y debido a la pequeña cantidad de emisiones de metano y de óxido nitroso, se sugiere no estimar estas emisiones. Siguiendo este enfoque, las reducciones de emisiones del proyecto están ligeramente subestimadas, ya que el consumo de combustible se reduce con la mejora de la eficiencia energética.

7.4 Emisiones directas fuera del sitio

En el caso de las calderas, las emisiones indirectas fuera del sitio incluyen sobre todo emisiones aguas arriba consecuencia del suministro de combustible y la generación de electricidad.

7.4.1 Emisiones en la cadena de suministro de combustible

En la cadena de suministro de combustible, se estima que las emisiones de dióxido de carbono y metano son más relevantes. Es difícil estimar las emisiones de dióxido de carbono, ya que no se cuenta con información acerca de la demanda de energía para la exploración, producción, transporte y refinación. En el Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (CONAM 1996) se han estimado las emisiones fugitivas de metano generadas por la producción de petróleo. De acuerdo con el inventario de GEI para 1994, estas emisiones fugitivas por actividades del petróleo se estiman en 1.190 t CH₄ para 342.135 TJ de petróleo refinado; es decir que las emisiones fugitivas fueron de aproximadamente 3,5 kg CH₄/TJ. En consecuencia, se estima que las emisiones fugitivas aguas arriba de metano que resultan del suministro de combustible están en el mismo rango que las emisiones de metano asociadas con la combustión del combustible y no se toman en cuenta aquí.²⁶

7.4.2 Generación eléctrica

Las calderas utilizan energía eléctrica para el accionamiento de los motores de ventiladores (aire de combustión, gases), bombas de agua de alimentación y de combustible, así como en el calentador de combustible (si queman PR-6 ó PR-500).

En una caldera pirotubular promedio más del 99% del consumo energético total (TJ), lo representa el combustible, siendo solamente menos del 1% el consumo eléctrico.

Lo dicho anteriormente se ilustra con el siguiente ejemplo: de acuerdo a información proporcionada por un importante suministrador de calderas en Perú, una caldera típica de aproximadamente 5 MW consume como máximo 142 gal/h de petróleo residual. Los motores eléctricos tienen diferentes potencias: ventilador, 12 HP; bomba de agua, 18 HP (operación continua); bomba de petróleo, 1.2 HP; compresor de aire de atomización, 12 HP (cuando el quemador puede atomizar con aire o vapor; atomiza con aire sólo en el

²⁶ Tal como se indicó anteriormente, el incremento de la eficiencia energética lleva a una reducción de las emisiones aguas arriba. En consecuencia, se subestima ligeramente las reducciones de emisiones del proyecto.

arranque de la caldera y luego con vapor cuando hay suficiente presión); asimismo, el calentador de petróleo es de 13 HP (sólo en arranque, pues luego se calienta con vapor), y el tablero de 0.6 HP. Tomando en cuenta los tiempos en stand-by y los valores de consumo de energía antes mencionados, se puede determinar que la demanda eléctrica representa entre 0,41 a 0,73% de la energía suministrada por el combustible.

En términos generales se puede esperar que la demanda eléctrica en las calderas no será influenciada significativamente por las medidas de eficiencia energética; aunque de hecho el consumo de electricidad se reduce ligeramente con el incremento de la eficiencia energética.

Las centrales termoeléctricas emiten a la atmósfera dióxido de carbono (CO_2). De acuerdo al Balance Nacional de Energía del año 1998 (MEM 1998), el consumo energético de las centrales eléctricas fue de 115.478 TJ (54% hidroenergía, 19% petróleo residual, 17% petróleo diesel, 9% gas natural y 2% bagazo). La emisión global de las centrales eléctricas fue de 67,7 t CO_2 /TJ eléctrico neto.

Tomando en cuenta el factor de emisión de 67,7 t CO_2 /TJ y la demanda de electricidad de hasta aproximadamente 0,0073 kWh de electricidad por kWh de combustible quemado, las emisiones de CO_2 que resultan de la generación de electricidad aguas arriba llegan sólo a 0,5 t CO_2 /TJ de combustible aproximadamente, lo que equivale a cerca del 0,6% de las emisiones directas de CO_2 .

Considerando lo pequeño de esta cantidad y el bajo impacto esperado de la eficiencia energética sobre la demanda de electricidad, se sugiere ignorar los cambios en la emisión aguas arriba por producción de electricidad. Con el fin de tener una figura más clara sobre este efecto, el concepto de monitoreo contenido en el capítulo 10 sugiere monitorear la demanda de electricidad para producción de vapor dentro de un grupo de prueba de 10 calderas.

7.5 Resumen: límites del proyecto

Para el proyecto de calderas industriales en el Perú, se sugiere tomar un límite de proyecto bastante estrecho: sólo se consideran dentro de los límites del proyecto las emisiones de CO_2 producidas por combustión de combustible en las calderas.

En especial, **no** se consideran como resultado de la actividad del proyecto los siguientes cambios de emisiones:

- Efectos de emisión debido a cambios en la demanda de vapor. Dichos cambios pueden ocurrir como resultado de efectos indirectos, e.g. el aumento de la competitividad de la compañía debido a la reducción de los costos de producción de vapor (efecto de rebote).
- Emisiones de metano (CH_4) y óxido nitroso (N_2O) que resultan de la combustión de combustible.

- Emisiones resultantes de la generación de electricidad aguas arriba para el equipo secundario de las calderas (ventiladores, bombas, etc.).
- Emisiones aguas arriba como resultado de la producción, transporte y distribución de combustibles.
- Emisiones aguas arriba relacionadas con la producción de equipo técnico, tales como calderas, quemadores, economizadores, etc.

8 Emisiones Actuales de las Calderas Industriales en el Perú

A continuación se presenta la estimación de las emisiones del gas de efecto invernadero CO₂, de gases contaminantes (NO_x, SO₂ y CO) y de material particulado de las calderas industriales en el Perú. La base principal de la estimación es la Encuesta Nacional de Calderas (ENC) realizada por el MITINCI en el año 2000, en la cual se registraron 1.147 calderas en el país, con una potencia acumulada de 5.600 MW (MITINCI 2000).

8.1 Características de la combustión en calderas

Las emisiones a la atmósfera procedentes de las calderas son el resultado de la combustión de diversos combustibles. Los combustibles más utilizados son el *Petróleo Residual 500* (PR500) y el *Petróleo Residual 6* (PR6), quemados generalmente en calderas con capacidades mayores a 1 MW (100 BHP) aproximadamente. Para el resto de calderas, mayormente, se utiliza el *Petróleo Diesel 2* (PD2) y en algunos casos el Gas Licuado de Petróleo (GLP). También se utiliza el bagazo de caña de azúcar en las plantas azucareras.

Las emisiones de las calderas son liberadas a través de chimeneas directamente a la atmósfera, habiendo pocas calderas que cuentan con ciclones para retener el hollín (partículas); mientras que la gran mayoría no cuenta con ningún equipo para remover partículas ni gases contaminantes.

Los productos de la combustión son el CO₂, H₂O, CO, NO_x, SO₂, CH₄, N₂O, partículas así como O₂ y N₂ del exceso de aire. De éstos gases el CO₂ es el único gas de efecto invernadero (GEI) importante. Los otros GEI, como el CH₄ y N₂O, no son significativos en las emisiones de calderas, conforme se sustenta en el apartado 7.3 de este estudio.

Los gases contaminantes son el CO, NO_x y SO₂. La presencia de CO depende principalmente de la preparación del combustible (petróleos residuales), del proceso de combustión (exceso de aire, grado de mezcla aire-combustible), estado de mantenimiento de los componentes del sistema de combustión, de los arranques y paradas debido a las necesidades de demanda de vapor. El SO₂ está presente en los productos de la combustión de combustibles que contienen azufre, el cual se oxida en presencia del oxígeno del aire de combustión. El contenido de azufre crece del PD2 al PR500. El GLP casi no tiene azufre. Los NO_x provienen tanto de la oxidación del nitrógeno del aire como del poco nitrógeno contenido en el combustible, por efecto de la alta temperatura existente en la llama de la combustión.

La presencia de partículas en los gases de combustión se debe básicamente a las mismas razones que la existencia del CO.

8.2 Metodología

8.2.1 Emisiones de CO₂

La cantidad de emisión de CO₂ en las calderas depende de la cantidad y tipo de combustible consumido y del grado en que se completa el proceso de combustión (conversión del Carbono del combustible en CO₂). El consumo de combustible depende, a su vez, principalmente de la demanda de vapor y la eficiencia de la caldera.

En lo que sigue se hace un estimado de las emisiones de CO₂ en las calderas industriales del Perú, mediante el desarrollo de los siguientes pasos:

1. Estimado del consumo anual de combustible.
2. Aplicación de los factores de emisión con oxidación completa del carbono.
3. Estimado del grado de oxidación incompleta.
4. Calculo de las emisiones de GEI.

La cantidad de las emisiones anuales de CO₂ se calcula para cada tipo de combustible con el consumo de combustible, el factor de emisión y la fracción oxidada del carbono del combustible en el proceso de combustión, de la siguiente manera:

$$Em_{CO_2} = C \cdot EF_{CO_2} \cdot f$$

Donde

Em_{CO_2} : Emisiones anuales de CO₂ (kg)

C : Consumo anual de combustible (TJ)

EF_{CO_2} : Factor de emisión de CO₂ con oxidación completa (kg/TJ)

f : Fracción oxidada del carbono del combustible en CO₂ en el proceso de combustión

8.2.2 Emisiones de SO₂, NO_x y CO

Las emisiones de SO₂, NO_x y CO también dependen de la cantidad y tipo de combustible consumido. Las emisiones de CO dependen también del grado en que se completa el proceso de combustión. Las emisiones de SO₂ no dependen del tamaño de la caldera ni diseño del quemador. Las emisiones de NO_x dependen también del tipo de caldera y del quemador usado.

Para la estimación de las emisiones de SO₂, NO_x y CO se sigue un desarrollo similar, que consta de los siguientes pasos:

1. Estimado del consumo anual de combustible.
2. Estimación y aplicación de los factores de emisión ya sea de SO₂, NO_x ó CO.

3. Cálculo de las emisiones respectivas.

La cantidad de las emisiones anuales de dichos gases se calcula de la siguiente manera:

$$Em_{gas} = C \cdot EF_{gas}$$

Donde

Em_{gas} : Emisiones anuales del gas; SO_2 , NO_x ó CO (kg)

C : Consumo anual de combustible (TJ)

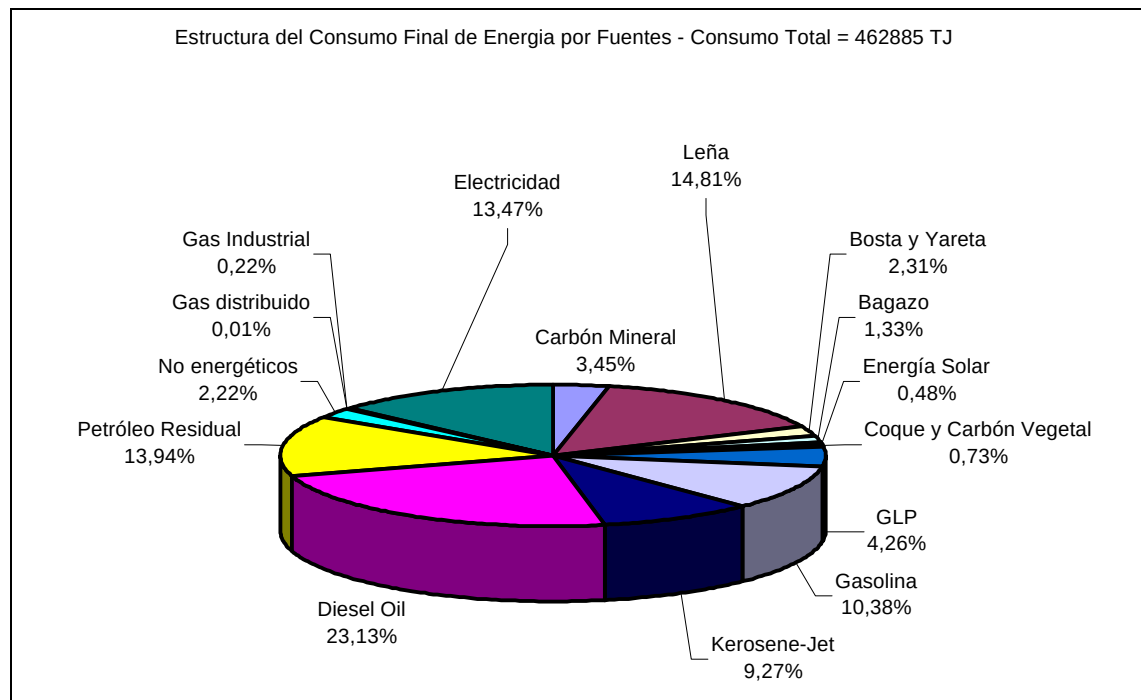
EF_{Gas} : Factor de emisión del gas ; SO_2 , NO_x ó CO (kg/TJ)

8.3 Consumo de Combustible en el Perú

8.3.1 Consumo de combustible en el país

La Figura 8-1 presenta el consumo global de combustible en el Perú de acuerdo con la información estadística macroeconómica incluida en el *Balance Nacional de Energía del Perú – año 2000*, Ministerio de Energía y Minas. En ella se muestra que los usuarios de energía del Perú dependen mucho de combustibles de petróleo tales como *Diesel* y *Residual*.

Figura 8-1: Consumo de energía en el Perú en el año 2000

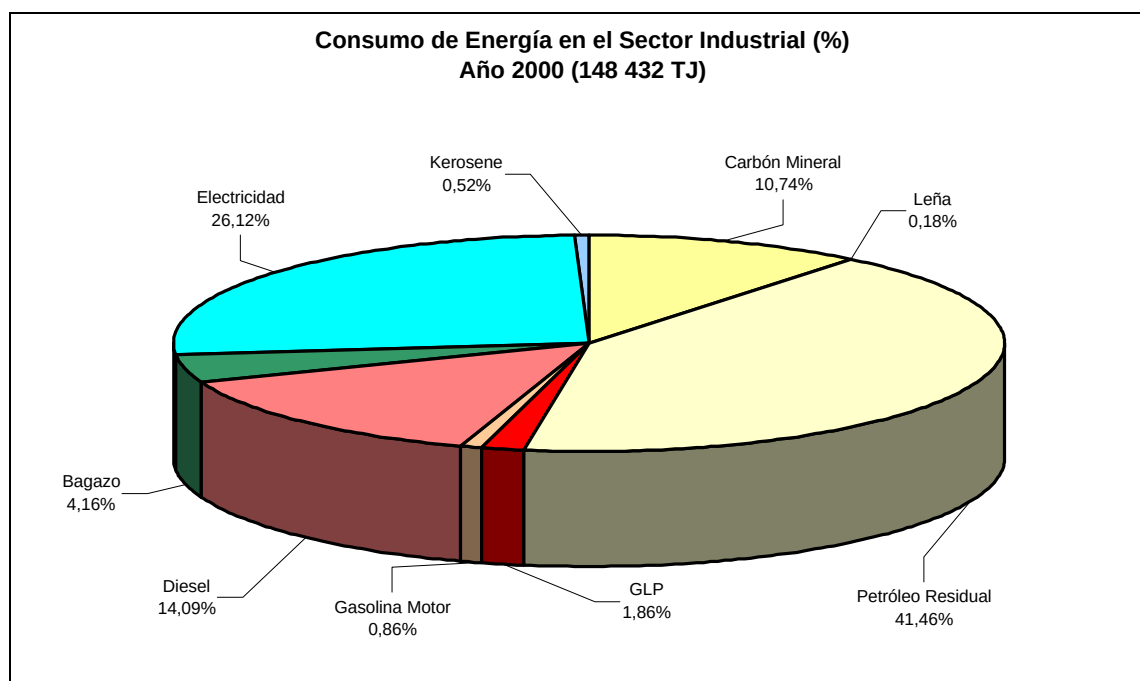


Fuente: Ministerio de Energía y Minas (2001)

8.3.2 Consumo de Combustible en la Industria Peruana

La Figura 8-2 muestra el consumo de energía en el sector industrial peruano (que comprende plantas manufactureras, de procesamiento de pescado, mineras y metalúrgicas, y agroindustriales) en el año 2000. Ella muestra además que los combustibles más importantes en la industria peruana son el petróleo residual y el diesel.

Figura 8-2: Consumo de energía en el sector industrial

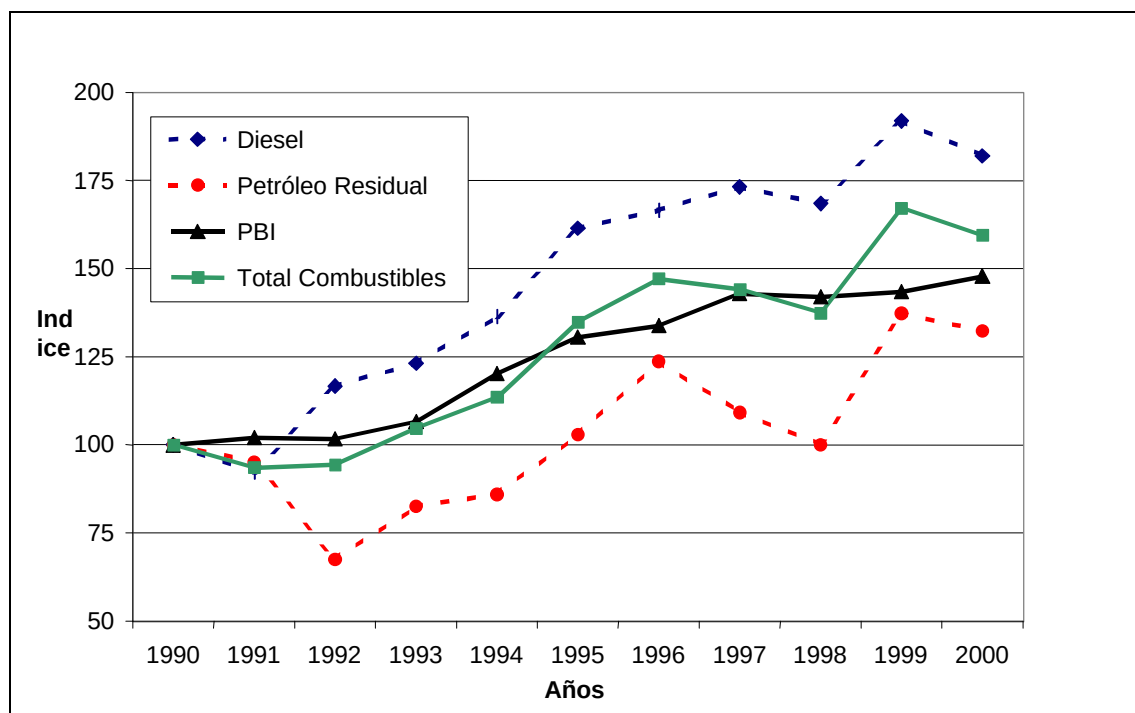


Fuente: Ministerio de Energía y Minas (2001)

8.3.3 La demanda de petróleo y el PBI

La Figura 8-3 muestra el desarrollo de la demanda de petróleo y del Producto Bruto Interno (PBI) en los años 90 en el Perú. Ella muestra que la demanda de combustible ha aumentado a tasas aun más altas que el PBI. El PBI aumentó en un 48% de 1990 al 2000, mientras que, en el mismo periodo, el consumo de combustibles de petróleo se incrementó en un 60% aproximadamente. Asimismo, se puede esperar que en el futuro la demanda de energía en la industria aumente debido al crecimiento económico.

Figura 8-3: Desarrollo del PBI y del consumo de petróleo en el Perú de 1990 a 2000

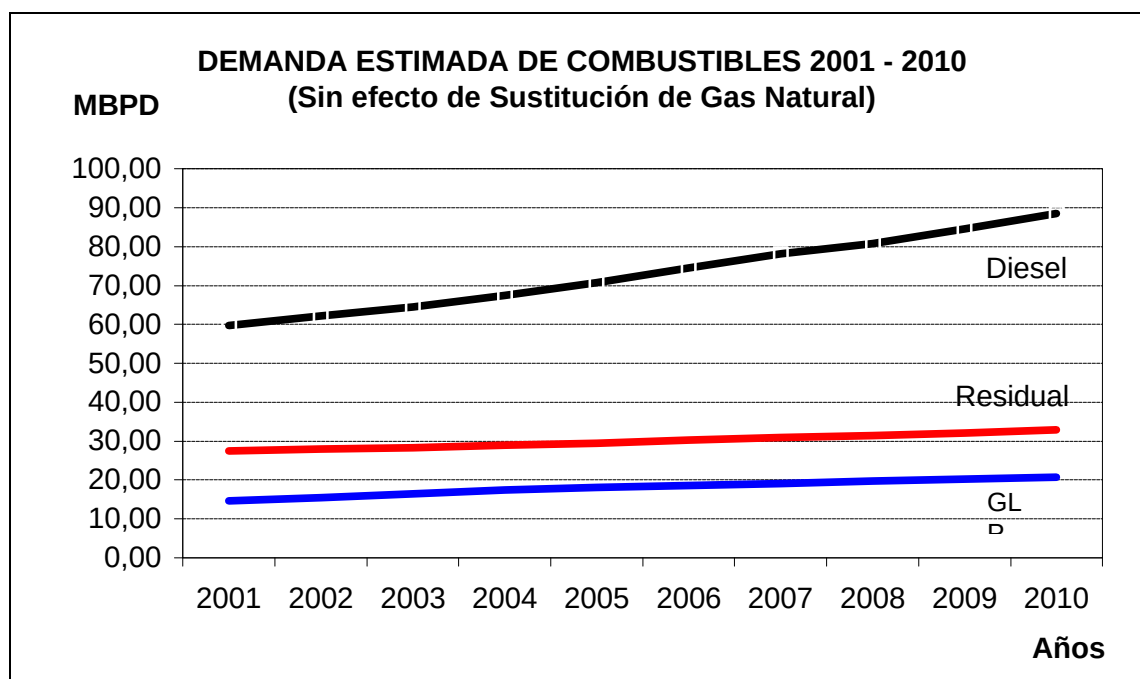


Fuente: Ministerio de Energía y Minas (2001), cálculos propios.

8.3.4 Tendencias de la demanda de combustible

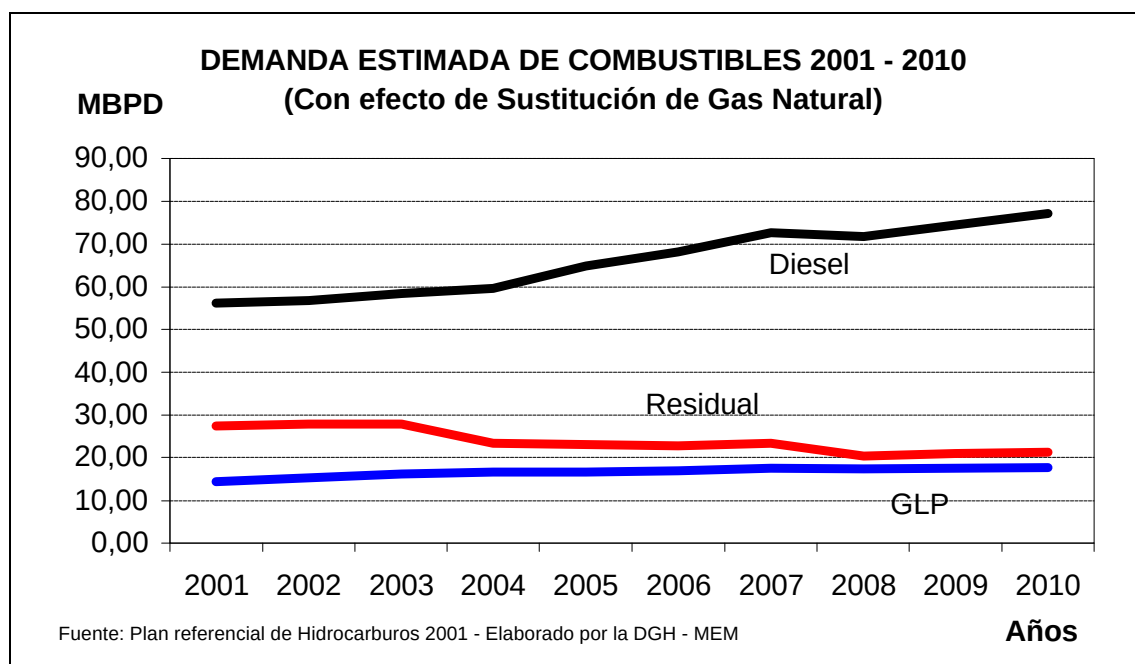
Finalmente, la Figura 8-4 y la Figura 8-5 muestran la demanda proyectada de los principales combustibles utilizados en todos los sectores del Perú para el periodo comprendido entre los años 2000 y 2010. En el primer escenario en la Figura 8-4, no se considera la introducción de gas natural; mientras en el segundo escenario en la Figura 8-5 se reflejan las proyecciones sobre la futura sustitución de combustibles de petróleo y GLP por gas natural.

Figura 8-4: Demanda proyectada de diferentes combustibles en el período 2001 – 2010 en el Perú, sin considerar la sustitución de combustible por gas natural



Fuente: Plan referencial de Hidrocarburos 2001 - Elaborado por Ministerio de Energía y Minas (2002)

Figura 8-5: *Demanda proyectada de diferentes combustibles en el período 2001 – 2010 en el Perú, considerando la sustitución de combustible por gas natural*



Fuente: Plan referencial de Hidrocarburos 2001 - Elaborado por Ministerio de Energía y Minas (2002)

8.4 Consumo de combustible en las calderas industriales del Perú

En este apartado se hace un estimado del consumo de combustibles en las calderas industriales del Perú, así como del número de calderas existentes en el país en base a diferentes fuentes de información. Dicho estimado está afectado por cierta incertidumbre, ya que no todos los sectores cuentan con información precisa acerca de los consumos de energía de sus empresas productivas.

8.4.1 Resultados de la ENC

En el Perú no existe información estadística oficial acerca del consumo de combustibles en las calderas de la industria y menos aún del número de calderas existentes. La mejor base disponible para estimar el consumo de combustible y número de calderas industriales en el Perú es la Encuesta Nacional de Calderas (ENC) que realizó el Ministerio de Industria, Turismo, Integración y Negociaciones Comerciales Internacionales en el año 2000 (MITINCI 2000).

La ENC fue concebida inicialmente para ser respondida por las *empresas manufactureras* incluidas en la Sección D (Divisiones 15 a 37) del CIIU (Clasificación Internacional Industrial Uniforme), lo cual agrupa a unas 18.849 empresas.

Durante el proceso de la encuesta, se incluyó adicionalmente a empresas de otras Secciones y Divisiones no consideradas inicialmente, tales como Hospitales (Sección N, Di-

visión 85), Hoteles (Sección H, División 55) y Lavanderías (Sección O, División 93). Todo ello (Secciones D, N, H, O) contabiliza aproximadamente 19.100 empresas formales.

De acuerdo al MITINCI, 369 empresas participaron en la ENC, reportando 1.147 calderas (5.610 MW en capacidad) en total. Esto incluye empresas de las Secciones D, H, N,O, según se muestra en la Tabla 8-1 siguiente:

Tabla 8-1: Resultados generales de la Encuesta Nacional

SECTOR	N° Empresas	N° Calderas	Potencia en calderas (MW)
Empresas manufactureras	269	649	2825
Empresas productoras de harina de pescado, aceite y enlatados (pesqueras)	66	371	12628
Hospitales	9	92	131
Hoteles y hospedajes	6	11	7
Lavanderías	19	24	18
TOTAL	369	1147	5610

Fuente: Encuesta Nacional de Calderas del MITINCI- 2000

De la Tabla 8-1 se desprende que las empresas manufactureras y pesqueras contabilizaron 335 empresas (90,8% del total), 1.020 calderas (88,8% del total) y el 97,2% de la potencia en calderas.

Considerando solamente las *empresas manufactureras*, Sección D (Divisiones 15 a 37), que están bajo la jurisdicción del MITINCI, la ENC reporta 269 empresas y 649 calderas, contabilizando 2825 MW en potencia de calderas (50,4% del total).

8.4.2 Proyección del consumo de combustibles y número de calderas

Con la finalidad de saber cuán representativa fue la ENC, fue necesario realizar una investigación adicional usando una metodología “top-bottom” a fin de estimar el consumo total de combustibles y el número de calderas de vapor de las empresas industriales en base a información estadística disponible en el MITINCI, el Ministerio de Pesquería, INEI (Instituto Nacional de Estadística), entre otros. **Especial atención se dio a las empresas manufactureras y pesqueras; puesto que es el sector objetivo del presente estudio.**

En la ENC las empresas reportaron sus consumos de combustible en *Galones* (combustibles líquidos) y en *Toneladas* (combustibles sólidos). Dichas unidades se han convertido a unidades de energía (TJ) mediante los factores de conversión que se muestran en la

Tabla 1-2, cuyas fuentes se indican en la tabla. Es conveniente señalar que los factores de conversión están referidos al Poder Calorífico Inferior ó LHV (Lower Heating Value) de los combustibles respectivos.

Tabla 8-2: LHV y gravedad específica de combustibles

Combustible	Gravedad específica ⁽¹⁾ ton / m ³ (15,5°C)	LHV ⁽²⁾	
		GJ/gal	GJ/ton
GLP	0,545	0,09246	44,84
Diesel-2	0,856	0,13790	42,59
Residual-4	0,901	0,14285	41,87
Residual-5	0,934	0,14612	41,35
Residual-6	0,964	0,14903	40,85
Residual-500	0,980	0,15053	40,59
Bagazo ⁽³⁾			6,28
Leña ⁽³⁾			15,06
Aserrín ⁽⁴⁾			13,05
Carbón Antracita ⁽⁴⁾			29,00
Carbón Bituminoso ⁽⁴⁾			32,40

Fuentes: (1) PETROPERU (1989): Análisis Típicos de Productos

(2) El LHV para combustibles líquidos fue calculado utilizando la siguiente fórmula del API TECHNICAL DATA BOOK (1983): $LHV (Btu/lb) = 16796 + 54,5 * API - 0,217 * API^2 - 0,0019 * API^3$ (donde: $API = 141,5 / S.G - 131,5$)

(3) Factores usados en el Balance Nacional de Energía -MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS DEL PERU – 2001

(4) IDAE (1983): Manual Técnico y de Instrucción para Conservación de Energía.

8.4.2.1 Empresas manufactureras

En el caso de las empresas manufactureras la base de la investigación son las 18.849 empresas registradas en el MITINCI dentro de la Sección D (Divisiones 15 a 37) del CIIU, lo cual cubre una amplia gama de empresas, muchas de las cuales no necesariamente cuentan con calderas de vapor.

De dicha lista se identifica las empresas con calderas a través de los siguientes pasos:

1. Se elimina ítems con códigos CIIU que corresponden a actividades que no implican con seguridad el uso de calderas de vapor (por ejemplo empresas de confección de ropa, imprentas, fabricación de muebles, etc.), quedando todavía algunos ítems en duda sobre el uso de calderas. En base a ello el número de empresas a investigar se reduce a 9.158.
2. Se considera solamente las empresas que consumen combustibles según la Oficina de Estadística del MITINCI, con lo que se reduciría el número de empresas a investigar; pues las empresas que no contasen con calderas no mostrarían consu-

mos de combustible en la base de datos del MITINCI, salvo que se tratase de hornos, secadores, grupos diesel, montacargas, etc. De dicho cruce de información se obtuvo del MITINCI finalmente un listado de 627 empresas con datos de CIU, nombres y consumos de combustible.

3. De la lista de 627 de empresas con consumo de combustible, se elimina aquellas que a nuestro juicio no cuentan con calderas, lo cual se basa en el conocimiento de los procesos de cada empresa y de muchas de las empresas en sí. Por ejemplo, empresas como cerámicas, panaderías, ladrillos, etc. son eliminadas de la lista.

En base a todo lo anterior la lista se reduce finalmente a 528 empresas que cuentan con calderas de vapor, de las cuales 269 respondieron la ENC, es decir que se estima que aproximadamente 50% de las empresas manufactureras respondieron la ENC.

Para determinar el consumo de combustible y el número de calderas de las empresas manufactureras, se siguió el siguiente procedimiento (ver Tabla 8-3):

1. **Estimación en las empresas cubiertas por la ENC.** Tomando como base las 348 calderas que proporcionaron datos de consumo de combustible en la ENC (16.767 TJ/año), se realizó una proyección de consumo a todas las calderas participantes (649) en la ENC asumiendo para las empresas que no reportaron el consumo de combustible la misma relación entre consumo de combustible y capacidad de la caldera. Esta suposición implica que las empresas que no reportaron el consumo de combustible tienen factores de carga y eficiencias similares. Esta extrapolación lineal se realiza para cada tipo de combustible, obteniéndose un consumo total de 24.468 TJ/año.
2. **Estimación en las empresas no cubiertas por la ENC.** En las 259 empresas que no respondieron la ENC, se obtiene de las estadísticas del MITINCI un consumo de 13.922.240 gal/año de Diesel y 35.138.002 gal/año de Residual, equivalentes a 7.183 TJ/año, pero se carece de información sobre la capacidad de las calderas y el número de las mismas. La capacidad de las calderas correspondientes se determina de una manera similar, asumiendo la misma relación entre consumo de combustible y capacidad de las calderas como en las empresas que participaron en la ENC, obteniéndose una capacidad total de 1.246 MW. Para estimar el número de calderas existentes en las empresas que no participaron en la ENC, se asume que estas empresas tienen similares características de producción de vapor, es decir que tienen un consumo de combustible similar por cada caldera y empresa, obteniéndose un número de 501 calderas en dichas empresas.

Finalmente, la proyección total se calculo sumando el número de calderas, capacidad y consumo de combustible de las empresas participantes y no participantes en la ENC. De esta manera se estima que en las empresas manufactureras formales existen 1.150 calderas de vapor con una capacidad total de 4.071 MW.

Tabla 8-3: Proyección de consumo de combustible, número de calderas y capacidad en empresas manufactureras

Combustible	Empresas con información sobre el consumo anual de combustible en la Encuesta Nacional			Proyección de consumo para todas las empresas manufactureras que participaron en la encuesta			Proyección de consumo para las empresas que no contestaron la Encuesta			TOTAL PROYECCION		
	Numero Calderas	Capacidad (MW)	Consumo de combustible (TJ)	Numero Calderas	Capacidad (MW)	Consumo de combustible (TJ)	Numero de calderas	Capacidad (MW)	Consumo de combustible (TJ)	Numero de calderas	Capacidad (MW)	Consumo de combustible (TJ)
Suma	348	1.967	16.767	649	2.825	24.468	501	1.246	7.183	1.150	4.071	31.650
Petroleo Residual 500	118	944	7.083	161	1.077	8.074	61	410	3.078	222	1.487	11.152
Petroleo Residual 6	88	572	5.026	135	709	6.232	47	249	2.185	182	958	8.417
Petroleo Residual 5	9	17	199	12	21	245				12	21	245
Petroleo Residual 4	2	2	14	2	2	14				2	2	14
Petroleo Diesel 2	105	192	628	253	378	1.238	392	587	1.920	645	965	3.158
GLP	9	18	71	26	172	667				26	172	667
Bagazo de caña	12	215	3.626	25	326	5.490				25	326	5.490
Carbón	0	0	0	0	0	0				0	0	0
Leña	0	0	0	9	30	not estimated				9	30	not estimated
Otros	5	5	120	26	109	2.508				26	109	2.508

Fuente: Cálculos propios, MITINCI (2000)

8.4.2.2 Empresas pesqueras

Para el caso de las empresas productoras de harina de pescado, aceite y enlatados (pesqueras), según el Ministerio de Pesquería hay unas 100 empresas registradas en dicho sector en Perú. No existe información directa y precisa sobre el consumo de combustible en las calderas de dichas empresas.

Cruzando la lista de empresas del Ministerio de Pesquería con la lista de empresas que participaron en la ENC, se obtiene un número de 115 empresas pesqueras existentes, de las cuales se considera que el 100% cuentan con calderas de vapor dado que sus procesos lo requieren. De ello se desprende que la cobertura de empresas participantes en la ENC (66) sería de aproximadamente 57%.

Para determinar el consumo de combustible y el número de calderas de las empresas pesqueras, se siguió el siguiente procedimiento (ver Tabla 8-4).

- Estimación en las empresas cubiertas por la ENC.** En base a las 213 calderas que proporcionaron datos de consumo de combustible en la ENC (9.298 TJ/año), se realiza una proyección de consumo a todas las calderas participantes (371) en la ENC de la misma manera como se ha descrito arriba en el caso de las empresas manufactureras. Se asume para las empresas que no reportaron el consumo de combustible la misma relación entre consumo de combustible y capacidad de la caldera. Esta extrapolación lineal se conduce para cada tipo de combustible, obteniéndose un consumo total de 15.035 TJ/año.
- Estimación en las empresas no cubiertas por la ENC.** Con relación a las 49 empresas pesqueras que no respondieron la ENC, no hay ninguna información disponible sobre el número de calderas ni el consumo de combustible correspondiente. Para estimar el consumo de combustible, así como la cantidad y capacidad de las calderas, se asume simplemente que las empresas que no respondieron la ENC tienen las mismas características que las empresas que dieron información, es decir que tienen las mismas relaciones sobre cantidad de calderas por empresa, consumo de combustible por caldera y capacidad de las calderas. De dicha extrapolación se obtiene aproxima-

damente 170 calderas con un consumo de combustible de unos 6.903 TJ/año y una capacidad de unos 1.218 MW.

Finalmente la proyección total se calculo sumando el número de calderas, capacidad y consumo de combustible de las empresas cubiertas y no cubiertas por la ENC. De ello se estima que en las empresas pesqueras formales hay 541 calderas de vapor con una capacidad total de 3.846 MW.

Tabla 8-4: Proyección de consumo de combustible, número de calderas y capacidad en empresas pesqueras

Combustible	Empresas con información sobre el consumo anual de combustible en la Encuesta Nacional			Proyección de consumo para todas las empresas pesqueras que participaron en la encuesta			Proyección de consumo para las empresas que no contestaron la Encuesta			TOTAL PROYECCION DE CONSUMO		
	Numero Calderas	Capacidad (MW)	Consumo de combustible (TJ)	Numero Calderas	Capacidad (MW)	Consumo de combustible (TJ)	Cantidad de Calderas	Capacidad (MW)	Consumo de combustible (TJ)	Cantidad de Calderas	Capacidad (MW)	Consumo de combustible (TJ)
Suma	213	1.640	9.298	371	2.628	15.035	170	1.218	6.903	541	3.846	21.938
Petroleo Residual 500	155	1.174	6.512	245	1.752	9.715	122	872	4.835	367	2.623	14.550
Petroleo Residual 6	52	426	2.657	112	832	5.183	43	316	1.972	155	1.148	7.155
Petroleo Residual 5	0	0	0	0	0	0			0	0	0	0
Petroleo Residual 4	0	0	0	0	0	0			0	0	0	0
Petroleo Diesel 2	1	0	1	6	3	6	1	0	1	7	3	6
GLP	3	23	27	5	25	29	3	17	20	8	42	50
Bagazo de caña	0	0	0	0	0	0			0	0	0	0
Carbón	2	17	101	2	17	101	1	12	75	3	29	177
Leña	0	0	0	0	0	0			0	0	0	0
Otros	0	0	0	1	0	not estimated			0	1		not estimated

Fuente: Cálculos propios, MITINCI (2000)

8.4.2.3 Empresas manufactureras y pesqueras

Sumando las proyecciones realizadas anteriormente en cuanto al número de calderas, sus capacidades y consumo de combustible, se obtiene la Tabla 8-5 que vendría a ser la proyección final para el sector productivo del Perú (empresas manufactureras y pesqueras).

Tabla 8-5: Proyección total en empresas manufactureras y pesqueras

Combustible	Numero Calderas	Capacidad (MW)	Consumo de combustible (TJ)
Suma	1.691	7.917	51.080
Petroleo Residual 500	589	4.110	25.701
Petroleo Residual 6	337	2.106	15.572
Petroleo Residual 5	12	21	245
Petroleo Residual 4	2	2	14
Petroleo Diesel 2	652	968	3.164
GLP	34	215	717
Bagazo de caña	25	326	5.490
Carbón	3	29	177
Leña	9	30	not estimated
Otros	27	109	not estimated

Fuente: Cálculos propios, MITINCI (2000)

Por otro lado se ha elaborado la Tabla 1-6 que muestra un resumen del consumo de combustibles de las calderas de vapor industriales (empresas manufactureras y pesqueras), según los tipos de combustibles más comúnmente usados en el Perú.

Tabla 8-6: Proyección total en empresas manufactureras y pesqueras - resumen

Combustible	Numero Calderas	Capacidad (MW)	Consumo de combustible (TJ/año)
Petróleo Residual (4,5,6, 500)	940	6.239	41.533
Petróleo Diesel 2	652	968	3.164
Otros	99	710	6.384
TOTAL	1.691	7.917	51.081

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la ENC y datos proporcionados por el MITINCI y el MINISTERIO DE PESQUERÍA del Perú (consumos del año 1999)

De la Tabla 8-6 se tiene que el consumo de combustibles de todas las calderas de las empresas manufactureras y pesqueras equivale aproximadamente a 51.000 TJ/año, lo cual se ha proyectado en base a los datos de la ENC, cuya información de consumo de combustible de las empresas se basó en el año 1999 e información estadística de diferentes fuentes.

Los resultados de la Tabla 8-6 muestran también que las calderas consumen mayormente Petróleo Residual y Diesel, siendo el consumo 44.697 TJ/año (87,5 %).

Por otro lado en la Tabla 8-7 se muestra el consumo total de combustibles en el sector productivo del Perú en el año 1999 (el mismo año que los datos de consumo de combustible de la ENC) según el Balance Nacional de Energía elaborado por el Ministerio de Energía y Minas del Perú (MEM). Es importante señalar que el MEM divide al sector productivo en Industria, Minero/ metalúrgico, Agropecuario/agroindustrial y Pesquería, lo cual no coincide con la nomenclatura del MITINCI; pues éste agrupa a los 3 primeros dentro de industrias manufactureras.

Comparando el consumo de energía de las calderas, es decir los 51.081 TJ/año, con el consumo energético del sector productivo a nivel nacional (112.217 TJ/año) registrado en el Balance Nacional de Energía del Perú, se puede decir que las calderas de vapor consumen aproximadamente el 46% del total de energía de la industria Peruana. En lo que respecta a Residual y Diesel, las calderas industriales consumen aproximadamente el 66% y 12% de los respectivos consumos del sector productivo.

Tabla 8-7: Consumo de combustibles en el sector productivo del Perú – año 1999

Sector ⁽¹⁾	Consumo de energía (TJ)	TOTAL

	Residual	Diesel	Otros ⁽²⁾	
Industrial	29.833	8.232	12.854	50.919
Pesquería	10.076	7.751	329	18.156
Minero metalúrgico	22.086	7.672	5.516	35.274
Agropecuario/agroindustrial	1.330	2.076	4.462	7.868
TOTAL (Sector productivo)	63.325	25.731	23.161	112.217
Relación consumo en calderas / consumo total en el sector productivo	65,6%	12,3%	27,6%	

Fuente: MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS – Balance Nacional de Energía año 2000

(1) En la nomenclatura del MITINCI los sectores Industrial, Minero metalúrgico y Agropecuario/agroindustrial corresponden a las empresas manufactureras.

(2) Incluye: Carbón, Bagazo, Leña, GLP, Gas manufacturado, Gas natural, Kerosén.

Es importante señalar que el consumo de combustibles en las calderas industriales es cambiante en el tiempo debido a factores económicos y ambientales. El factor más importante que influye en el consumo de energía es el nivel de producción en las empresas, lo cual depende a su vez del mercado en el cual se desenvuelven.

8.4.2.4 Estimado del número de calderas industriales y cobertura en la ENC

A continuación se presenta un resumen del número de calderas en las empresas industriales del país (empresas manufactureras y pesqueras), así como la cobertura que tuvo la ENC con respecto a dichas empresas y sus calderas de vapor (ver Tabla 8-8). Es importante señalar que dentro de la ENC las calderas industriales son el objetivo del estudio, por lo cual no se ha considerado calderas de otros sectores como hospitales, hoteles, lavanderías, etc.

Tabla 8-8: Cantidad de empresas y calderas de vapor del sector productivo

Sector productivo	N° empresas existentes	N° calderas existentes	Cobertura en la ENC (%)	
			Empresas participantes	Calderas participantes
Empresas manufactureras industriales	528	1.150	51%	56%
Empresas pesqueras	115	541	57%	69%
TOTAL	643	1.691	52% ⁽¹⁾	60% ⁽¹⁾

(1) Cobertura con respecto a las empresas manufactureras y pesqueras en conjunto

Es importante señalar que los valores a los que se llega en Tabla 8-8 están basados en valores oficiales (MITINCI, Ministerio de Pesquería), los cuales se han procesado obteniéndose estimados del número de empresas y calderas que son aproximados. Hay que tener en cuenta también que existen empresas informales que podrían tener calderas cuyos datos no están registradas en los ministerios, pero que en todo caso se trata de empresas pequeñas que no afectan en modo apreciable los resultados anteriores.

8.5 Factores de emisión

Con el fin de determinar las emisiones de las calderas de la industria peruana y las emisiones en la línea de base del proyecto MDL, es necesario contar con los factores de emisión necesarios. Para ello, se revisan y consideran las siguientes fuentes de información:

1. SIEE (Sistema de Información Económica – Energética) dirigida por OLADE (Organización Latinoamericana de Energía). El Ministerio de Energía y Minas del Perú (Oficina Técnica de Energía) utiliza los factores de emisión del SIEE también para la preparación de la Comunicación Nacional Peruana. De acuerdo con la comunicación oficial del Ministerio de Energía y Minas (Oficio N° 031-2002-EM/OTERG), los factores de emisión que utilizan no están completos para SO₂ y material particulado (reportan valores para el GLP y no para combustibles derivados de petróleo, carbón y bagazo). Por ello, no se utilizaron en este estudio los factores de emisión referidos a esta fuente.
2. Factores de emisión por defecto señalados en el documento *Directrices del IPCC para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero – versión revisada en 1996* (UNEP/OECD/IEA/IPCC 1996, Manual de Referencia, página 1.13).
3. Factores de emisión AP-42 (5^{ta} edición, actualizada en el 2001) de la Agencia de Protección del Medio Ambiente de los Estados Unidos (U.S. EPA) (<http://www.epa.gov/ttn/chief/index.html>).

De estas tres fuentes, los factores de emisión AP-42 publicados por la EPA parecen ser la fuente más confiable y detallada aplicable a los combustibles peruanos, especialmente porque considera los diferentes tipos de combustible que existen en el Perú. Por lo tanto, se utiliza en este informe para el cálculo de emisiones. Los combustibles listados en la AP-42 (denominación EPA entre paréntesis) corresponden aproximadamente a los siguientes combustibles en el Perú:

- Diesel 2
- Residual 6
- Gas Licuado de Petróleo (GLP)
- Bagazo de caña
- Carbón antracita
- Carbón bituminoso.

La Tabla 8-9 muestra los factores de emisión propuestos por la EPA en AP-42. Los factores de emisión para los combustibles peruanos se determinan (

Tabla 8-10) sobre esta base, y considerando el LHV y el contenido de azufre en los combustibles peruanos. Las siguientes secciones presentan información más detallada, incluyendo asunciones subyacentes acerca de los factores de emisión aplicados.

Tabla 8-9: Factores de emisión propuestos por la EPA para diferentes combustibles para calderas industriales con capacidad por debajo de 3000 BHP (29.400 MW)

Combustible	Unidad	CO ₂	CO	SO ₂	NO _x	MP
Diesel 2	lb/1000 gal	22.300	5,00	142 S	20,00	2,00
Residual 5	lb/1000 gal	25.000	5,00	157 S	55,00	10,00
Residual 6	lb/1000 gal	25.000	5,00	157 S	55,00	9,19 S + 3,22
Residual 500	lb/1000 gal	25.000	5,00	157 S	55,00	9,19 S + 3,22
GLP	lb/1000 gal	14.300	3,60	0.09 S	21,00	0,60
Bagazo	lb/ton	1.560	---	---	1,20	15,6
Carbón Antracita	lb/ton	5.680	0,60	39 S	9,00	0,8 A
Carbón Bituminoso	lb/ton	6.040	5,00	38 S	11,00	66

Fuente: EPA (2001). Nota: S = contenido de azufre del combustible. A = contenido de ceniza del carbón. MP = material particulado

Tabla 8-10: Factores de emisión aplicados para calderas peruanas

Combustible	% S	LHV	Factores de emisión (kg/TJ)					
			CO ₂	CO ¹⁾	CO ²⁾	SO ₂	NO _x	MP
Diesel 2	0,2475	0,1379 GJ/gal	73.351	28,0	16,4	115,6	65,8	6,6
Residual 5	0,715	0,1461 GJ/gal	77.609	30,1	15,5	348,5	170,7	31,0
Residual 6	1,06	0,1490 GJ/gal	76.091	29,5	15,2	506,5	167,4	39,5
Residual 500	1,465	0,1505 GJ/gal	75.334	29,2	15,1	693,1	165,7	50,3
GLP	0,003	0,0925 GJ/gal	70.151	17,7	17,7	0,1	103,0	2,9
Bagazo	0,05	6,28 GJ/ton	112.741	----	----	----	86,7	1127,4
Carbón Antra-cita	1,1	29,00 GJ/ton	88.843	11,8	9,4	671,0	140,8	118,9
Carbón Bitumi-noso	1	32,40 GJ/ton	84.560	87,5	70,0	532,0	154,0	924,0

Fuente: EPA (2001), cálculos propios, MP = material particulado

1) Factor de emisión previo a la implementación del proyecto basado en las mediciones realizadas por Jiménez et al. (2001, CENERGIA (2001) y estimados propios.

2) Factor de emisión después de la implementación del proyecto basado en valores estándar contenidos en AP-42 (EPA 2001).

8.5.1 Factores de emisión de dióxido de carbono

Los factores de emisión de dióxido de carbono dependen principalmente de la composición de los combustibles (contenido de carbono). En el Perú, no se cuenta con información precisa sobre la composición de los combustibles nacionales relevantes. En el caso de los combustibles residuales y diesel, la información común incluye sólo datos relacionados con la gravedad específica, viscosidad, punto de ignición, contenido de azufre y poder calorífico. La información es asimismo escasa en cuanto al GLP. Por lo tanto, para efectos de los cálculos, generalmente se toman los valores por defecto incluidos en el AP-42 para todos los combustibles.

No existen factores de emisión AP-42 para CO₂ en el caso del *Petróleo Residual 5* (API 20) y el *Petróleo Residual 500* (API 12,9). Se asume que los factores de emisión de estos combustibles son similares al factor de emisión del *Petróleo Residual 6* (API 15,3). Los valores parecen apropiados para los otros combustibles.

El GLP (Refinería de Talara) en el Perú contiene alrededor de 40% de propano/propileno y alrededor de 50% de butano/buteno/butileno. AP-42 consigna dos factores de emisión para el GLP; uno como propano y el otro como butano. Para los cálculos, se tomó el factor de emisión de butano debido al predominio de este componente en el GLP²⁷ Peruano.

El *Bagazo de caña* es un producto de biomasa; en consecuencia, las emisiones de CO₂ no se registran en este estudio.

²⁷ Éste es un estimado inicial, dado que no se cuenta con información más precisa. Puesto que el número de calderas que operan con GLP es relativamente pequeño, la incertidumbre asociada con el factor de emisión no tiene un impacto mayor en los estimados totales de emisión.

El consumo de carbón en el Perú es muy bajo comparado con el consumo de petróleo. El carbón nacional es el *Carbón Antracita*; mientras el *Carbón Bituminoso* es principalmente importado. En la práctica, se utiliza una mezcla de *Carbón Bituminoso* y *Carbón Antracita*, con un predominio del primero debido a sus mejores propiedades de combustión.

Al escoger los valores por defecto determinados en los Factores de Emisión AP-42, el rango de incertidumbre se hace relativamente pequeño, ya que la característica del combustible varía sólo ligeramente en distintos países dentro de un tipo de producto de petróleo porque los productos cumplen con los estándares de calidad que, en muchos casos, son los mismos a nivel mundial (e.g. ASTM - American Society for Testing and Materials).

Los factores de emisión de dióxido de carbono se calculan asumiendo que una pequeña parte del carbono contenido en el combustible no se oxida en el proceso de combustión y es emitido como CO, hidrocarburos y particulados (hollín). La cantidad de carbono no oxidado depende de diversos factores, incluyendo el tipo de combustible, la tecnología de combustión, la antigüedad del equipo y las prácticas de mantenimiento.

Los factores de emisión AP-42 consideran diferentes valores para la fracción de carbono oxidado (f); por ejemplo, para los combustibles de petróleo, la fracción oxidada se estima en 0,99%, para gases varía de 99,5 a 99,9% y para combustibles sólidos de 98 a 99%.

En el caso de las calderas peruanas, de acuerdo con los resultados de las mediciones de combustión que realizaron CENERGIA (2001) y Jiménez et al. (2001) en 80 calderas, la fracción de carbono oxidado parece estar en el rango considerado por AP-42 para cada tipo de combustible, aunque varía significativamente de caldera a caldera.

8.5.2 Factores de emisión de monóxido de carbono

El volumen de emisiones de monóxido de carbono (CO) producidas por fuentes de combustión depende de la eficiencia de oxidación del combustible. Mediante el control cuidadoso del proceso de combustión, se puede minimizar las emisiones de CO. Así, si una caldera no se opera adecuadamente o no se le da un buen mantenimiento, la concentración de CO resultante (así como los hidrocarburos inquemados) pueden incrementarse notablemente.

La presencia de CO en los gases de chimenea de las calderas, depende principalmente del grado en que se completan las reacciones de combustión del combustible. Una combustión incompleta puede ser el resultado de diferentes condiciones, incluyendo falta de oxígeno (O₂), mezcla de combustible/aire deficiente, enfriamiento de la llama por contacto con las paredes frías, reducción de la temperatura de combustión, reducción del tiempo de residencia del gas de combustión y reducción de la carga (reducción de la intensidad de combustión). En la práctica, las emisiones de CO aumentan en la siguiente secuencia:

GLP → Diesel 2 → Residuales → Combustibles sólidos

La EPA, en la AP-42, no propone factores de emisión para el *Bagazo y Residual 500*. En el último caso, se asume el mismo valor que para el *Residual 6*.

En la AP-42 se presume que las calderas son operadas adecuadamente y se les da buen mantenimiento. En el caso peruano, éste no es el caso de todas las calderas en la práctica, y los valores reales difieren significativamente en cada caso. Sobre la base de una evaluación de las mediciones realizadas por Jiménez et al. (2001) y CENERGIA (2001) en 80 calderas, se sugieren factores de emisión CO específicos para calderas en el Perú que reflejan la situación actual antes de la implementación del proyecto. La Tabla 8-11 presenta los factores de emisión de CO propuestos. Después de la implementación del proyecto y la aplicación de las medidas de las Buenas Prácticas de Gestión, se toman en consideración los factores de emisión propuestos por EPA en la AP-42.

Tabla 8-11: Factores de emisión propuestos para el monóxido de carbono (CO)

	Diesel (situación actual en el Perú)	Residual (situación actual en el Perú) ¹⁾	Diesel – EPA	Residual – EPA ¹⁾
CO promedio (ppm)	49	76		
CO Lb/10 ³ gal	8,5	9,7	5,0	5,0
CO kg/TJ	28,0	29,6	16,4	15,3

Fuente: EPA (2001), estimados propios basados en Jiménez et al. (2001) y CENERGIA (2001). Véase también la

Tabla 8-10

1) Factor promedio de emisión para Residual 5, 6 y 500

8.5.3 Factores de emisión de dióxido de azufre

Las emisiones de dióxido de azufre (SO_2) dependen básicamente del consumo de combustible y el contenido de azufre del combustible quemado en la caldera; no depende del tamaño de la caldera ni del diseño del quemador o las características del proceso de combustión. En el proceso de combustión, más del 95% del azufre contenido en el combustible se convierte en SO_2 . De un 1 a 5 % del SO_2 generado es convertido en SO_3 debido a oxidación adicional. El SO_3 reacciona rápidamente con el H_2O proveniente de la humedad de los gases de combustión y forman un vapor de ácido sulfúrico. El GLP produce cantidades muy pequeñas de SO_2 . La Tabla 8-12 muestra el contenido de azufre de diferentes combustibles quemados en las calderas peruanas.

Tabla 8-12: Contenido de azufre de los combustibles peruanos para calderas industriales

Combustible	Contenido de Azufre (%)
Diesel-2	0,248
Residual-5	0,715
Residual-6	1,060
Residual-500	1,465
GLP	0,003
Bagazo	0,050
Carbón Antracita	1,100
Carbón Bituminoso	1,000

Fuentes: PETROPERU (1989) para Diesel, Residuales y GLP; AGROINDUSTRIAL LAREDO (2001) para Bagazo; IDAE (1990) para Carbón

8.5.4 Factores de emisión de óxidos de nitrógeno

Las emisiones de óxidos de nitrógeno (NO_x) dependen de muchos factores. El NO_x se forma en procesos de combustión, ya sea debido a la fijación térmica de nitrógeno atmosférico en el aire de combustión (" NO_x térmico"), o debido a la conversión de nitrógeno químicamente ligado en el combustible (" NO_x combustible"). El término NO_x hace referencia al compuesto de óxido nítrico (NO) y dióxido de nitrógeno (NO_2). Para la mayoría de sistemas de combustión de combustibles fósiles, más de un 95% del NO_x emitido se encuentra bajo la forma de NO. El óxido nitroso (N_2O) no está incluido en NO_x , pero recientemente ha generado un interés creciente a causa de sus efectos atmosféricos. Sin embargo, las emisiones de N_2O son muy bajas y pueden ser ignoradas en este estudio (ver la sección 7.3).

La producción de NO_x aumenta con la temperatura de la llama, el oxígeno disponible y/o el tiempo de residencia a altas temperaturas. Estas tendencias son generalmente las mismas para todos los tipos de calderas. La conversión del nitrógeno en el combustible es el mecanismo de formación de NO_x más importante en las calderas de petróleo *Residual*. Se le puede atribuir el 50 por ciento del total de emisiones de NO_x generadas por la quema de petróleo residual. Por otro lado, la fijación térmica es el mecanismo dominante de formación de NO_x en las unidades operadas con petróleos *Diesel*, en especial debido al bajo contenido de nitrógeno en estos petróleos más ligeros.

8.6 Estimados de las emisiones

Las emisiones de CO_2 , CO , NO_x y SO_2 producto de la combustión de combustibles fósiles en las calderas industriales peruanas se calculan según la metodología presentada en la sección 8.2. La base para estos cálculos son los estimados del consumo de combustible presentados en la Tabla 8-5 en la página 111 y los factores de emisión contenidos en la

Tabla 8-10 en la página 117. Los resultados se resumen en la Tabla 8-13 que se presenta a continuación.

Tabla 8-13: Emisiones de las calderas industriales en el Perú – año 1999

Tipo de Combustible		Consumo Combustible (TJ/año)	CO ₂ (t/año)	CO (t/año)	NO _x (t/año)	SO ₂ (t/año)	Material Particulado (t/año)
Fósiles Líquidos	Residual 500	25 701	1 936 159	750	4 259	17 813	1 293
	Residual 6	15 572	1 184 889	459	2 607	7 887	615
	Residual 5	245	19 014	7	42	85	8
	Residual 4	14	1 087	0	2	5	0
	Diesel 2	3 164	232 083	89	208	366	21
Total Fósiles Líquidos		44 696	3 373 231	1 306	7 118	26 157	1 937
Fósiles Sólidos	Antracita	0	0	0	0	0	0
	Bituminoso	177	14 967	15	27	94	164
Total Fósiles Sólidos		177	14 967	15	27	94	164
Fósiles Gaseosos	Gas Natural	0	0	0	0	0	0
	GLP	717	50 298	13	74	0	1
Total Fósiles Gaseosos		717	50 298	13	74	0	1
Total Fósiles		45 590	3 438 497	1 334	7 219	26 251	2 101
Biomasa	Bagazo	5 490	618 948	0	476	0	6 189
	Forestal	0	0	0	0	0	0
Total Biomasa		5 490	618 948	0	476	0	6 189
TOTAL		51 080	4 057 445	1 334	7 695	26 251	8 290

Fuente: Cálculos propios

En la tabla anterior se aprecia que la principal fuente de CO₂ y otros gases emitidos por las calderas industriales son, una vez más, los combustibles de petróleo (Residuales y Diesel), que corresponden al 83% del total de emisiones de CO₂.

De acuerdo con el *Balance Nacional de Energía en el Perú* publicado por el Ministerio de Energía y Minas del Perú – 2001, en el año 1999 las emisiones totales de CO₂ generadas en el sector productivo (Industria, Minería/metallurgia, Agropecuaria/ agroindustria y Pesquería) ascendieron a 8.273.000 toneladas aproximadamente. Ello significa que la emisión de CO₂ de las calderas industriales en el mismo año (4.057.445 toneladas) representa cerca del 50% de las emisiones del sector productivo.

9 Metodología de la Línea de Base

9.1 Enfoque general

En los proyectos MDL se determina las cantidades de reducción de emisiones con la ayuda de una Línea Base. La Línea Base representa las emisiones que hubieran ocurrido en la ausencia del proyecto. El desarrollo de la Línea de base se basa en construir un *escenario* que refleje el desarrollo futuro de las emisiones en ausencia del proyecto. La cantidad de emisiones reducidas resulta de la diferencia de las emisiones del proyecto y de La Línea Base (ve ecuación 9.1). Por eso, las emisiones de la Línea de base son la base para el cálculo de las reducciones a ser certificadas.

Para cada año de acreditación de la reducción de emisiones (desde el año 1 hasta al año n) las emisiones del proyecto serán restadas de las emisiones de la Línea de base, resultando en la reducción de emisiones a ser certificadas:

$$\text{RedEm} = \sum_{\text{Tiempo de crédito}} (\text{Em}_{\text{Línea Base}} - \text{Em}_{\text{Proyecto}}) \quad (\text{ecuación 9.1})$$

Donde:

RedEm: Reducción total de emisiones en el proyecto (t CO₂)

Em_{Línea Base}: Nivel de emisión de la Línea Base en un año (t CO₂)

Em_{Proyecto}: Nivel de emisión del proyecto en un año (t CO₂)

9.2 Desagregación de la Línea de base en nivel de actividad y factor de emisión

En muchos tipos de proyectos – como en los proyectos de eficiencia energética – es útil de desagregar la Línea de base en dos partes: El nivel de actividad y el factor de emisión.

El *nivel de actividad* describe la cantidad de producción del producto. En el caso de generación de electricidad puede ser la cantidad de electricidad producida (en MWh), en el caso de la producción de cemento puede ser la cantidad de cemento (en toneladas) y en el caso de las calderas industriales de Perú se trata la cantidad de producción de vapor en MWh a la salida de las calderas.²⁸

El *factor de emisión* describe la calidad del proceso con respecto a las emisiones GEI. Se trata de las emisiones específicas por cantidad de producción. En el caso de la produc-

²⁸ Como no se ha incluido la distribución del vapor en el proyecto, se trata de la cantidad de vapor producida a la salida de la caldera.

ción de cemento serían las emisiones equivalentes de CO₂ por tonelada de cemento. En el caso de las calderas industriales se define como emisiones equivalentes de CO₂ por MWh de producción de vapor (t CO₂/MWh).

El nivel de emisiones de la Línea de base como el nivel de emisiones del proyecto se puede determinar multiplicando el nivel de actividad por el factor de emisión:

$$Em_{Línea Base} = NivAct_{Línea Base} \cdot FactEm_{Línea Base} \quad (ecuación 9.2)$$

$$Em_{Proyecto} = NivAct_{Proyecto} \cdot FactEm_{Proyecto} \quad (ecuación 9.3)$$

Donde:

$Em_{Línea Base}$: Nivel de emisión de la Línea Base en un año (t CO₂)

$Em_{Proyecto}$: Nivel de emisión del proyecto en un año (t CO₂)

$NivAct_{Línea Base}$: Nivel de actividad de la Línea de base (MWh)

$NivAct_{Proyecto}$: Nivel de actividad del proyecto (MWh)

$FactEm_{Línea Base}$: Factor de emisión de la Línea de base (t CO₂/MWh)

$FactEm_{Proyecto}$: Factor de emisión del proyecto (t CO₂/MWh)

La diferenciación entre el nivel de actividad y el factor de emisión se hace fundamentalmente para calcular y separar los factores que influyen en las reducciones de emisiones.

9.2.1 Nivel de actividad

En muchos tipos de proyectos el nivel de actividad de la Línea de base corresponde al nivel de actividad del proyecto. En el proyecto de calderas hay dos casos:

En el caso del aumento de la eficiencia energética de las calderas industriales se disminuye el factor de emisión con las actividades del proyecto, pero no se influye directamente la demanda de vapor. Por eso en este caso el nivel de actividad de la Línea de base corresponde al nivel de actividad del proyecto ($NivAct_{Línea Base} = NivAct_{Proyecto}$ en ecuaciones 9.2 y 9.3).²⁹

En el caso del reemplazo de una caldera, la capacidad de producción de la nueva caldera puede incrementarse debido a los planes de expansión de producción en la compañía. Por lo tanto, el reemplazo de la caldera como una actividad del proyecto MDL no sólo afectaría el factor de emisión, sino también incrementaría indirectamente la producción de

²⁹ En los sectores industriales donde el suministro de energía constituye una parte importante de los costos totales de producción, la mejora de la eficiencia energética puede incentivar la competitividad de la compañía, lo que podría resultar en un aumento del nivel de producción y la demanda de vapor correspondiente. Sin embargo, en el caso de las calderas industriales en el Perú, es probable que este efecto sea relativamente pequeño.

vapor. En ausencia del proyecto, la compañía puede, en este caso:

- a) Adquirir una caldera adicional que cubra la capacidad adicional requerida.
- b) Reemplazar la caldera actual por una nueva de mayor capacidad.
- c) Continuar produciendo vapor sólo con la caldera existente y una producción limitada.

El último caso se presenta poco realista dado que las compañías con economías vigorosas no limitarían su producción a un término medio debido a un suministro de energía limitado. El segundo caso corresponde a la actividad del proyecto MDL y la adicionalidad debe tratarse con cuidado ya que, en primer lugar, es económicamente más atractivo reemplazar una caldera existente cuando se requiere expandir el suministro de vapor de alguna forma y, en segundo lugar, no se aplicarían algunas barreras que impiden la adquisición de nuevas calderas (ver la sección 9.9 en lo que respecta a la adicionalidad).

El primer caso se aplicaría probablemente en muchas situaciones en la industria peruana, puesto que es una práctica común operar las calderas durante el mayor tiempo posible. Por lo tanto, resulta apropiado que sólo se atribuya una parte de la producción de vapor a la actividad del proyecto. Se sugiere dividir la producción de vapor en dos partes: una que puede atribuirse al reemplazo de la caldera existente y otra que puede atribuirse a la expansión de la capacidad. El nivel de actividad del proyecto correspondería a la parte atribuible al reemplazo de la caldera existente y podría estimarse proporcionalmente a la capacidad nueva y existente, como sigue:

$$\text{NivAct} = \frac{C_{\text{actual}}}{C_{\text{nuevo}}} \cdot \text{ProdVap} \quad (\text{ecuación 9.4})$$

Donde:

NivAct: Nivel de actividad (MWh)

C_{actual}: Capacidad instalada actual de la caldera (kW)

C_{nuevo}: Capacidad instalada nueva de la caldera (kW)

ProdVap: Producción anual de vapor con la capacidad nueva (MWh)

El nivel de actividad depende de factores sobre todo económicos que no están influidos por el proyecto. La cantidad necesaria de vapor en una empresa, en un sector o en el país depende de factores como el PBI, los precios de productos en el mercado nacional e internacional o también efectos climáticos como el efecto de El Niño que influye la cantidad de producción en el sector pesquero. Esto implica que una parte de la línea de base estimada – el nivel de actividad – es siempre “dinámico” y cambia a lo largo del tiempo de vida del proyecto y no puede predecirse con exactitud antes de la implementación del proyecto. Este tipo de operación incierta es una característica clave de algunos proyectos de inversión y no pueden evitarse completamente.

9.2.2 Factor de emisión

El factor de emisión está definido básicamente por las emisiones por unidad de salida ó unidad de vapor producido en t CO₂/MWh. En el caso de las calderas industriales el factor de emisión depende del factor de emisión del combustible y la eficiencia energética. El factor de emisión del combustible se refiere a la cantidad de CO₂ por unidad de calor (LHV = lower heating value) que se emite quemando el combustible. Como los combustibles tienen diferentes composiciones de C, H y otros elementos, este factor depende del tipo de combustible.

El factor de emisión se puede calcular

$$\text{FactEm} = \frac{\text{FactComb}}{e} \quad (\text{ecuación 9.5})$$

Donde:

FactEm: Factor de emisión (t CO₂/MWh)

FactComb: Factor de emisión del combustible (t CO₂/MWh)

e: Eficiencia energética de la caldera

Los factores de emisión de los diferentes combustibles se han estimado en el Capítulo 8.5 (ve Tabla 8-10 en pagina 117). La eficiencia energética ϵ considera las diferentes fuentes de pérdidas, incluso las perdidas por la fracción del combustible no oxidado en el proceso de combustión.

Como no se considera en este estudio el cambio de combustibles como actividad MDL, la cantidad de las reducciones de emisiones en una caldera resultará básicamente de la diferencia entre la eficiencia energética en la Línea de base y el Proyecto. Así conviene precisar la siguiente ecuación:

$$\text{RedEm} = \text{NivAct} \cdot \text{FactComb} \cdot \left(\frac{1}{e_{\text{Línea de Base}}} - \frac{1}{e_{\text{Proyecto}}} \right) \quad (\text{ecuación 9.6})$$

Donde:

RedEm: Reducción de emisiones (t CO₂)

NivAct: Nivel de actividad (MWh)

FactComb: Factor de emisión del combustible (t CO₂/MWh)

e_{Línea de base}: Eficiencia energética de la caldera en la Línea de base

e_{Proyecto}: Eficiencia energética de la caldera en el Proyecto

El factor clave entre las emisiones del proyecto y las emisiones de la línea de base es la eficiencia energética. En el proyecto MDL de calderas se mejora la eficiencia energética,

bajando el factor de emisión de GEI.

9.3 Dinámica de la Línea de base

Como se ha descrito arriba, las emisiones de la Línea de Base dependen de:

- a) la eficiencia energética,
- b) la demanda de vapor (nivel de actividad) y
- c) el tipo de combustible.

Para construir la Línea de base es necesario de hacer una estimación de estos tres factores. La diferencia importante entre ellos es que el nivel de la demanda de vapor y el tipo de combustible no están influidos por la actividad del proyecto, mientras se mejora en el proyecto la eficiencia energética. Pues, la demanda de vapor y el tipo de combustible pueden ser verificados en el camino del proyecto. En contraste, la eficiencia energética de la línea de base debe ser estimada *antes* de la implementación de las medidas.

Con el fin de reducir la incertidumbre con respecto a las reducciones de emisiones, se propone desarrollar una *línea de base dinámica*, que se ajustará en parte durante el transcurso del proyecto. Con este enfoque, los cambios en la demanda de vapor o en el tipo de combustible pueden considerarse *ex post* de una manera apropiada. Siguiendo este enfoque, la línea de base se ajusta cada año antes de verificar las reducciones de emisiones, considerando la demanda real del vapor y los tipos de combustible que, en efecto, se utilizaron en ese año. La línea de base sería calculada, entonces, usando la información recopilada y/o calculada sobre los tipos de combustible y la producción de vapor, así como usando la eficiencia energética de la “línea de base” estimada en el presente estudio para el año relevante.³⁰

En este contexto es importante señalar que el estimado de la eficiencia energética es crucial para la integridad medioambiental de la línea de base; mientras que el estimado *ex ante* de la demanda de vapor y de los tipos de combustible utilizados sirve especialmente para tener un escenario realista para inversionistas sobre el volumen potencial del proyecto. No obstante, un cálculo realista de la demanda de vapor y las porciones de tipos de combustible ayuda a reducir la incertidumbre y los riesgos asociados.

Con el enfoque dinámico considerado aquí, las emisiones de línea de base serán determinadas en el curso del proyecto, tal como se ilustra en los siguientes tres pasos:

1. **Estimado *ex ante* de las emisiones de línea de base.** Antes de comenzar el proyecto, se calculan las emisiones de línea de base, incluyendo las asunciones acerca del número de compañías participantes, sus respectivas demandas de vapor y los tipos de combustible utilizados, así como el estimado de la eficiencia energética en una situación de normalidad absoluta (*business-as-usual*).

³⁰ Para mayores detalles, véase el capítulo 10 sobre monitoreo.

2. **Recopilación ex post de información durante el proceso de monitoreo.** Durante el proceso de monitoreo, se recopila y calcula información acerca de la demanda de vapor y los tipos de combustible, así como de la mejora de la eficiencia energética en las compañías participantes.
3. **Cálculo ex post de las emisiones de la línea de base.** Las emisiones de línea de base reales son calculadas con la ayuda de la eficiencia energética estimada en el paso 1 y la información sobre los tipos de combustible y la demanda de vapor recogida en el paso 1.

En este estudio, se calculan las emisiones de línea de base (paso 1) y se elaboran conceptos detallados para la recopilación de datos y el cálculo *ex post* de las emisiones reales de línea de base. Siguiendo este enfoque dinámico, las emisiones de línea de base no se determinan, finalmente, cuando el proyecto es presentado a la Junta Ejecutiva para su aprobación, sino que serán determinadas en el proceso de monitoreo antes de la verificación y emisión de los CERs.

9.4 Agrupamiento de varias calderas en un proyecto MDL

De acuerdo con la encuesta nacional, hay cerca de 1.100 calderas industriales operando en el Perú (MITINCI 2000). La mayoría tiene una capacidad relativamente pequeña comprendida en el rango de 200 kW a 10 MW. La optimización o reemplazo de una sola caldera a modo de proyecto MDL generaría costos de transacción considerables. En la mayoría de los casos, los costos de transacción probablemente excederían las ganancias percibidas por la generación de certificados de reducciones de emisiones (CERs).

De acuerdo con la Decisión de Bonn (FCCC/CP/2001/L.7) y la decisión acerca de los mecanismos contenida en el Acuerdo de Marrakech, la Junta Ejecutiva para el MDL deberá desarrollar **modalidades y procedimientos simplificados para proyectos MDL a pequeña escala** que habrán de ser adoptados por COP 8 en el año 2002. Los proyectos a pequeña escala son definidos por valores umbral para diferentes categorías de proyecto. En el caso de proyectos de mejora de la eficiencia energética, los ahorros de energía anuales deberán estar por debajo de los 15 GWh.

En casi todas las calderas peruanas se espera que los ahorros de energía anuales proyectados estén por debajo de los 15 GWh³¹. No obstante, no parece apropiado establecer proyectos MDL separados para la optimización de cada caldera. Aun si los procedimientos y modalidades para los proyectos a pequeña escala fueran simplificados significativamente, se puede esperar que el agrupamiento de varias calderas en un proyecto MDL permita reducir los costos de transacción en mayor medida por las siguientes razones:

³¹ Para ilustración: Se lograrán ahorros de energía anuales de 15 GWh con la mejora de la eficiencia de 70% a 85% en una caldera de 10 MW que opera 6000 horas al año.

- **Desarrollo, validación y aprobación de un proyecto simplificado.** Es necesario seguir una serie de procedimientos en el ciclo de vida MDL para que un proyecto funcione y genere CERs. Esto se relaciona, en primer lugar, con el desarrollo del proyecto, incluyendo la participación de grupos de interés relevantes, la evaluación del impacto ambiental, el estudio de línea de base, el borrador del Documento de Diseño del Proyecto, etc. En segundo lugar, involucra procedimientos oficiales, tales como la validación del proyecto por parte de una entidad operacional independiente y la aprobación por el gobierno huésped y la Junta Ejecutiva. La mayoría, sino todos estos procedimientos, se llevarán a cabo sólo una vez si varias calderas son agrupadas en un proyecto MDL.³²
- **Monitoreo y verificación simplificados.** La recopilación de datos para monitoreo y verificación puede ser manejada y evaluada centralmente. La incertidumbre con respecto a la calidad de la información puede ser aminorada aplicando procedimientos estandarizados, revisiones de consistencia y experiencia adquirida con la recopilación de datos en diferentes compañías. Los costos de transacción por monitoreo, verificación y emisión de CERs pueden reducirse considerablemente.
- **Tamaño atractivo para inversionistas.** Un proyecto MDL a pequeña escala que reduce el consumo de energía en 15 GWh anualmente mitigaría las emisiones de CO₂ en unas 4.000 toneladas al año. Financiar tales proyectos, que dan lugar a un número limitado de CERs, generaría costos de transacción relativamente altos para los inversionistas. Agrupar varias calderas hará el volumen del proyecto más atractivo para los inversionistas.³³
- **Riesgos reducidos para inversionistas.** Se puede reducir y manejar más fácilmente diversos riesgos al agrupar diferentes tipos de calderas: el riesgo de una demanda de vapor más baja es reducido debido al elevado número de compañías y diferentes sectores industriales que participan. Lo mismo se aplica a otros riesgos relevantes como el riesgo de altos costos de inversión o el riesgo de mejoras de eficiencia menores.

En consecuencia, el agrupar todas las calderas en un proyecto MDL puede reducir en gran medida los costos de transacción y es ventajoso en cuanto a la incertidumbre, los riesgos, y la calidad de la información.

³² El tema del agrupamiento no es tratado de manera directa en las decisiones sobre mecanismos contenidas en el Acuerdo de Marrakech. No obstante, en las conversaciones sostenidas durante el proceso de negociación, varias partes mencionaron la posibilidad de agrupar proyectos. Es de esperar que la Junta Ejecutiva permita agrupar actividades similares en un proyecto MDL.

³³ En la oferta pública holandesa para proyectos MDL de noviembre 2001, la cantidad mínima que se puede adquirir de cualquier contratista es 100.000 CERs (CERUPT 2001).

9.5 Nivel de agregación de la línea de base

En proyectos donde se agrupan actividades de proyecto similares en diferentes locaciones, se puede construir una línea de base en diferentes niveles de agregación. Para el proyecto de calderas, podrían considerarse los siguientes tres niveles de agregación:

1. **Escenario de línea de base agregada.** Las líneas de base se desarrollan en un nivel agregado, asumiendo características similares de todas las calderas que participan. Las mismas asunciones de línea de base se aplicarían a todas las calderas.
2. **Escenario de línea de base parcialmente agregada.** Las calderas con características similares son agrupadas en diferentes categorías. Para cada categoría de calderas se define una línea de base que refleje las características específicas de dicho grupo. Las emisiones totales de línea de base se obtienen totalizando las emisiones de línea de base de todas las categorías.
3. **Escenario de línea de base desagregada.** Se define una línea de base separada con asunciones específicas para cada una de las calderas que participan. Las emisiones de línea de base totales se obtienen totalizando las emisiones de línea de base de todas las calderas.

Tal como se describió líneas arriba, existen tres factores que influyen las emisiones de línea de base de las calderas: la eficiencia energética, la cantidad de producción de vapor y el tipo de combustible. Teóricamente, algunos o los tres factores pueden ser estimados a un nivel agregado o desagregado, pero un mayor número de estimados agregados estarán asociados con incertidumbres mayores.

Con el propósito de realizar una estimación *ex ante* de las emisiones de línea de base, se recoge datos a un nivel agregado o parcialmente agregado, empleando material estadístico y modelos específicos, puesto que no está claro todavía qué compañías participarán en el proyecto MDL.

Para realizar un cálculo *ex post* de las emisiones de línea de base para el proyecto de calderas, se puede reducir considerablemente la incertidumbre de los resultados si los tres factores de influencia están basados en recolección de datos y cálculos específicos para cada caldera. La línea de base será, por tanto, calculada nuevamente a un nivel desagregado para cada caldera, pero con un enfoque metodológico común. La Tabla 9-1 brinda un panorama general acerca del nivel de agregación aplicado a las diferentes etapas del proyecto.

Tabla 9-1: Nivel de agregación de la recolección de datos y cálculos

	<i>Estimando ex ante</i> de la línea de base	Monitoreo	<i>Cálculo ex post</i> de la línea de base
Eficiencia	Modelos / Puntos de referencia	-	Específico para cada caldera/categoría
Tipo de combus-	Agregado	Específico para cada	Específico para cada

tible		caldera	caldera
Producción de vapor	Agregado	Específico para cada caldera (verificación con datos macroeconómicos, de ser aplicable)	Específico para cada caldera

Fuente: Öko-Institut

9.6 Enfoques metodológicos del Acuerdo de Marrakech

Con la adopción del Acuerdo de Marrakech en la séptima sesión de la Conferencia de las Partes (COP 7) en Noviembre de 2001, se definieron más concretamente las modalidades y procedimientos para MDL (Anexo a la decisión 17/CP.7). Sin embargo, se deja a la Junta Ejecutiva la elaboración de una guía específica sobre muchos aspectos para su consideración por parte de la COP o la COP/MOP.

De acuerdo con las modalidades y procedimientos para MDL establecidos en el Anexo a la decisión 17/CP.17, los desarrolladores del proyecto pueden escoger una metodología de línea de base de entre tres enfoques:

- (a) Emisiones existentes reales o históricas, según sea aplicable;
- (b) Emisiones de una tecnología que represente un curso de acción económicamente atractivo, tomando en cuenta las barreras para la inversión; o
- (c) Las emisiones promedio de actividades de proyecto similares realizadas en los cinco años previos en circunstancias sociales, económicas, medioambientales y tecnológicas similares, y cuyo desempeño se encuentra comprendido en el 20 por ciento superior de su categoría.

Si bien los primeros dos enfoques metodológicos serán evaluados más detalladamente, la opción (c) parece no ser aplicable a las calderas peruanas. Hasta ahora se ha ganado poca experiencia en reacondicionamiento de calderas en países con una situación social, económica, medioambiental y tecnológica similar a la del Perú. Los proyectos AIJ (Actividades Implementadas Conjuntamente) incluyen sistemas de calefacción distrital o el cambio a combustibles menos intensivos en carbono. Asimismo, la mayor parte de los proyectos son conducidos en Europa Oriental, donde la situación tecnológica y social es muy diferente. Las actividades conocidas hasta el momento en este campo no permiten aplicar este enfoque metodológico.

9.7 Matriz de Opciones para Eficiencia Energética de Línea de Base

9.7.1 Opción 1: Eficiencia Energética Real

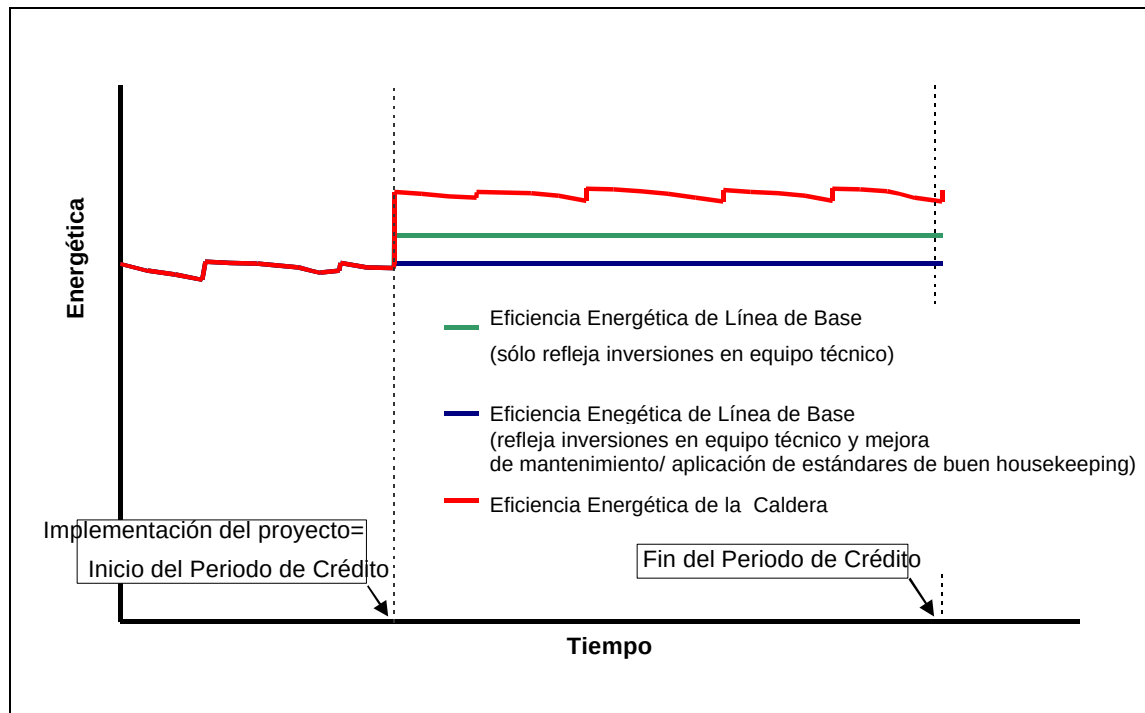
En el caso de proyectos de mejora de la eficiencia energética, el continuar con la situación actual es un enfoque común para la línea de base. Este enfoque corresponde a la

metodología (a) propuesta en el párrafo 48 de las modalidades y procedimientos del MDL (decisión 17/CP.7, ver la sección 9.6). En este enfoque se asume que la eficiencia energética actual de cada caldera no habría cambiado durante el periodo de crédito del proyecto en ausencia del proyecto. Técnicamente, es posible operar calderas por un periodo de tiempo prolongado con la misma eficiencia energética, si se aplican continuamente las actuales prácticas de mantenimiento y no se invierte en la mejora de la eficiencia energética. La mejora de la eficiencia de una caldera puede dividirse en un efecto de mejora de eficiencia, consecuencia de cambios en el equipo técnico instalado, y un efecto de mejora, resultado de esfuerzos para un mejor mantenimiento. Ambos efectos deben ser considerados en la línea de base de la caldera. En el caso del Perú, el mantenimiento de calderas es, por lo general, pobre y ni siquiera cumple con los Estándares de Buenas Prácticas de Gestión³⁴, por lo que la introducción de los Estándares de Buenas Prácticas de Gestión para el mantenimiento representará en sí una mejora en la eficiencia. Se cuestiona si la introducción de Estándares de Buenas Prácticas de Gestión que no involucren grandes inversiones, que son rentables sin ninguna actividad MDL y que reflejan principalmente un manejo apropiado de una planta, deben considerarse como factores de crédito bajo el MDL. Por lo tanto, el siguiente enfoque separa dos casos. En el primero, ambos efectos son considerados efectos del proyecto que deben ser acreditados. La línea de base refleja la continuación de la situación actual (sin buenas prácticas de gestión). En el segundo, sólo el cambio de equipo técnico es considerado como un efecto del proyecto que debe ser acreditado; la mejora del mantenimiento es un efecto secundario que mejora la eficiencia pero que no genera créditos. Esto conlleva a una línea de base de proyecto a un nivel de eficiencia energética más alto que el proyecto real.

La Figura 9-1 presenta el método de línea de base de continuación de la situación actual para ambos casos. La eficiencia energética de las calderas varía dependiendo de los intervalos de mantenimiento y de los cambios de equipo.

³⁴ Por supuesto, hay excepciones con el mantenimiento de calderas adecuado.

Figura 9-1: Línea de base con continuación de la eficiencia energética real



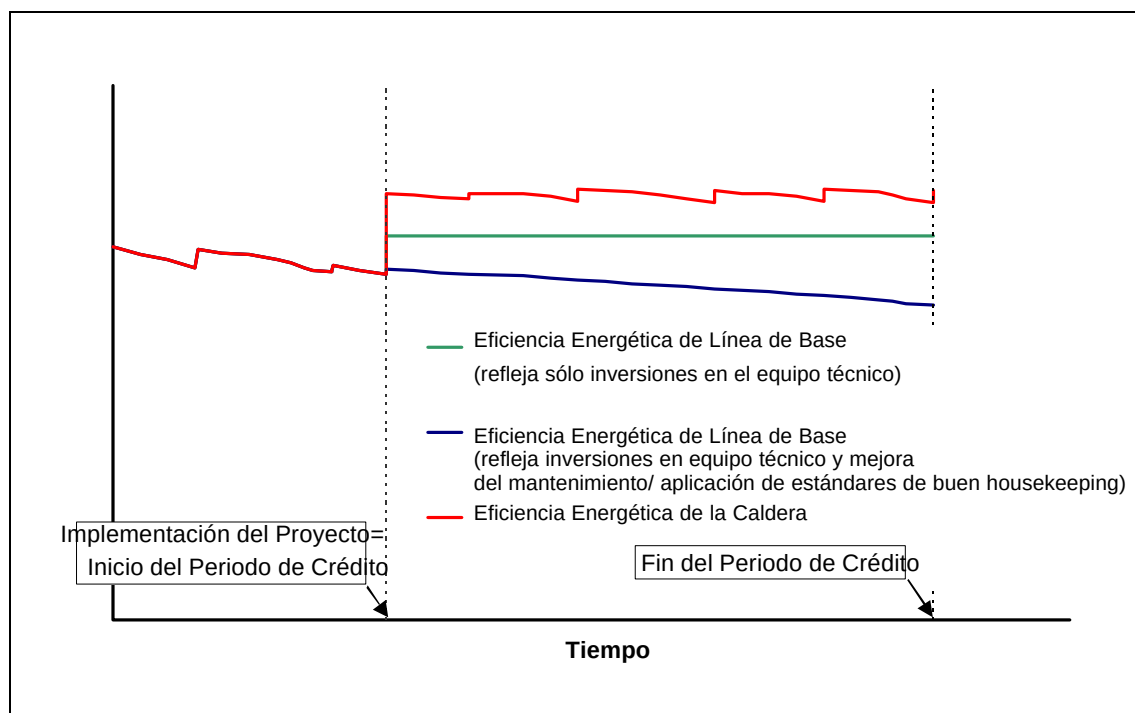
Fuente: Öko-Institut

9.7.2 Opción 2: Eficiencia Energética en Disminución

En este enfoque de línea de base se asume que la eficiencia energética de las calderas peruanas disminuye con el tiempo. Al igual que la Opción 1, este enfoque correspondería también a la metodología (a) propuesta en el párrafo 48 de la decisión 17/CP.7. El enfoque de línea de base se ilustra en la Figura 9-2.

Tal como se describe líneas arriba, es necesario llevar a cabo actividades de mantenimiento adecuadas con el fin de mantener el nivel de eficiencia energética. De otro modo, la eficiencia energética disminuiría con el tiempo. Si éste es el caso, en ausencia del proyecto MDL, la tendencia actual de disminución de la eficiencia energética podría continuar. No obstante, esta tendencia sólo se aplicaría a la línea de base donde los créditos resultan tanto de la mejora del mantenimiento como de las inversiones en el equipo técnico, puesto que se puede esperar que la eficiencia energética puede mantenerse bastante constante con la implementación de actividades de buenas prácticas de gestión.

Figura 9-2: Línea de base con eficiencia energética en disminución



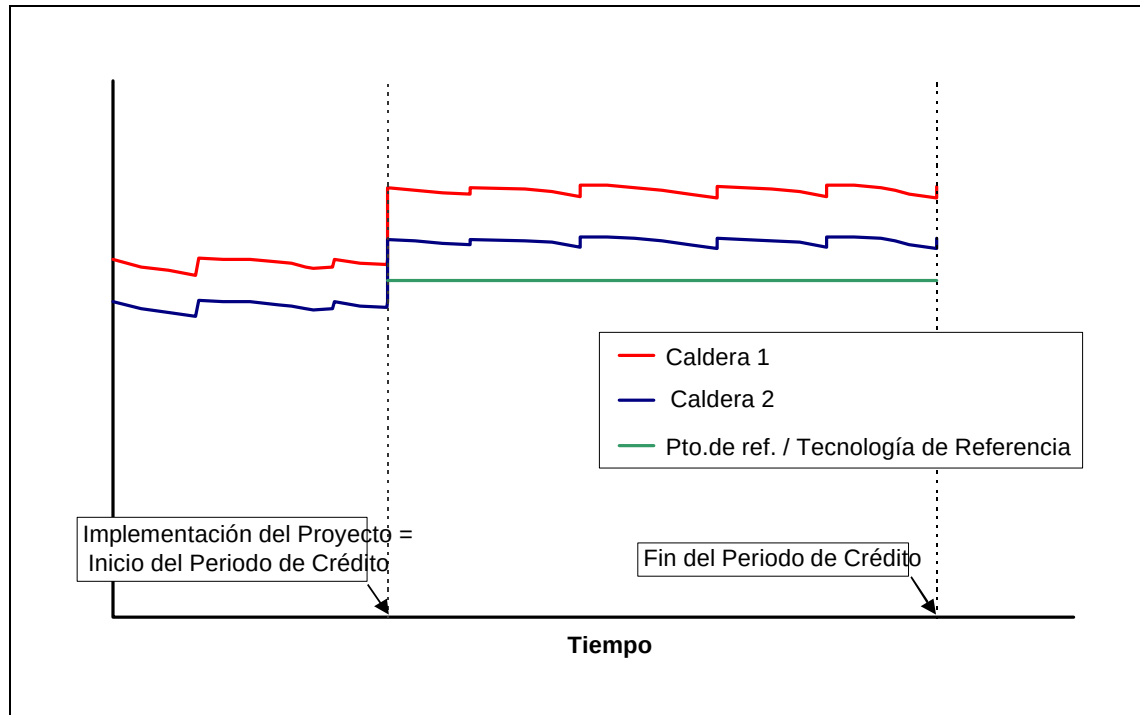
Fuente: Öko-Institut

9.7.3 Opción 3: Eficiencia Energética de una Tecnología de Referencia

De acuerdo con la metodología (b) indicada en el párrafo 48 de las modalidades y procedimientos para el MDL, la eficiencia energética de línea de base podría ser la eficiencia de una tecnología de referencia económicamente atractiva bajo la consideración de barreras para la inversión. En este enfoque, se podría considerar un punto de referencia (*benchmark*) para la eficiencia energética de línea de base.

En las opciones de línea de base 1 y 2, la eficiencia energética de línea de base se determina a un nivel totalmente desagregado. En este enfoque, se podría proponer una tecnología de referencia con eficiencias energéticas correspondientes para todas las calderas o para diferentes tipos de combustible o rangos de capacidad. La tecnología de referencia típica en el Perú sería una caldera con una eficiencia promedio de aproximadamente 82% (ver el capítulo 5.4). Este punto de referencia total se aplicaría a todas las calderas, independientemente de la eficiencia energética real antes de la implementación de medidas de mejora. El enfoque general se ilustra en la Figura 9-3.

Figura 9-3: Línea de Base con Tecnología de Referencia



Fuente: Öko-Institut

9.7.4 Selección del Enfoque de Línea de Base

De las tres opciones de línea de base presentadas líneas arriba, la eficiencia energética real sin acreditación de Actividades de Buenas Prácticas de Gestión (Opción 1) se propone como la metodología de línea de base más apropiada. La Opción 2 podría ser apropiada si se dispusiera de suficiente información confiable. La Opción 3 conlleva diversas dificultades y no debe ser escogida.

En la opción 3, una eficiencia energética de referencia se deriva de una tecnología de referencia. Este enfoque no parece apropiado por diferentes razones. En primer lugar, resulta difícil definir una tecnología de referencia típica para la situación peruana. El equipo de calderas varía: Mientras muchas calderas no cuentan con sistemas de control de combustión automatizados, otras sí tienen dicho sistema. En segundo lugar, es difícil derivar una eficiencia energética de referencia de una tecnología definida en el caso peruano, ya que la eficiencia energética varía incluso entre calderas con desempeño tecnológico similar, lo que se debe principalmente al empleo de diferentes prácticas de mantenimiento.

Tomando en cuenta estas variaciones en la eficiencia energética, la opción de línea de base de referencia traería consigo el peligro de crear incentivos para sobreestimar la reducción de emisiones: en el caso de la caldera 1 en la Figura 9-3, las reducciones de emisiones estarían sobreestimadas, puesto que la eficiencia energética de referencia está in-

cluso por debajo la eficiencia energética antes de la implementación del proyecto. En el segundo caso, el de la caldera 2, las reducciones de emisiones habrían sido subestimadas, ya que la eficiencia energética antes de la implementación del proyecto es considerablemente más baja que la tecnología de referencia (*benchmark*). Una vez fijada la eficiencia energética de referencia después de la aprobación del proyecto, los participantes del mismo tendrían un incentivo para considerar, sobre todo, las calderas del tipo 1 en la Figura 9-3, porque dichas calderas ya tienen un nivel relativamente bueno de eficiencia energética y generarían más reducciones de emisiones que las del tipo 2. En consecuencia, si se seleccionara más calderas del tipo 1 que del tipo 2, las reducciones de emisiones se sobreestimarían. **Como resultado, en general el enfoque de punto de referencia (*benchmark*) no parece adecuado en el caso de proyectos de agrupamiento donde la situación actual varía significativamente entre los miembros conformantes del grupo agrupado.**

En la opción 2, se propone una tendencia de línea de base de reducción de la eficiencia energética en el tiempo. En el Perú no se cuenta con información confiable de series de tiempo sobre la eficiencia energética de las calderas que permitiría verificar esta tendencia. Por el contrario, un análisis de la antigüedad y eficiencia energética de las calderas no mostró una correlación significativa entre estos parámetros (ver Figura 5-4 en la página 81). Por lo tanto, parece más apropiado asumir que la eficiencia energética no varía con el tiempo (Opción1), tomando también en consideración que la asunción de eficiencia energética de línea de base constante es el *enfoque* más *conservador*, dado que las reducciones de emisiones son más altas con una eficiencia energética en disminución.

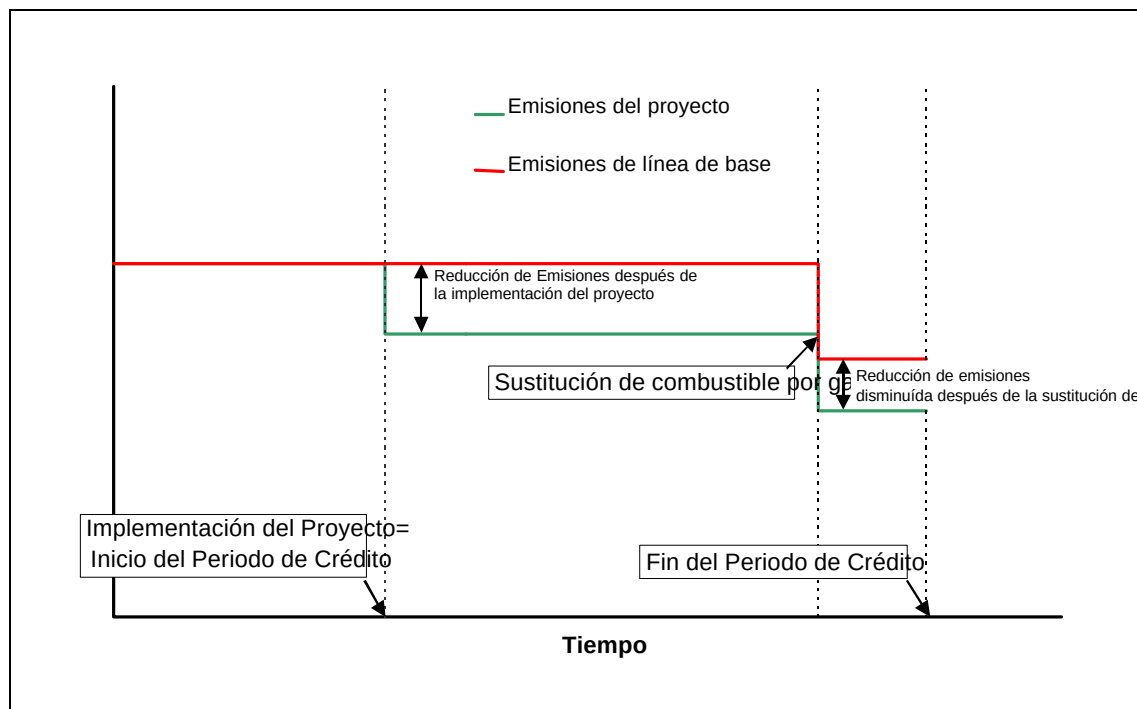
9.8 Impacto del Proyecto del Gas de Camisea en las emisiones de proyecto y de línea de base

Tal como se describe en el capítulo 4.3, el gas natural de Camisea será explotado y transportado a la región de Lima. Es de esperar que muchas compañías que cuentan con calderas sustituyan los combustibles residuales y diesel por gas natural. Es posible que esto afecte también a las calderas incluidas en el programa MDL. El cambio a gas natural genera reducciones de emisiones adicionales, ya que el gas natural posee un contenido de carbono menor al de los combustibles de petróleo, y la eficiencia energética podría incrementarse debido al intercambio del quemador. Sin embargo, estas reducciones de emisiones no son consideradas como parte de la actividad del proyecto MDL (ver el capítulo 9.9).

Por el contrario, el número de Reducciones de Emisiones Certificadas será menor si las calderas cambian a gas natural después de la implementación del proyecto: Dado que el gas natural tiene un contenido menor de carbono, el mismo nivel de ahorro de energía genera menos reducciones de emisiones. En los casos en que las compañías cambien a gas natural sólo después de implementar mejoras de eficiencia energética, se asume la misma eficiencia energética de línea de base, ya que las mejoras de eficiencia energética adicionales que resultan de la sustitución de combustible por gas natural no pueden atribuirse a la actividad del proyecto. No obstante, en el cálculo de las emisiones de línea de

base y de proyecto, es necesario considerar el menor contenido de carbono. La Figura 9-4 ilustra cómo se desarrollan las emisiones de línea de base y de proyecto a través del tiempo en dicho caso.

Figura 9-4: Cambio de las emisiones de línea de base y de proyecto en caso de sustitución de combustible



Fuente: Öko-Institut

9.9 Adicionalidad

De acuerdo con el Protocolo de Kyoto y los Acuerdo de Marrakech, los participantes del proyecto deben demostrar que las emisiones antropogénicas de gases de efecto invernadero están por debajo de aquéllas que se habrían generado en ausencia de la actividad del proyecto MDL. Los Acuerdos de Marrakech no brindan una guía específica acerca de cómo se puede implementar este principio.

La pregunta más importante con respecto a la adicionalidad es si las mismas actividades, o actividades similares, también tendrían lugar si no se implementara el proyecto MDL. El análisis del potencial y de los costos de mitigación de medidas para mejorar la eficiencia energética incluido en el capítulo 11 a continuación muestra que hay un potencial significativo para incrementar la eficiencia energética con costos de abatimiento negativos. En consecuencia, muchas de las medidas propuestas resultan económicamente atractivas y pueden ser implementadas sin ningún costo adicional. Sin embargo, en la práctica, estas medidas no se implementan actualmente, debido principalmente a las diversas barreras para las inversiones descritas en la sección 4.6. La actividad del proyecto

MDL tiene como objetivo superar algunas de estas barreras estableciendo un marco institucional que permita implementar medidas específicas relacionadas con las barreras existentes. Estas incluyen, entre otras, las siguientes:

- La negociación de una línea de crédito verde con un banco local que facilite el acceso a capital con tasas de interés y costos de transacción más bajos para las compañías.
- Consultoría técnica relacionada con la identificación de opciones de abatimiento.
- Capacitación del personal de las compañías para implementar medidas de Buenas Prácticas de Gestión con el fin de mantener el alto nivel de eficiencia energética de las calderas.

Sin estas medidas específicas, que forman parte del programa MDL de calderas propuesto, es poco probable que se den las mejoras de eficiencia energética, aun cuando en muchos casos estas medidas resultan económicamente atractivas.

Ahora bien, hay dos puntos que son de particular importancia para el proyecto y que se analizan brevemente a continuación: el tratamiento de actividades de Buenas Prácticas de Gestión y posibles efectos dominó. Asimismo, se presentan los requerimientos de participación para excluir los casos no adicionales en el programa MDL.

9.9.1 Tratamiento de actividades de Buenas Prácticas de Gestión

Como parte del proyecto MDL, se llevan a cabo dos tipos de actividades:

- **Actividades de Buenas Prácticas de Gestión.** En el capítulo 5 se analizó que actualmente muchas de las calderas en el Perú reciben un mantenimiento muy pobre. Se podría incrementar el nivel de eficiencia energética en gran medida con sólo aplicar medidas de buenas prácticas de gestión. Estas medidas tienen beneficios a corto plazo y necesitan ser implementadas continuamente con el fin de mantener un nivel de eficiencia energética adecuado. Las mejoras alcanzadas pueden cambiar con el paso del tiempo dependiendo de hasta qué punto se implementan continuamente las medidas de Buenas Prácticas de Gestión. Esto distorsiona el monitoreo de tales reducciones de emisiones.
- **Inversiones.** Sólo es posible obtener mejoras adicionales de eficiencia energética significativas invirtiendo en las calderas, lo que puede incluir el reemplazo de la caldera o de algún equipo, o la instalación de equipo adicional (e.g. control del exceso de aire). Las inversiones tienen, por lo general, beneficios medioambientales a largo plazo, si el equipo es operado de manera apropiada.

En el contexto de las actividades de Buenas Prácticas de Gestión como medidas MDL, se discute también que la transferencia de tecnología asociada está limitada a prácticas de mantenimiento y no se dan inversiones “reales”. Otros argumentos postulan que las actividades de buenas prácticas de gestión siempre deben implementarse y el reportarlas como una actividad MDL podría tener incentivos perversos: en el caso del proyecto de calderas, aquellas compañías que no han implementado medidas de buenas prácticas de

gestión serían premiadas y recibirían un ingreso adicional a través del programa MDL de calderas, mientras que las compañías que ya han implementado buenas prácticas medioambientales no serían recompensadas.

Bajo un enfoque conservador, se sugiere llevar a cabo actividades de buenas prácticas de gestión como parte del proyecto MDL, pero considerar sólo las reducciones de emisiones generadas por inversiones. No obstante, este enfoque puede revisarse dependiendo de las decisiones de la Junta Ejecutiva para MDL sobre este punto. En el análisis del potencial y de los costos de mitigación de las reducciones de emisiones contenido en el capítulo 11, las reducciones de emisiones por inversiones y las reducciones de emisiones debido a medidas de buenas prácticas de gestión son estimadas e ilustradas por separado.

9.9.2 Efectos dominó en proyectos de agrupamiento

Cuando se agrupan varias actividades pequeñas a un proyecto MDL, el problema de la adicionalidad de reducciones de emisiones, junto con los posibles *efectos dominó*, es un tema importante. Para muchas compañías que operan calderas, se puede esperar mejoras de eficiencia energética sólo a través de incentivos adicionales del proyecto MDL. Sin embargo, en otros casos, compañías que estén tratando de incrementar la eficiencia energética por sus propias razones comerciales, o que necesiten reemplazar de alguna forma una caldera antigua, podrían participar en el programa MDL e implementar únicamente medidas *business-as-usual*. En este caso, las reducciones de emisiones no son adicionales y no deben ser certificadas.

Las dificultades generales en la evaluación de la adicionalidad son ligeramente distintas en el caso de los proyectos de agrupamiento. En proyectos normales con una actividad en una locación – e.g. una planta de energías renovables –, se puede evaluar la adicionalidad considerando cuidadosamente las circunstancias económicas, institucionales y medioambientales específicas de ese proyecto. Cuando se agrupa varias actividades a pequeña escala, no es aplicable una evaluación detallada para cada participante del proyecto.

Parece haber dos posibles enfoques para tratar los puntos de la adicionalidad y los efectos dominó en proyectos de agrupamiento:

1. El desarrollo de criterios de elegibilidad para participación en el proyecto MDL de agrupamiento a un nivel específico para cada caldera para distinguir las medidas adicionales de las no adicionales (*enfoque a nivel micro*).
2. Evaluación del rango de posibles efectos dominó a un nivel macro y el respectivo ajuste de las reducciones de emisiones calculadas (*enfoque a nivel macro*).

La manera cómo implementar estos enfoques metodológicos depende del tipo de actividad de proyecto. En el caso de un proyecto de iluminación eficiente (que es, en efecto, un gran proyecto de agrupamiento), es obvio que no es posible evaluar a un nivel micro si un consumidor habría comprado la lámpara fluorescente compacta en ausencia del proyecto. Tampoco es posible excluir a dichos consumidores del proyecto en la práctica. Sin embargo, a un nivel macro, se puede evaluar la difusión histórica y futura posible de

las lámparas fluorescentes compactas y se pueden ajustar respectivamente las reducciones de emisiones.

En el caso del proyecto de calderas, no se dispone de series de tiempo sobre la mejora de eficiencia energética, lo que dificulta el cálculo del rango de efectos dominó a un nivel macro. El método aquí propuesto es un doble enfoque. En primer lugar, se desarrollan criterios de elegibilidad simples a un nivel específico para cada caldera con el fin de excluir aquellas calderas cuya participación en el proyecto no se presenta como claramente adicional. En segundo lugar, las reducciones de emisiones se estiman de manera conservadora escogiendo periodos de crédito relativamente cortos.³⁵ En la siguiente sección se proponen criterios de elegibilidad basados en los requerimientos de adicionalidad.

9.9.3 Criterios de elegibilidad para participación

En el desarrollo de los criterios de elegibilidad en cuanto a la adicionalidad a un nivel específico para cada caldera, es útil diferenciar entre:

- *la instalación de equipo adicional y*
- *el reemplazo del equipo existente.*

Cuando se instala un equipo adicional nuevo, tal como equipo para control automático de exceso de aire o un economizador, el desarrollo de criterios de elegibilidad específicos parece difícil, ya que dicho equipo es actualmente usado en algunas de las compañías y en otras no. Sin embargo, no se podría identificar características específicas de aquellas compañías que usan dicho equipo “adicional”. Por lo tanto, para la instalación del equipo adicional, se sugiere no aplicar ningún criterio de elegibilidad a nivel de calderas, sino más bien enfocarse en los posibles efectos dominó haciendo asunciones conservadoras para el periodo de crédito (ver la sección 9.10).

Cuando se reemplaza el equipo existente, es necesario considerar más cuidadosamente la adicionalidad. El principal riesgo es que equipos muy antiguos o calderas que necesitan ser reemplazadas participen en el programa. Para evitar que cada reemplazo de caldera o quemador sea elegible para participar en el programa MDL, es necesario definir criterios de simple aplicación. En principio, la caldera o equipo deberá estar en condiciones operativas. En segundo lugar, debe ser posible operar el equipo o la caldera por al menos unos años más. Esto deberá ser determinarse mediante una evaluación técnica objetiva, asumiendo que sólo se llevarían a cabo actividades de mantenimiento regulares y que no se harían inversiones mayores. Un criterio simple para determinar la utilidad del equipo existente es el valor económico del equipo, en caso fuera vendido.

Adicionalmente, se propone un umbral para la antigüedad del equipo actual. No deberá considerarse que el equipo que haya excedido su tiempo de vida técnica usual estará operativo por muchos años más. La mayoría de las calderas en el Perú no se utilizan por un

³⁵ Este último enfoque puede considerarse como un ajuste indirecto de las reducciones de emisiones, ya que el efecto de escoger periodos de crédito más cortos es similar a descontar reducciones de emisiones. Véase las reglas para periodos de créditos caldera-específicos en la sección 9.10.2.

periodo mayor que 35 a 40 años.³⁶ Por lo tanto, se propone una antigüedad máxima de 35 años para el reemplazo de una caldera. Para los quemadores, se propone un máximo de 20 años respectivamente. Los criterios de elegibilidad propuestos se resumen en la Tabla 9-2.

Tabla 9-2: Criterios de elegibilidad para el reemplazo de equipo o de calderas

• El equipo o la caldera que será reemplazada no deberá encontrarse fuera de servicio, sino que deberá estar <i>en condiciones operativas</i>. • El reemplazo de un caldera o equipo es elegible para participar en el programa MDL sólo si un operador del proyecto realiza una evaluación técnica simple o si un subcontratista determina que el equipo o la caldera está en condiciones de operar bajo circunstancias normales por unos tres años más como mínimo, asumiendo que sólo se realizarían actividades regulares de mantenimiento y que no se harían inversiones mayores. • Las calderas que serán reemplazadas no deberán exceder los <i>35 años</i> de antigüedad. • Los quemadores que serán reemplazados no deberán exceder los <i>20 años</i> de antigüedad.

9.10 Periodo de Crédito

El periodo de crédito es el lapso de tiempo durante el cual se generan *Certificados de Reducciones de Emisiones (CERs)*. Generalmente, el periodo de crédito debe reflejar el período de tiempo en el que se puede atribuir las reducciones de emisiones alcanzadas a la actividad del proyecto MDL.

En el caso de los proyectos de agrupamiento, hay que diferenciar entre el periodo de crédito del proyecto total y el periodo de crédito de un participante en particular. Para una sola caldera, los CERs pueden generarse sólo por un par de años, mientras las actividades del proyecto continúan en otras plantas. El periodo de crédito total del proyecto incluye el tiempo de duración de todas las actividades individuales y es, por tanto, más largo que el periodo de crédito de una actividad en particular. Asimismo, el periodo de crédito de cada actividad puede ser distinto en cada planta, reflejando así las circunstancias específicas de la actividad. Siguiendo este enfoque, se determina un periodo de crédito específico para cada caldera que participa en el proyecto, aplicando una metodología común. En consecuencia, el *periodo de crédito total del proyecto* puede ser estimado y propuesto *ex-ante* en este estudio, mientras los *periodos de crédito específicos* para

³⁶ Algunas calderas alcanzan los 70 años. Véase un análisis más detallado en el capítulo 5.

cada caldera serán establecidos *ex-post* en el curso del proyecto, pero siguiendo reglas claras, tal como se establece en la sección 9.10.2 a continuación.

Para establecer reglas claras para el periodo de crédito de cada caldera, el primer paso es clasificar las medidas de mejora de la eficiencia energética y proponer diferentes enfoques para la definición del periodo de crédito específico para cada caldera. Con la ayuda de esta clasificación, se establecen reglas para la definición de los periodos de créditos específicos para cada caldera. Finalmente, se introduce el enfoque general para el periodo de crédito total del proyecto.

9.10.1 Clasificación de las medidas de mejora de la eficiencia energética

Cuando se determina el periodo de crédito para los proyectos de mejora de la eficiencia energética, resulta útil distinguir entre dos tipos de actividades:

1. **Actividades estándar implementadas en un primer periodo.** Esto hace referencia a la implementación de medidas conocidas a nivel técnico, que incrementan la eficiencia energética a un nivel estándar para calderas nuevas. Estas actividades pueden definirse como inversiones que se implementan antes de lo que se hubieran implementado sin la actividad del proyecto— e.g. sólo hubieran sido implementadas después de la falla del equipo real. Las actividades típicas de esta categoría en el contexto del proyecto de calderas serían el reemplazo de una caldera o la instalación del equipo para control automático del exceso de aire.
2. **Actividades avanzadas.** Esto incluye actividades de inversión que aumentan la eficiencia energética por encima del nivel técnico estándar de un equipo nuevo. Este sería el caso si no se pudiera esperar una mejora de la eficiencia energética, aun en una etapa posterior, en ausencia del proyecto. En el caso del proyecto de calderas en el Perú, esto se aplicaría, por ejemplo, al uso de los economizadores, en vista de que son raramente utilizados en el Perú, aun cuando se instalan calderas nuevas.

El enfoque para el periodo de crédito específico para cada caldera depende de las características de la actividad. En ambos casos, se deberá considerar dos periodos de tiempo:

- **Tiempo de vida técnico de las medidas de mejora.** El periodo de crédito no puede ser más largo que el tiempo de vida técnico del equipo instalado. El periodo de crédito termina en el momento en que el equipo instalado falla antes de alcanzar su tiempo de vida técnico previsto.
- **Tiempo de vida restante del equipo actual.** Si el equipo actual (e.g. un quemador de la caldera o la caldera en sí) está en malas condiciones, es probable que sea reemplazado dentro de un periodo de tiempo determinado. En consecuencia, el periodo de crédito está limitado al tiempo de vida restante del equipo actual.

En el caso de las *actividades avanzadas*, el *tiempo de vida técnico del nuevo equipo instalado* es el factor más importante. Aun cuando la caldera actual sea muy antigua, no es muy probable que se alcance un estándar de eficiencia por encima del nivel usual con

una caldera nueva. No obstante, en el caso de las *actividades estándar implementadas en un primer período*, el *tiempo de vida técnico del equipo existente* es el factor más importante porque el proyecto MDL adelanta la inversión, pero no lleva a un nivel de eficiencia energética que no pueda alcanzarse en una etapa posterior.

La Tabla 9-3 muestra las medidas de mejora de la eficiencia energética más importantes, su tiempo de vida técnico estimado y la clasificación propuesta, reflejando la situación peruana actual.

Tabla 9-3: Tiempo de vida técnico y clasificación de medidas para mejorar la eficiencia energética en el Perú

Medidas propuestas	Tiempo de vida técnico aproximado	Clasificación
Control automático de exceso de aire	10 años	Estándar
Intercambio de quemador	15 años	Estándar
Control automático de purga de caldera	10 años	Avanzado
Reemplazo de la caldera	35 años	Estándar
Instalación del economizador	10 años	Avanzado

En la práctica, es difícil hacer una distinción precisa entre los dos enfoques porque en muchos casos se proponen diversas medidas para mejorar la eficiencia energética de una caldera. Estas diferentes medidas para *una* caldera pueden ser de distinto tipo (estándar / avanzado) y pueden tener tiempos de vida técnicos distintos. Sin embargo, el establecimiento de diferentes periodos de crédito para distintas actividades en una caldera sería muy complicado y prácticamente imposible de monitorear, dado que la mejora de eficiencia medida en el proceso de monitoreo no podría atribuirse a medidas de mejora aisladas. Siempre que se mezclen medidas de distinto tipo y tiempo de vida, es necesario determinar un periodo de crédito apropiado para la caldera, que cubra todas las medidas y refleje el principio de que las líneas de base deberán establecerse de manera conservadora y transparente. En este caso, se sugiere calcular un valor promedio que sea ponderado con la contribución estimada de cada medida a la mejora de eficiencia energética total esperada.

9.10.2 Reglas para la determinación de los periodos de crédito específicos para cada caldera

En el cuadro que aparece a continuación se resumen las reglas para determinar el periodo de crédito específico para cada caldera y demás requerimientos para participar en el programa MDL. Se distingue entre la implementación de medidas estándar únicamente, medidas avanzadas únicamente y la combinación de ambas.

A. Medidas estándar

Mejora de la eficiencia energética:

- El periodo de crédito está limitado a un máximo de *seis años* o a un periodo igual al *80% del tiempo de vida técnico esperado* de la medida de mejora de la eficiencia energética, el que sea más corto.

Reemplazo de una caldera:

- La caldera que será reemplazada necesita estar en *condiciones operativas*.
- El reemplazo de una caldera es elegible para participar en el programa MDL sólo si un operador del proyecto realiza una evaluación técnica simple o si un subcontratista sugiere que la caldera puede operar por tres años más como mínimo bajo condiciones normales, asumiendo que sólo se llevarán a cabo actividades de mantenimiento regulares y que no se realizarán inversiones mayores.
- La caldera que será reemplazada no deberá tener una antigüedad de más de *35 años*.
- El periodo de crédito se calcula restando la antigüedad de la caldera existente de un total de 40 años y está limitado a un máximo de ocho años.³⁷

B. Medidas avanzadas

- El periodo de crédito se limita a un máximo de *8 años* o a un periodo igual al *80% del tiempo de vida técnico esperado* de la medida de mejora de la eficiencia energética, el que sea más corto.

C. Combinación de diversas medidas

- Si se aplican diversas medidas con tiempo de vida técnico distinto, se deber tomar un valor promedio para el periodo de crédito. El promedio debe ser ponderado con la contribución estimada de cada medida a la mejora total de la eficiencia energética esperada, haciendo asunciones conservadoras con respecto al rango de incertidumbre.

En general, se sugiere limitar el periodo de crédito a un máximo de 80% del tiempo de vida técnico típico del equipo. Adicionalmente, se introduce un valor umbral máximo para el periodo de crédito dependiendo del tipo de medida propuesta (reemplazo de una

³⁷ Ejemplos: Reemplazo de una caldera de 34 años de antigüedad: período de crédito de 6 años. Reemplazo de una caldera de 30 años de antigüedad: período de crédito de 8 años.

caldera / mejora estándar de la eficiencia / mejora avanzada de la eficiencia). Este enfoque se escoge para reflejar las consideraciones de adicionalidad esbozadas en la sección 9.9.

El considerar sólo el 80% del tiempo de vida técnico para fines de crédito es un enfoque conservador con el que debería reflejarse que, en algunos casos, las compañías implementarían dichas medidas aun en ausencia del proyecto, en el mismo momento o en una etapa posterior (ver los efectos dominó en la sección 9.9.2). De acuerdo con la información obtenida por Jiménez et al. (2001) y CENERGIA (2001), sólo una pequeña fracción de aproximadamente 10-20% de las calderas son operadas apropiadamente. Por ende, se asume que los posibles efectos dominó pueden cubrirse considerando sólo 80% del tiempo de vida técnico del equipo.

Las medidas avanzadas para mejorar la eficiencia energética son menos sensibles en relación a la adicionalidad. El tiempo de vida técnico del equipo es usualmente de 10 años. Por lo tanto, podrían generarse CERs hasta unos 8 años. En el caso de las *medidas estándar* para mejorar la eficiencia energética, resulta más difícil evaluar la adicionalidad, ya que es más probable que la medida haya sido implementada en ausencia del proyecto. En consecuencia, el periodo de crédito está limitado a un período de tiempo más corto, con un máximo de seis años.

El *reemplazo de una caldera o un equipo* puede ser una medida sensible con un potencial significativo de *free riding*, ya que la mayoría de calderas son reemplazadas en algún momento. Usualmente, las calderas antiguas son reemplazadas cuando se produce una falla técnica seria que requeriría de importantes inversiones en mantenimiento. Tales casos son excluidos del proyecto, ya que las calderas deben encontrarse en condiciones operativas y una evaluación técnica honesta deberá confirmar la asunción de que la caldera puede operar por unos años más en condiciones normales. Por la misma razón, las calderas que han excedido el tiempo de vida técnico usual en el Perú, que es de aproximadamente 35-40 años, no deberán ser elegibles para reemplazo dentro del proyecto MDL. Para el periodo de crédito se propone un enfoque que considere la antigüedad de la caldera reemplazada: el periodo de crédito se limita al período de tiempo durante el que operará la caldera existente, asumiendo un tiempo de vida técnico potencial de 40 años.

9.10.3 Periodo total de crédito del proyecto

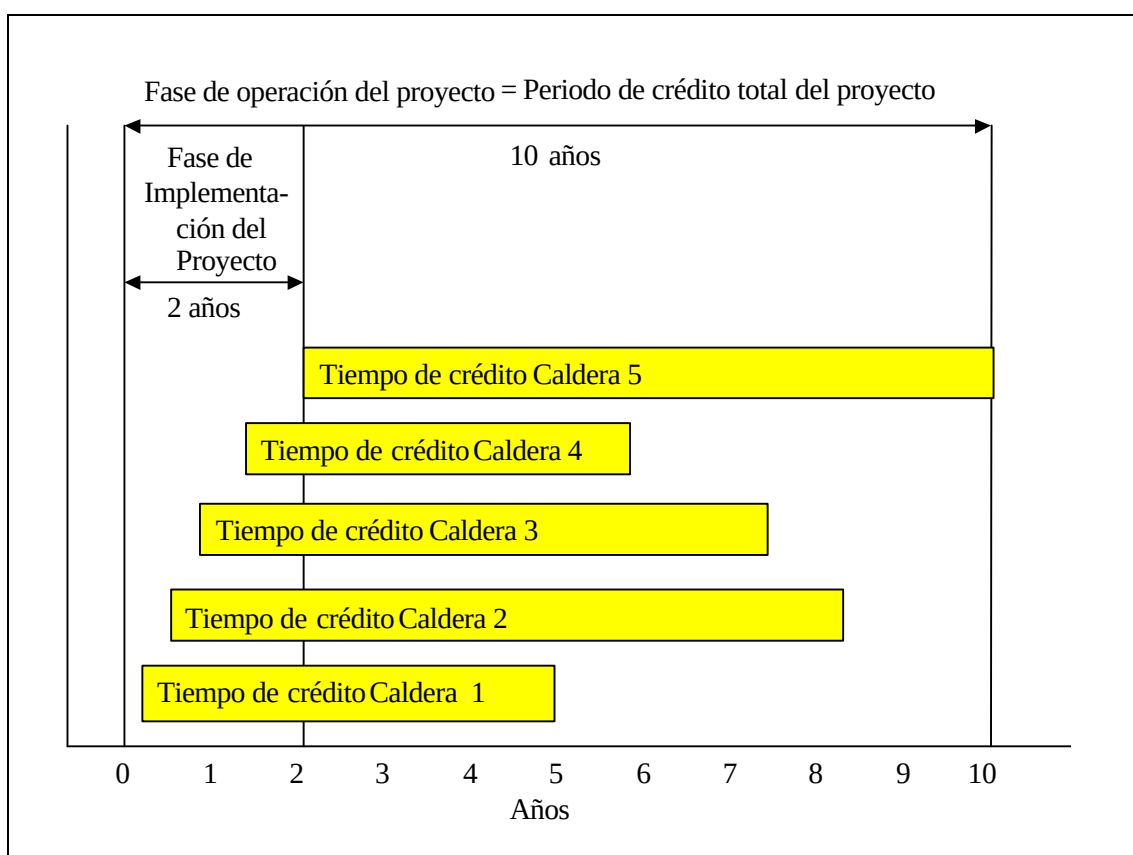
De acuerdo con el párrafo 49 de las modalidades y procedimientos del MDL (Anexo a la decisión 17/CP.7), los participantes del proyecto pueden elegir entre dos enfoques para determinar el periodo de crédito:

- (a) Un máximo de siete años que puede ser renovado dos veces como máximo, siempre y cuando cada vez que sea renovado una entidad operacional designada determine e informe a la Junta Ejecutiva que la línea de base original del proyecto es aún válida o ha sido actualizada tomando en cuenta los nuevos datos, en aquellos casos en que fuera aplicable; o

(b) Un máximo de diez años sin opción de renovar.

En el caso del proyecto de calderas en el Perú, se propone el segundo enfoque: un periodo de crédito de 10 años como máximo. Tal periodo total se estima suficiente, ya que las medidas individuales podrían tener un periodo de crédito de hasta ocho años; asimismo, se sugiere una fase de implementación del proyecto de dos años (ver la Figura 9-5). Si ha de implementarse una medida al final de dicha fase de implementación, todavía puede generarse CERs para esa caldera por ocho años sin exceder el periodo de crédito total de diez años.

Figura 9-5: Tiempo de crédito de calderas individuales y periodo de crédito total del proyecto



Fuente: Öko-Institut

9.11 Efectos de Filtración

De acuerdo con el párrafo 51 de las modalidades y procedimientos del MDL (Anexo a la decisión 17/CP.7), la filtración se define como “el cambio neto de emisiones antropogénicas por fuentes de gases de efecto invernadero que ocurre fuera de los límites del proyecto, y que puede medirse y atribuirse a la actividad del proyecto MDL.” Asimismo, según estas modalidades y procedimientos, las reducciones de emisiones alcanzadas deberán ajustarse para efectos de filtración. En el caso del proyecto de calderas peruano

propuesto, pueden presentarse efectos de filtración positivos, lo que significa que reducciones de emisiones adicionales tienen lugar fuera de los límites del proyecto. Por lo tanto, las reducciones de emisiones pueden incrementarse ligeramente. Ahora bien, en la práctica resulta difícil cuantificar de manera suficiente las reducciones de emisiones fuera de los límites del proyecto, por lo que se sugiere, a manera de enfoque conservador, no ajustar las reducciones de emisiones por filtración.

10 Plan de Monitoreo

10.1 Monitoreo y Verificación de Multi-proyecto

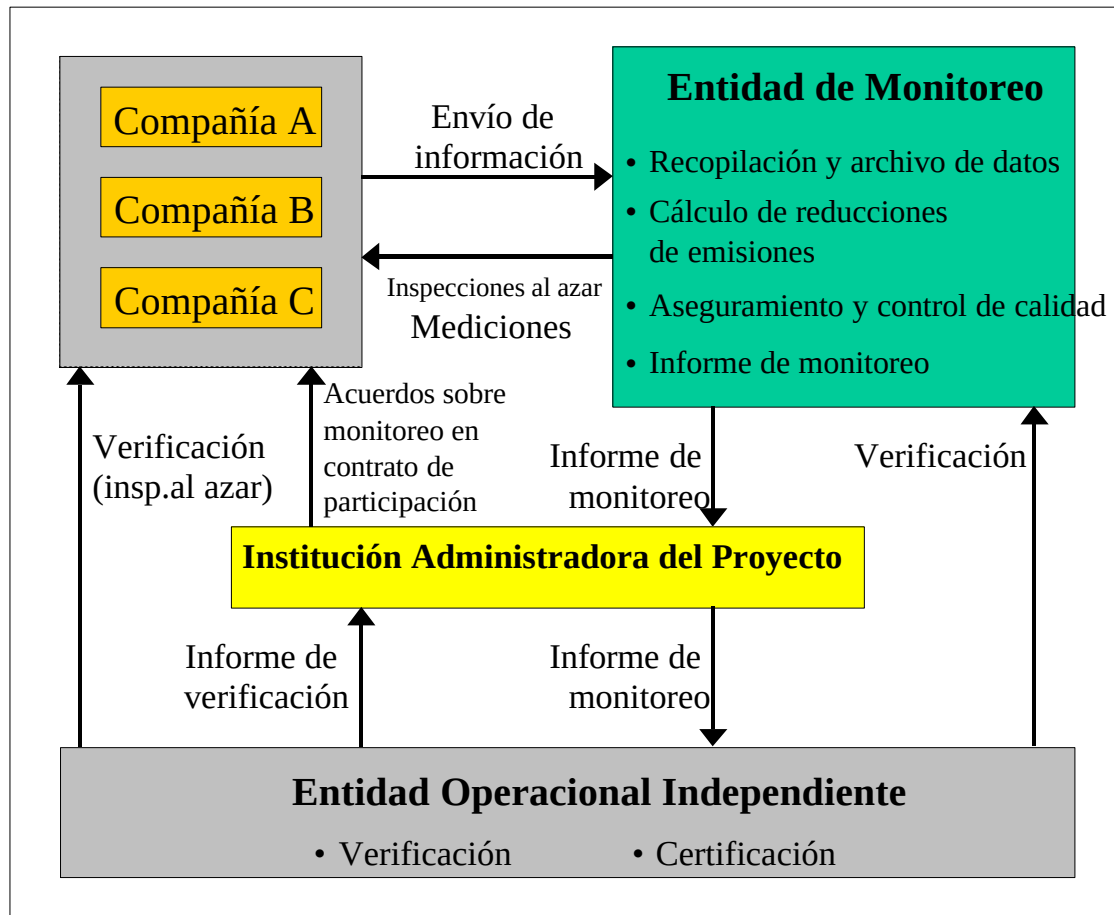
En el proceso de monitoreo las reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero alcanzadas son medidas y calculadas. De acuerdo con las modalidades y procedimientos para el MDL (borrador de decisión-/CMP.1 (Artículo 12), apartados del 53 al 60), los participantes del proyecto deberán elaborar un **plan de monitoreo** que abarque la recolección y archivo de toda la información relevante para determinar las emisiones dentro y fuera de los límites del proyecto, así como las emisiones de línea de base. Asimismo, deberán elaborar procedimientos para el cálculo de reducciones de emisiones y procedimientos para el aseguramiento y control de la calidad. Todos los pasos necesarios deberán estar documentados. Las reducciones de emisiones son estimadas periódicamente según el plan de monitoreo y son presentadas en un **informe de monitoreo** a una entidad operacional para su verificación y certificación.

En el proyecto de calderas peruanas, se propone un **proceso de monitoreo y verificación multi-proyecto**. Bajo este enfoque, el proceso de monitoreo será llevado a cabo de manera *centralizada* para todas las compañías por una **entidad de monitoreo**. La entidad de monitoreo será responsable de la recolección y archivo adecuados de toda la información perteneciente a todas las compañías, del cálculo de las reducciones de emisiones, del cálculo de los efectos de filtración, de la implementación de procedimientos de aseguramiento y control de calidad y del borrador del **informe de monitoreo** para su verificación y certificación por parte de una entidad operacional independiente. La entidad de monitoreo puede ser bien una compañía independiente contratada para este propósito por la Institución Administradora del Proyecto o bien la Institución Administradora del Proyecto.

El proceso global de monitoreo incluye varios pasos. Las tareas y relaciones entre las diferentes instituciones participantes se ilustran en la Figura 10-1. Como un primer paso, las compañías participantes remiten periódicamente información relevante acerca de la operación de las calderas. La entidad de monitoreo recoge y archiva dicha información, verifica la consistencia y realiza inspecciones en la compañía para verificar la validez de los datos proporcionados. Adicionalmente, se llevan a cabo mediciones de eficiencia energética en las calderas con el fin proporcionar la información necesaria para el cálculo de las reducciones de emisiones. Para las mediciones de la eficiencia energética, la entidad de monitoreo puede contratar subcontratistas. Con la información proporcionada, la entidad de monitoreo calcula las emisiones actuales de las calderas, las emisiones de línea de base y las reducciones de emisiones, y estima los efectos de filtración. Los resultados y toda la información necesaria son documentados en el informe de monitoreo, que será utilizado por la Institución Administradora del Proyecto para controlar si las compañías participantes cumplen con sus compromisos contractuales y alcanzan las mejoras de eficiencia energética esperadas. El informe de monitoreo también será evaluado por una entidad operacional independiente para su verificación y certificación. Dicha entidad será

contratada por la Institución Administradora del Proyecto y revisará el informe de monitoreo, controlará a las instituciones involucradas y determinará si las reducciones de emisiones reportadas son, en efecto, reales. La entidad operacional independiente puede, por tanto, conducir inspecciones *in situ* en las compañías participantes. Finalmente, la entidad de monitoreo independiente publicará un informe de verificación.

Figura 10-1: Monitoreo y verificación multi-proyecto



Fuente: Öko-Institut

Con el fin de recoger información suficiente y confiable para el monitoreo, las compañías participantes estarán obligadas por contrato a cooperar en el proceso de monitoreo. Esto incluye:

- La obligación de remitir la información relevante,
- La autorización a la entidad de monitoreo o a un tercero para verificar la validez de la información remitida,
- La autorización a la entidad de monitoreo o a un tercero para realizar inspecciones en la planta,

- El permiso a la entidad de monitoreo, subcontratistas de la entidad de monitoreo o terceros para llevar a cabo mediciones en las plantas de calderas en coordinación con la administración de la compañía, o para instalar un equipo de medición permanente (que podría emitir automáticamente información de operación vía sistemas electrónicos de transferencia de datos).

El enfoque centralizado para el proceso de monitoreo presenta diversas ventajas. En primer lugar, permite reducir los costos de transacción de manera significativa. En segundo lugar, mediante procedimientos estandarizados se puede mejorar la calidad de la información y puede reducirse la incertidumbre comparando información de diferentes calderas y realizando inspecciones al azar. Finalmente, el proceso de verificación y certificación se simplifica, ya que la entidad operacional independiente tiene un sistema centralizado y una contraparte para verificar la consistencia de la recolección de información y de los cálculos.

10.2 Enfoque Metodológico

Tal como se describe en el capítulo 9 acerca de las líneas de base para la estimación de las reducciones de emisiones alcanzadas, es necesario determinar las emisiones actuales del proyecto y calcular las emisiones *ex-post* de la línea de base dinámica. Las reducciones de emisiones son calculadas restando las emisiones actuales menos las emisiones de línea de base. Para el cálculo *ex-post* de las reducciones de emisiones, es necesario monitorear **la eficiencia energética, el consumo de combustible y el tipo de combustible** empleando la metodología de línea de base. Según la metodología de monitoreo propuesta más abajo, el nivel de actividad— la producción de vapor— no tiene que ser monitoreada directamente, puesto que existe una relación directa entre la producción de vapor, la eficiencia energética y el consumo de combustible, y la producción de vapor puede ser calculada a partir de la eficiencia energética y el consumo de combustible. Sin embargo, para el control continuo de la eficiencia energética, se instalará equipo de medición de vapor en la mayor parte de compañías. Los procedimientos y modalidades de medición y recopilación de información, y de cálculo de las reducciones de emisiones se describen más detalladamente en las siguientes secciones.

En el enfoque que se ha seguido aquí, las reducciones de emisiones se determinan a un nivel desagregado para cada caldera y, enseguida, son sumadas a la reducción de emisiones total. Una evaluación detallada de 80 calderas como parte de dos estudios conducidos por Jiménez et al. (2001) y CENERGIA (2001) demuestra que no hay muchas calderas con un desempeño y características muy similares que permitan hacer asunciones comunes para ciertos tipos de calderas. La producción de vapor y la eficiencia energética varían considerablemente para cada caldera, incluso entre calderas de la misma antigüedad, el mismo tamaño, el mismo combustible, o en un sector industrial. Por ello, es necesario considerar la eficiencia energética y la cantidad de producción de vapor de cada caldera.

En el proceso de monitoreo debe recopilarse y archivarse información relativa a las compañías participantes e información técnica sobre las calderas. Se capacitará personal técnico de las empresas participantes acerca de cómo usar este equipo en una unidad de creación de capacidad al implementar las medidas de mejora de la eficiencia.

Se sugiere realizar la recopilación de datos principalmente de manera *anual*. Un intervalo más corto incrementaría los costos de transacción y complicaría los procedimientos de aseguramiento y control de calidad, dado que la comparación de información entre estaciones diferentes es más difícil. No obstante, la verificación y certificación a cargo de una entidad operacional puede realizarse dos veces al año con el fin de reducir los costos de transacción.

10.3 Eficiencia Energética

Un monitoreo correcto de las mejoras de eficiencia energética obtenidas mediante la actividad del proyecto, resulta crucial para la sostenibilidad ambiental de las reducciones de emisiones logradas. Sin embargo, las mediciones de la eficiencia energética tienen cierto nivel de incertidumbre. En el caso del proyecto de calderas, se puede reducir este factor de incertidumbre mediante procedimientos estandarizados para la medición y cálculo de las mejoras de la eficiencia energética y mediante procedimientos de aseguramiento y control de calidad. Además, el impacto de errores aislados en las mediciones de eficiencia energética es moderado a través del gran número de calderas.

Las mediciones de la eficiencia energética se llevarán a cabo en tres diferentes etapas de la implementación del proyecto:

1. Antes de la implementación de mediciones de mejora de la eficiencia energética.
2. Inmediatamente después de la implementación de las mediciones de mejora de la eficiencia energética.
3. Durante la operación continua o a intervalos regulares.

Las primeras dos mediciones son necesarias para verificar las mejoras de eficiencia energética alcanzadas. Las mediciones que se realizan durante la operación del proyecto apuntan a cuantificar hasta qué punto la eficiencia energética puede decrecer con el paso del tiempo debido al desgaste del equipo instalado. Las mediciones de la eficiencia energética pueden ser realizadas por personal de la entidad de monitoreo o por subcontratistas.

10.3.1 Estándares técnicos

Los procedimientos y estándares técnicos para la medición de la eficiencia energética se encuentran especificados en diversas directrices técnicas. En el Perú, la *Comisión de Reglamentos Técnicos y Comerciales* se encuentra elaborando actualmente un estándar

técnico para mediciones de la eficiencia energética en calderas industriales. Un primer borrador fue publicado en Agosto del 2002.³⁸

El *Manual de Eficiencia Energética de Calderas Industriales* publicado por el *Instituto de Investigación Tecnológica Industrial y de Normas Técnicas* da instrucciones sobre cómo medir y calcular la eficiencia energética (ITINTEC 1991).

El *Performance Test Code for Fired Steam Generators* (PTC 4-1998) (*Código de Prueba de Rendimiento para Generadores a Vapor*) publicado por la *American Society of Mechanical Engineers* (ASME 1998) es un estándar bien completo para todo tipo de generadores a vapor, que permite determinar el nivel de eficiencia energética con bastante precisión. Los estándares británicos *Methods for assessing thermal performance of boilers for steam, hot water and high temperature heat transfer fluids* (BS 845) (*Métodos para evaluar el rendimiento térmico de calderas para vapor, agua caliente y fluidos de transferencia de calor de alta temperatura*) publicado por la *British Standards Institution* (1987) abarca dos procedimientos: un procedimiento breve y conciso para calderas normales (BS 845-1) y un procedimiento exhaustivo para calderas más complejas (BS 845-2). La *German Industry Norm* (DIN 1942) (*Norma de la Industria Alemana*) también brinda instrucciones detalladas para las mediciones y cálculos, incluyendo ejemplos de cálculos. La mayoría de estas directrices técnicas son desarrolladas para una evaluación exhaustiva de la eficiencia energética en grandes generadores de vapor. En el caso de las calderas a petróleo o gas de hasta 10 MW, resulta apropiado realizar algunas simplificaciones que disminuyen significativamente los costos de las mediciones y sólo aumentan moderadamente el nivel de incertidumbre. Con el fin de obtener información consistente y confiable, todas las mediciones durante el proyecto deberán realizarse del mismo modo, aplicando el mismo estándar técnico.

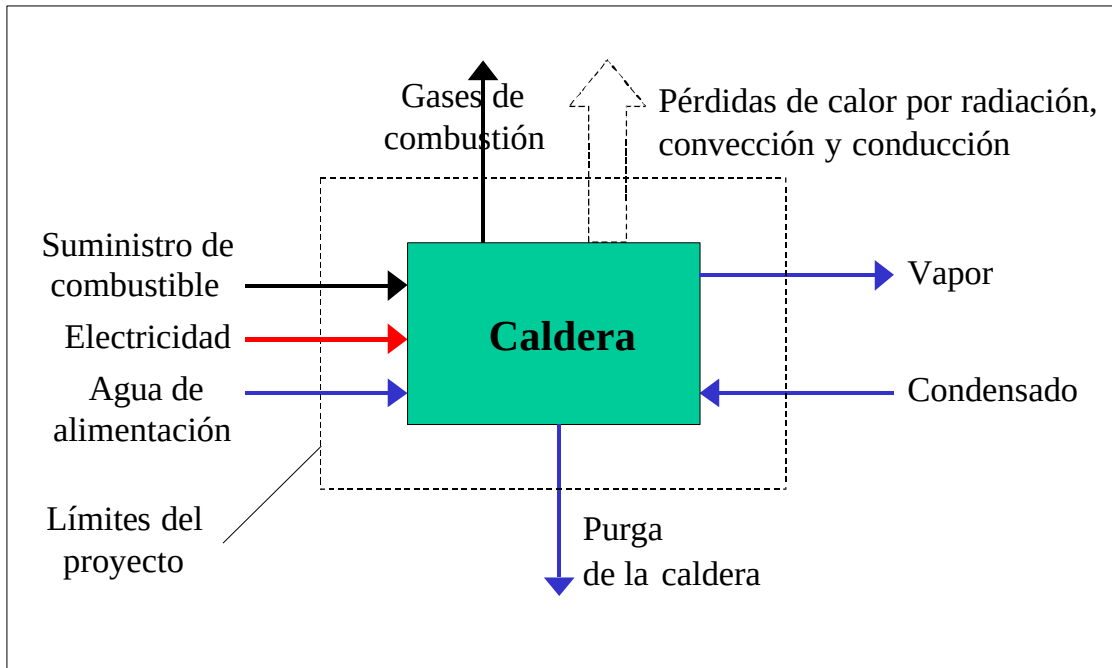
10.3.2 Método de balance de energía y método de entrada y salida

La eficiencia energética puede medirse siguiendo dos métodos distintos (ASME PTC 4-1998): el método de **balance de energía** (o método indirecto), y el **método de entrada y salida** (o método directo). El balance de energía de una caldera puede dividirse en la entrada de energía como suministro de combustible, la salida de energía como producción de vapor y pérdidas (ver la

Figura 10-2).

Figura 10-2: Balance de energía y límites del proyecto para una caldera

³⁸ Proyecto de Norma Técnica Peruana (PNT 350.300): Calderas Industriales. Procedimiento para la Determinación de la Eficiencia Térmica de Calderas Industriales. 1ª Edición, Lima, Agosto de 2002.



Fuente: Öko-Institut

En el método de entrada y salida, se determina el suministro de combustible y la producción de vapor y se calcula la eficiencia energética dividiendo la energía en la salida de vapor entre la energía suministrada con el combustible:

$$e = \frac{Q_{\text{Vapor}}}{Q_{\text{Combustible}}} \quad (\text{ecuación 10.1})$$

Donde:

e : Eficiencia energética de la caldera

Q_{Vapor} : Producción de vapor durante la medición (MWh)

$Q_{\text{Combustible}}$: Suministro de combustible durante la medición (MWh)

Para el método de entrada y salida, los requerimientos de mediciones primarias³⁹, en el caso de calderas a gas o petróleo, son:

- El caudal del combustible, el agua de alimentación y todos los caudales secundarios, tales como la purga de la caldera⁴⁰,

³⁹ Se requieren mediciones adicionales para determinar la eficiencia energética de manera más precisa. Sin embargo, usualmente las mediciones adicionales tienen un efecto menor en los resultados.

⁴⁰ En vez de medir el caudal del agua de alimentación y todos los caudales secundarios, puede ser posible medir el caudal del vapor. Sin embargo, las medidas del caudal del vapor están, por lo general, asociadas con un nivel de incertidumbre más alto que el de las mediciones de caudales líquidos.

- Presión y temperatura del agua de alimentación y la salida de vapor, y
- El poder calorífico inferior y/o superior del combustible.

El método de balance de energía determina la eficiencia energética de manera indirecta a través de la medición de las diversas pérdidas de energía. La eficiencia energética se calcula restando las diversas pérdidas del 100%:

$$e = 1 - L_{FG,dry} - L_{FG,vapor} - L_{rcc} - L_{ug} - L_{cm} - L_{purga} \quad (\text{ecuación 10.2})$$

Donde:

e :	<i>Eficiencia energética de la caldera</i>
$L_{FG,dry}$:	<i>Pérdida debido al calor sensible en el gas seco de combustión (%)</i>
$L_{FG,vapor}$:	<i>Pérdida debido a entalpía en el vapor de agua (%)</i>
L_{rcc} :	<i>Pérdida debido a radiación, convección y conducción (%)</i>
L_{ug} :	<i>Pérdida debido a gases no quemados (%)</i>
L_{cm} :	<i>Pérdida debido a materia combustible en gases de combustión (%)</i>
$L_{blowdown}$:	<i>Pérdida debido a purga de la caldera (%)</i>

Para el método de balance de energía, los requerimientos de mediciones primarias, en el caso de calderas a gas o petróleo, son:

- El análisis químico del gas de combustión
- Temperaturas del aire y del gas de combustión
- El poder calorífico inferior y/o superior del combustible

Tabla 10-1: Ventajas y desventajas del método de balance de energía y del método de entrada y salida

	Método de Balance de Energía (Método Indirecto)	Método de Entrada y Salida (Método Directo)
Ventajas	• Las mediciones primarias (composición y temperatura del gas de combustión) puede hacerse de manera muy exacta con equipos relativamente simples. • El nivel de incertidumbre de los resultados de las pruebas es, con frecuencia, más bajo que con el método de salida-entrada. • La medición de las diferentes pérdidas	• Todas las pérdidas son consideradas en la medición y no es necesaria la estimación de algunas pérdidas. • Requiere pocas mediciones.

	permite identificar las fuentes de ineficiencia.	
Desventajas	- Algunas pérdidas son prácticamente imposibles de medir y tienen que ser estimadas (pérdida debido a radiación, convección y conducción; purga de la caldera si se opera de manera discontinua; pérdidas de operación debido a pausas o arranques) - Requiere de más mediciones	- Flujo del combustible, poder calorífico del combustible, caudales de vapor y propiedades del vapor tienen que ser medidos de manera muy exacta para minimizar el nivel de incertidumbre. - No se identifican fuentes de ineficiencia.

Fuente: ASME PTC 4-1998, consideraciones de Öko-Institut

Las ventajas y desventajas del método de entrada y salida y del método de balance de energía se presentan en la Tabla 10-1. En la mayoría de los casos, el método de balance de energía conlleva una incertidumbre total de prueba más baja porque las pérdidas medidas representan sólo una fracción pequeña de la energía total. Asimismo, en la práctica es muy difícil medir de manera exacta las propiedades y caudales del vapor, lo que es necesario para el método de entrada y salida. En cuanto al método de balance de energía, la medición de la composición y temperatura de los gases de combustión puede realizarse de forma relativamente fácil y precisa, y esta información permite así determinar las pérdidas mayores. La principal ventaja del método de entrada y salida es que todas las pérdidas están automáticamente cubiertas por las mediciones; mientras que con el método de balance de energía, algunas pérdidas tienen que ser estimadas. Además, el método de entrada y salida permite determinar la eficiencia promedio de operación en un intervalo de tiempo más largo, que incluye pérdidas debido a una operación standby o arranque y purgas discontinuas. Las mediciones realizadas con el método de balance de energía sólo muestran la eficiencia durante una operación en régimen estacionario.

Los estándares técnicos recomiendan utilizar el método que conlleva una incertidumbre menor. En aquellos casos en que es difícil medir el suministro de combustible, normalmente se sugiere el método de balance de energía. Esto se aplica en la práctica especialmente a calderas de vapor que queman carbón, donde las propiedades del combustible pueden cambiar con el transcurso del tiempo. La Norma Industrial Alemana recomienda el método de entrada y salida para calderas operadas a gas o petróleo más pequeñas, ya que las pérdidas por radiación, convección y conducción son significativas en pequeñas unidades y, por general, la medición de los caudales de gas y petróleo puede hacerse de manera exacta (DIN 1942, 1994, página 6), mientras que el procedimiento conciso del *British Standard 845* (BS 845-1) utiliza el método de balance de energía. El *Código de Prueba de Rendimiento para Generadores de Vapor* publicado por la *American Society of Mechanical Engineers* (ASME PTC 4-1998) no da una recomendación específica para calderas pequeñas a gas o petróleo, mas “recomienda el método de balance de energía en los casos en que se requiera de correcciones a condiciones estándar o de garantía. En otros casos, la elección del método deberá basarse en la instrumentación disponible y la incertidumbre de prueba proyectada.”

10.3.3 Influencia del factor de carga y de las actividades de mantenimiento en la eficiencia energética

La eficiencia energética de las calderas depende no sólo del desempeño general de la caldera, sino también del factor de carga real⁴¹ y su estado de mantenimiento actual. Por lo tanto, puede cambiar considerablemente con el tiempo. Por lo general, el nivel de eficiencia más alto se alcanza después de realizadas las actividades de mantenimiento (tales como ajustes de combustión, limpieza de tubos) y a factores de carga de 60-70%. Esto dificulta la comparación de eficiencia energética antes y después de la implementación de las medidas de mejora. Al parecer, es posible seguir los siguientes enfoques:

- La eficiencia energética se determina antes y después de la implementación de medidas en una situación de operación referencial en régimen estacionario. La situación de operación referencial puede tener lugar al nivel de fogeo del combustible y dentro de un período de tiempo limitado después de completados los procedimientos de mantenimiento regulares.

Las calderas pequeñas (< 1 MW) con frecuencia cuentan con quemadores que sólo permiten una posición de fuego (tipo On-Off), por lo cual basta una medición. En cuanto a los quemadores con dos posiciones de fuego posibles (High-Low-Off), las mediciones deben realizarse en ambas posiciones de fuego. Puede tomarse un valor promedio para la determinación de la eficiencia energética, a menos que una de las posiciones de fuego se aplique durante la mayor parte del tiempo de operación. Para los quemadores que permiten modular el nivel de fogeo, se sugiere realizar 2 ó 3 mediciones a distintos niveles de fogeo.

- La eficiencia energética puede determinarse como una eficiencia promedio durante un intervalo de tiempo más largo (e.g. 1 a 4 semanas) antes y después de la implementación de las medidas. De esta forma se determinaría una eficiencia energética promedio, que incluye otras pérdidas debido a pausas o a una purga discontinua de la caldera.

En el primer caso, se puede emplear tanto el método de balance de energía como el de entrada y salida; en el segundo caso, sólo es aplicable el método de entrada y salida. El último enfoque presenta la desventaja de que los resultados de las mediciones dependen de las características de operación del respectivo intervalo de tiempo. La actividad de producción y, en consecuencia, las características de la demanda de vapor en la planta pueden variar significativamente entre los dos periodos de medición antes y después de la implementación de medidas para mejorar la eficiencia.

Por ende, se sugiere seguir el primer enfoque para la verificación de las mejoras de eficiencia y llevar a cabo mediciones antes y después de la implementación de la actividad

⁴¹ El factor de carga se define como la carga real de la caldera dividida entre la carga máxima posible (capacidad) de la misma. Un factor de carga real de 0,5 significa que la caldera está operando al 50% de su posible capacidad.

del proyecto en condiciones de operación estable. Las actividades de mantenimiento deberán haberse realizado adecuadamente en la semana previa.

Con el fin de excluir las actividades de buenas prácticas de gestión (ver la sección 9.9.1), es necesario asegurarse de que la medición para determinar la línea de base, lo que se realiza antes de la implementación del proyecto, se lleve a cabo en una situación en la que se apliquen actividades de buenas prácticas de gestión y un mantenimiento adecuado. De no ser el caso, se sugiere ajustar la eficiencia energética medida para reflejar la eficiencia energética que podría alcanzarse con un mantenimiento adecuado y buenas prácticas de gestión.

10.3.4 Enfoque de doble vía para las calderas en el Perú

En el Perú, el método de balance de energía es mucho más utilizado que el método de entrada y salida. De las 80 calderas estudiadas, sólo dos contaban con un equipo de medición de vapor instalado. Aparentemente, las compañías temen gastar dinero en equipos de control de eficiencia energética. En los estudios realizados, se hizo difícil emplear el método de entrada y salida, dado que el equipo portátil no pudo ser instalado apropiadamente en algunas compañías y las mediciones habrían implicado un nivel de incertidumbre considerable. Las mediciones se realizaron, por tanto, empleando el método de balance de energía. Sin embargo, aun las mediciones realizadas con este método por Jiménez et al. (2001) y CENERGIA (2001) resultaron muy vagas con respecto a algunas pérdidas, especialmente aquéllas causadas por materia combustible en los gases de combustión, donde se determinaron pérdidas de hasta 12%, lo que parece poco razonable.

Tomando en cuenta las dificultades experimentadas con la medición de eficiencia energética en el Perú, para el programa MDL se propone aplicar un enfoque de doble vía que involucre ambos métodos. El método de balance de energía deberá emplearse principalmente para verificar las mejoras de eficiencia alcanzadas a través de las medidas implementadas, mientras que el método de entrada y salida deberá emplearse sobre todo para monitorear posibles cambios en la eficiencia energética durante la operación del proyecto. El método de balance de energía presenta varias ventajas con respecto a la determinación de las mejoras de eficiencia:

- La principal ventaja es que suele tener un nivel de incertidumbre más bajo, dadas las circunstancias existentes en el Perú. Las medidas primarias necesarias relacionadas con la composición y temperatura de los gases de combustión son relativamente fáciles de llevar a cabo y permiten calcular las principales fuentes de ineficiencia.
- El método de balance de energía permite identificar las fuentes de ineficiencia. Los resultados de las pruebas pueden utilizarse para proponer mediciones orientadas a la mejora de la eficiencia energética.
- La identificación de las fuentes de ineficiencia mediante este método sirve de ayuda cuando hay que elegir una eficiencia distinta como línea de base con el fin de excluir las buenas prácticas de gestión de la actividad MDL (ver los párrafos

previos y el capítulo 9.9.1 sobre las actividades de buenas prácticas de gestión en la línea de base).

Para monitorear la eficiencia energética durante la operación del proyecto, se propone instalar equipo de medición del flujo de vapor y combustible permanente, lo que permite determinar la eficiencia energética de manera continua durante la operación de la caldera. Si bien la instalación de dicho equipo conlleva costos significativos que oscilan entre US\$ 3.000 y US\$ 5.300 en el Perú, resulta útil monitorear continuamente la eficiencia energética por diversas razones:

- Para mantener un alto nivel de eficiencia energética, es necesario medirla continuamente mientras la caldera está en operación. Esto permite identificar posibles bajas en la eficiencia energética durante la operación debido al desgaste de la caldera o de otro equipo. Se pueden optimizar los intervalos y las actividades de mantenimiento. Experiencias prácticas muestran que de esta forma se puede sostener un nivel de eficiencia energética más alto y que pueden reducirse los costos totales de producción de vapor.
- Cuando se permita a los operadores de calderas monitorear la eficiencia energética de manera continua, se puede incrementar la toma de conciencia acerca de la importancia de la eficiencia energética.

Sin embargo, en el caso de calderas relativamente pequeñas, los costos del equipo de medición del flujo de vapor y combustible pueden ser muy altos. En estos casos puede monitorearse la eficiencia durante la operación mediante mediciones regulares aplicando el método de balance de energía.

10.3.5 Caso especial: Monitoreo del impulso de la eficiencia energética con medidas relacionadas con la purga y el aislamiento de la caldera

Mediante la aplicación del método de balance de energía, no es posible medir apropiadamente, en la práctica, las pérdidas por radiación, convección y conducción, y las pérdidas por purga discontinua. El porcentaje de estas pérdidas en relación con las pérdidas totales depende de circunstancias específicas, tales como la calidad del aislamiento de la caldera, la manera de operación (factor de carga, número de arranques) o el equipo de control de purga de la caldera. Métodos de aproximación comunes en el caso del método de balance de energía, tal como se sugiere en la Norma de la Industria Alemana (DIN 1942) o el Estándar Británico 845 (BS 845-1), estiman las pérdidas por radiación, convección y conducción como porcentajes estándar de la capacidad de salida dependiendo del tipo de caldera. Sin embargo, no se pueden considerar las mejoras en el aislamiento de la caldera con estos valores típicos o fórmulas estándar en el aislamiento de la caldera.

Por ello, cuando las mediciones que reducen las pérdidas estén relacionadas con la purga o el aislamiento de la caldera, se debe aplicar el método de entrada y salida para verificar las mejoras de la eficiencia energética. En estos casos, se deberán llevar a cabo mediciones adicionales paralelas aplicando el método de balance de energía, lo que permite identificar la porción de dichas pérdidas específicas antes y después de la implementación de

las medidas de mejora de la eficiencia energética.⁴² Dado el alto nivel de incertidumbre del método de entrada y salida, se deberán realizar mediciones secundarias con el método de balance de energía cada vez que se aplique el método de entrada y salida para verificar las mejoras de la eficiencia.

10.3.6 Incertidumbre en la determinación de la eficiencia energética

Los errores en la determinación de la eficiencia energética afectan significativamente el cálculo de la reducción total de emisiones. Por ejemplo, si la eficiencia energética en una caldera se incrementa en un 5%, de 75% a 80%, y se mide la eficiencia energética después de la implementación de las mejoras con un margen de error de 1%, las reducciones de emisiones podrían sobreestimarse en un 20%.

La Tabla 10-2 y la Tabla 10-3 presentan una lista del equipo típico que se utiliza en el Perú para medir la eficiencia energética.

Tabla 10-2: Equipo típicamente utilizado en el Perú para mediciones de eficiencia energética con el método de entrada y salida

Equipo de medición	Nivel típico de precisión	Repetibilidad típica
1) Flujo de combustible de petróleo		
De engranaje (principal)	0,1 – 0,5 % de la lectura	0,1 % de la lectura
Disco (menos usado)	1,5% por encima del rango total	0,5 %
2) Flujo de vapor		
Placa de orificio (principal)	0,6 % de flujo máximo	
Tipo Vortex (menos usado)	0,75 – 1,5 % del caudal	0,2% del caudal
3) Presión de vapor		
Manómetro Bourdon	1% escala completa	
4) Temperatura de Vapor		
Termocupla electrónica (tipo J ó K)	0,5% valor máximo	-
5) Temperatura del agua		

⁴² El método de balance de energía permite identificar todas las pérdidas fuera de las generadas por purga y por radiación, convección y conducción. Comparando los resultados de las mediciones con el método de entrada y salida y el de balance de energía, se puede estimar el porcentaje de estas pérdidas específicas. Sin embargo, en esta comparación, no debe olvidarse que el nivel de incertidumbre es mayor en el caso del método de entrada y salida.

Termómetro bimetalico	1,5%	-
-----------------------	------	---

Tabla 10-3: Equipo típicamente utilizado en el Perú para las mediciones de eficiencia energética con el método de balance de energía

Equipo de medición	Nivel de precisión típica
1) Analizador de gas	
Celda O ₂	0,2 % vol.
Celda CO	5 % vol. máximo (2000 ppm)
2) Temperatura de gas	
Termocupla electrónica (tipo J ó K)	0,5% valor máximo
3) Temperatura del aire	
Termocupla electrónica	0,5%
Termómetro de bulbo	
4) Presión del Vapor	
Manómetro Bourdon	1% escala completa

Sin embargo, las pequeñas imprecisiones en la medición de la eficiencia energética sólo tendrán un efecto menor en las reducciones de emisiones consideradas:

1. Las fallas aisladas de medición *accidentales* tienen sólo un impacto total menor, ya que en un proyecto con un gran número de calderas, una falla tiene sólo un pequeño efecto y algunas fallas pueden ser niveladas estadísticamente en cierta medida.
2. Si se comete *sistemáticamente* la misma falta en las mediciones, el impacto puede ser limitado, dado que el efecto de esa falla afecta la medición antes y después de la implementación del proyecto. Esto se aplica si las pérdidas son subestimadas o la eficiencia energética es sobreestimada debido a una falla. En este caso, si las pérdidas son subestimadas en ambos casos –antes y después de la implementación del proyecto–, las reducciones de emisiones involucradas serían, también, subestimadas.

10.4 Consumo de combustible

En la industria peruana, en la mayoría de empresas no se cuenta con equipos de medición del consumo de combustible de las calderas o éstos son de una calidad relativamente deficiente. En algunas plantas el consumo se determina por diferencia del nivel de combustible en los tanques de almacenamiento, lo cual es relativamente inexacto; otras utili-

zan medidores de flujo volumétrico. El equipo existente en la mayoría de los casos proporciona información relativamente inexacta acerca del consumo de combustible.

Para medir la eficiencia energética de manera continua, se instalarán medidores de flujo de combustible en la mayor parte de las compañías participantes. Este equipo puede ser utilizado también para monitorear el consumo de combustible. Las compañías estarán obligadas a informar a la entidad de monitoreo sobre las lecturas de los medidores. La entidad de monitoreo realizará inspecciones *in situ* para verificar la información (ver la sección 10.8 acerca de los procedimientos de aseguramiento y control de calidad).

En el caso de las calderas pequeñas donde la instalación de medidores de flujo de combustible implica costos de transacción altos, se sugiere que la información acerca del consumo de combustible sea recopilada revisando las facturas de compra de combustible. Las facturas indican la cantidad de combustible adquirido y son, por lo general, una fuente de información confiable, ya que los medidores de combustible de las compañías distribuidoras en el país están bajo control oficial y determinan la cantidad comprada con suficiente precisión. En este caso, en corto plazo la cantidad de combustible adquirida puede ser distinta de la cantidad quemada en la caldera, puesto que hay una cierta cantidad de combustible almacenada en el tanque de petróleo. Esto puede llevar a pequeñas diferencias al inicio del periodo de crédito, cuando las medidas de mejora de la eficiencia energética son implementadas o la caldera es reemplazada, o al final del periodo de crédito. El contenido inicial del tanque de petróleo y el contenido al final del periodo de crédito pueden estimarse:

- (a) Cuantificando el contenido del tanque de petróleo donde sea posible, cuando el proyecto esté siendo implementado y al final del periodo de crédito, o
- (b) Por interpolación lineal, tomando en cuenta la compra de combustible anual promedio y la fecha de las mejoras de eficiencia o del reemplazo de la caldera.

No obstante, si dichas compañías también utilizan combustible en otras calderas que no participan del proyecto MDL o para otros propósitos, tales como en turbinas a gas, en secadoras o para generación de energía de emergencia, es necesario instalar medidores de flujo de combustible.

10.5 Tipo de combustible

Se requiere informar acerca del tipo de combustible para la aplicación del factor de emisión correspondiente correcto. Las compañías deben probar ante la entidad de monitoreo cuál es el tipo de combustible que utilizan enseñando las facturas de compra. Si se ha consumido diferentes tipos de combustible, se estimará un factor de emisión promedio mediante interpolación lineal ponderado con las cantidades respectivas.

10.6 Ejecución de mediciones

Para medir la eficiencia energética, en el caso del método de balance de energía, se sugiere usar el procedimiento conciso establecido en el Estándar Británico 845-1 (BS 845-1), que proporcionan algunas simplificaciones que reducen los requerimientos de mediciones, pero que aun así proporcionan resultados confiables y relativamente certeros. Las mediciones deben llevarse a cabo por tres veces, con un intervalo mínimo de 10 minutos entre cada medición y en condiciones de operación estable. En el caso de los quemadores modulantes o quemadores con dos posiciones de fuego posibles, deberán efectuarse tres mediciones en diferentes posiciones.

En el caso del método de entrada y salida, se sugiere emplear el enfoque general, tal como se describe previamente. El exhaustivo método ASME PTC 4-1998 podría brindar consejo en caso de presentarse dudas sobre las mediciones. Las mediciones de flujo pueden incluir ya sea flujos de combustible y de vapor, o flujos y todos los caudales secundarios. Si la caldera no es operada de manera continua, las mediciones deberán efectuarse durante 15 días como requerimiento mínimo. Si la caldera se opera continuamente (24 horas), las mediciones deberán efectuarse durante 1 semana.

Considerando las mediciones que se efectuarán para la determinación de la eficiencia energética con cada método, se sugiere es siguiente equipo de instrumentación mínimo⁴³:

(a) Método de balance de energía:

- Análisis de gas: analizador electrónico (con celdas electroquímicas), ORSAT, tipo de absorción compacta. Todos estos analizadores pueden medir O₂ y CO₂. Los analizadores electrónicos pueden medir también CO, SO₂, NO_x e hidrocarburos en el gas de combustión liberado.
- Temperatura de los gases de combustión y del ambiente: Termocupla (tipo J o K), termómetro de mercurio, termómetro de resistencia.
- Kit de prueba de opacidad de gases de combustión. La opacidad puede ser correlacionada con la concentración de hollín con el fin de determinar la pérdida por material no quemado.
- Determinación aproximada del nivel de fogeo.⁴⁴
- Humedad del aire: higrómetro electrónico.
- Presión del vapor: manómetro Bourdon

⁴³ Es necesario identificar métodos apropiados para medir la purga bajo las condiciones dadas en el Perú.

⁴⁴ Hay que determinar el nivel de fogeo para evaluar las pérdidas debido a radiación, convección y conducción. Una determinación aproximada es suficiente, puesto que se acepta cierto nivel de incertidumbre en estas pérdidas debido a que no se propone ninguna medida para reducir las pérdidas por radiación, convección y conducción como actividad MDL. El mismo error de medición tendría lugar antes y después de la implementación del proyecto y, en consecuencia, no influenciaría la mejora de eficiencia energética medida.

- Flujo de combustible (petróleo, gas): desplazamiento positivo, orificio, tobera, venturi, tubo Pitot, vortex, turbina.
- Es necesario identificar métodos apropiados para medir la purga de la caldera bajo las condiciones dadas en el Perú.

(b) Método de entrada y salida:

- Flujo de combustible: Medidor de desplazamiento positivo (en línea). Por ejemplo: tipo engranajes.
- Flujo del vapor: vortex o medidor de placa de orificio (en línea).
- Presión del vapor: manómetro Bourdon (instrumento de medición utilizado a nivel local).
- Temperatura del vapor (para vapor sobrecalentado): termocupla (tipo J o K).
- Temperatura del agua de alimentación: termocupla (tipo J o K) o manómetro de temperatura.
- Caudales secundarios (incluyendo purga).

Las mediciones pueden ser efectuadas ya sea por personal de la entidad de monitoreo o por compañías independientes, pero no por la compañía involucrada o por una compañía asociada a ésta.

10.7 Cálculo de las reducciones de emisiones

10.7.1 Emisiones del proyecto

Las emisiones del proyecto posteriores a la implementación de las medidas de mejora de la eficiencia energética se relacionan directamente con la cantidad y el tipo de combustible quemado en las calderas. Esta información se recoge de las compañías con el fin de calcular las emisiones de la siguiente manera:

$$E_{\text{Proyecto}} = \sum_{\text{calderas}} C \cdot EF_{\text{Combustible}} \quad (\text{ecuación 10.3})$$

Donde:

E_{Proyecto} : Emisiones del proyecto durante un periodo de monitoreo (t CO₂)
 C : Consumo de combustible durante un periodo de monitoreo (MWh)
 $EF_{\text{Combustible}}$: Factor de emisión del combustible (t CO₂/MWh)

10.7.2 Emisiones de línea de base

Las emisiones de línea de base dinámica se calculan para cada caldera multiplicando el nivel de actividad– que corresponde a la demanda de vapor– por el factor de emisiones de la línea de base:

$$\begin{aligned} E_{\text{Línea de base}} &= AL \cdot EF_{\text{Línea de base}} \\ &= AL \cdot \frac{EF_{\text{Combustible}}}{\dot{a}_{\text{Línea de base}}} \end{aligned} \quad (\text{ecuación 10.4})$$

Donde:

- $E_{\text{Línea de base}}$: Emisiones de línea de base durante un periodo de monitoreo (t CO₂)
- AL : Nivel de actividad (= producción de vapor) durante un periodo de monitoreo (MWh)
- $EF_{\text{Línea de base}}$: Factor de emisión de la línea de base (t CO₂/MWh)
- $EF_{\text{Combustible}}$: Factor de emisión del combustible (t CO₂/MWh)
- $e_{\text{Línea de base}}$: Eficiencia energética de la caldera en la línea de base

El nivel de actividad es, entonces, calculado indirectamente a partir del consumo de combustible y la eficiencia energética real, de la siguiente forma:

$$AL = C \cdot e_{\text{Proyecto}} \quad (\text{ecuación 10.5})$$

Donde:

- AL : Nivel de actividad (= producción de vapor) durante un periodo de monitoreo (MWh)
- C : Consumo de combustible durante un periodo de monitoreo (MWh)
- e_{Proyecto} : Eficiencia energética de la caldera después de la implementación del proyecto

Con la ecuación 10.4 y la ecuación 10.5 se pueden calcular las emisiones de línea de base de todas las calderas usando la siguiente expresión:

$$E_{\text{Línea de base}} = \sum_{\text{Calderas}} C \cdot EF_{\text{Combustible}} \cdot \frac{\dot{a}_{\text{Proyecto}}}{\dot{a}_{\text{Línea de base}}} \quad (\text{ecuación 10.6})$$

Donde:

$E_{\text{Línea de base}}$:	Emisiones de línea de base durante un periodo de monitoreo (t CO ₂)
C :	Consumo de combustible de la caldera durante un periodo de monitoreo (MWh)
$EF_{\text{Combustible}}$:	Factor de emisión del combustible (t CO ₂ /MWh)
e_{Proyecto} :	Eficiencia energética de la caldera después de la implementación del proyecto
$e_{\text{Línea de base}}$:	Eficiencia energética de la caldera en la línea de base

10.7.3 Reducciones de emisiones

Tomando en cuenta las ecuaciones 10.3 y 10.6, finalmente se puede determinar la reducción de emisiones de la siguiente manera:

$$\Delta E = \sum_{\text{Calderas}} C \cdot EF_{\text{Combustible}} \cdot \left(1 - \frac{\dot{a}_{\text{Proyecto}}}{\dot{a}_{\text{Línea de base}}} \right) \quad (\text{ecuación 10.7})$$

Donde:

ΔE :	Reducciones de emisiones durante un periodo de monitoreo (t CO ₂)
C :	Consumo de combustible de la caldera durante un periodo de monitoreo (MWh)
$EF_{\text{Combustible}}$:	Factor de emisión del combustible (t CO ₂ /MWh)
e_{Proyecto} :	Eficiencia energética de la caldera después de la implementación del proyecto
$e_{\text{Línea de base}}$:	Eficiencia energética de la caldera en la línea de base

10.8 Procedimientos de Aseguramiento y Control de Calidad

Los procedimientos de aseguramiento y control de calidad incluyen inspecciones de consistencia de la información reportada, inspecciones al azar en la planta y mediciones adicionales efectuadas por la entidad de monitoreo o por los respectivos subcontratistas.

10.8.1 Eficiencia energética

Para determinar la eficiencia energética, se proponen los siguientes procedimientos para el aseguramiento y control de calidad:

- La entidad de monitoreo debe conducir verificaciones de consistencia automáticas de todos los resultados de mediciones.⁴⁵
- El cálculo de la eficiencia energética en base a los resultados de las mediciones deberá efectuarse automáticamente con la ayuda de un software. Esto asegura que los cálculos sean transparentes y verificables de manera simple.
- Se deberán hacer mediciones secundarias de eficiencia energética en calderas elegidas al azar. Las mediciones deberán ser llevadas a cabo por diferentes equipos de compañías o instituciones distintas. Sin embargo, se deberán utilizar los mismo métodos y el mismo tipo de instrumentación. Estas mediciones adicionales deberán proporcionar información suplementaria sobre el nivel de incertidumbre de las mediciones. Se propone efectuar mediciones paralelas adicionales en 10% de las mediciones realizadas en el curso del proyecto.
- Los resultados de las mediciones con el método de balance de energía, deberán ser corroboradas con los resultados obtenidos de la medición continua de eficiencia realizada con el método de entrada y salida. Si los resultados de las mediciones muestran diferencias significativas, se puede revisar el equipo de medición y, de ser necesario, se podrán realizar mediciones adicionales.

10.8.2 Consumo y tipo de combustible

Con el fin de identificar los posibles errores en la información reportada o archivada, se pueden llevar a cabo las siguientes revisiones de consistencia automática de manera simple en cada caldera:

- El factor de carga anual promedio puede calcularse de la capacidad de la caldera, la eficiencia energética real y el consumo de combustible reportado. Si el factor de carga es mayor que 100%, parte de la información reportada debe estar equivocada.
- El factor de carga, o el consumo de combustible respectivamente, puede cambiar cada año en ciertos intervalos debido a cambios en el proceso o nivel de producción. Como revisión de consistencia general, la información reportada deberá ser comparada con la información del año previo. Si el consumo de combustible reportado ha cambiado significativamente (e.g. más de un 10%) en comparación con el año anterior, la entidad de monitoreo puede buscar verificar la corrección de la información reportada. De presentarse dudas, se podrá pedir a la compañía que proporcione información adicional, tal como el informe de negocios anual que incluye información sobre el nivel de producción.

La entidad de monitoreo deberá seleccionar algunas compañías al azar en las que conducirá inspecciones en el sitio. Durante dichas revisiones, se deberá verificar si la informa-

⁴⁵ Existe una relación entre los diferentes resultados de la medición que permite verificar su consistencia. Esto se aplica, por ejemplo, a la composición de los gases de combustión, en donde las concentraciones de O₂, CO₂, CO, NO_x y SO₂ están relacionadas.

ción reportada sobre el sistema de suministro de energía y sobre la lectura del consumo de combustible es correcta. Se propone conducir inspecciones en el sitio, inicialmente, a un 30% de las compañías participantes cada año. Si los resultados muestran un nivel de confiabilidad alto, este porcentaje puede reducirse en los años siguientes.

10.9 Efectos de filtración

Las emisiones fuera de los límites del proyecto se dan, principalmente, como emisiones aguas arriba indirectas. Estas emisiones están principalmente relacionadas con la extracción, procesamiento y transporte de combustibles y la generación de electricidad para ventiladores y bombas de la caldera. Asimismo, algunas emisiones se dan aguas arriba de la producción y transporte de las tecnologías de eficiencia energética. Se sugiere estimar estas emisiones fuera de los límites del proyecto de manera aproximada con la ayuda del Manual Medioambiental⁴⁶ y añadir información disponible a este sistema donde sea necesario. En general, se puede asumir que las emisiones totales de gases de efecto invernadero fuera de los límites del proyecto serán reducidas por la actividad del proyecto.

La influencia de la actividad del proyecto sobre la electricidad requerida para el funcionamiento de las calderas deberá ser evaluada con un grupo de control pequeño de aproximadamente 10 calderas con sus capacidades representativas. Se deberán instalar temporalmente medidores de electricidad portátiles en este grupo de calderas de control antes y un tiempo después de la implementación de las medidas de mejora de eficiencia energética. La electricidad requerida por unidad de producción de vapor deberá emplearse como indicador para comparar la electricidad específica necesaria antes y después de la implementación. Si la demanda de electricidad disminuye como se asume, las reducciones de emisiones relevantes fuera del proyecto se ignoran, puesto que son, probablemente, pequeñas. Si la demanda de electricidad aumenta de forma imprevista y significativa, el suministro de electricidad será introducido en los límites del proyecto y se efectuarán mediciones adicionales.

10.10 Generalidades sobre el proceso de determinación de la línea de base, monitoreo y certificación

El proceso de determinación de la línea de base, monitoreo y certificación abarca varios pasos que se describen en forma general a continuación. Se deberá elaborar disposiciones más detalladas cuando el proyecto sea implementado.

1. **Pre-evaluación de la caldera.** Sobre la base de la información proporcionada por la compañía y, posiblemente, una inspección al azar corta, se evalúa si las mejoras de eficiencia energética son apropiadas y si la caldera cumple con los requerimientos de participación establecidos en la sección sobre metodología de línea de base.

⁴⁶ Bajar de: <http://www.oeko.de/service/em>

2. Se debe firmar el **contrato de participación del proyecto** entre la compañía y la institución administradora del proyecto.
3. El administrador del proyecto proporciona **asistencia técnica** y la creación de capacidad respectiva a la compañía. La compañía aplica las medidas de buenas prácticas de gestión y actividades de mantenimiento adecuadas. Donde se estime apropiado, se instala un equipo de medición para la determinación de la eficiencia energética con el método directo.
4. La **entidad de monitoreo** realiza mediciones de la eficiencia energética para **determinar la eficiencia energética de línea de base**. Para ello se aplica el método de balance de energía, y, en aquellos casos en que sea apropiado, se efectúan mediciones empleando el método directo durante un mes.
5. **Se implementan medidas** para mejorar la eficiencia energética. Se determina y da inicio al período de crédito específico para cada caldera.
6. La **entidad de monitoreo** determina la **eficiencia energética del proyecto** inmediatamente después de la implementación de las mejoras de eficiencia energética (**monitoreo**).
7. **Proceso de monitoreo continuo.** La entidad de monitoreo realiza de manera continua y al azar mediciones para el monitoreo. Las mediciones se realizan, por lo general, anualmente. Las compañías proporcionan anualmente información sobre el consumo y tipo de combustible.
8. **Cálculo de las reducciones de emisiones.** La entidad de monitoreo recopila toda la información relevante y calcula las reducciones de emisiones del proyecto.
9. **Verificación.** Una entidad operacional independiente supervisa a la entidad de monitoreo y a las compañías, y verifica las reducciones de emisiones. La compañía operacional independiente puede llevar a cabo inspecciones al azar y mediciones adicionales.
10. **Certificación y emisión de los CERs.** Después de la verificación por parte de la entidad operacional independiente, se emiten y venden los Certificados de Reducción de Emisiones (CERs).

11 Potencial y Costos de Abatimiento del Proyecto MDL

En este capítulo se estiman el potencial y los costos de las reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero para el proyecto de calderas. Las estimaciones se efectúan con la ayuda de un enfoque bottom-up y top-down combinado. En el enfoque bottom-up, un grupo de muestra representativo de calderas es evaluado con relación a las medidas de mitigación de GEI y los costos asociados. En base a los resultados de esta evaluación, se construye la curva del costo marginal de abatimiento. Luego se extrapola el potencial y los costos de mitigación calculados para el grupo de muestra a todas las calderas del Perú, que han sido identificadas en el capítulo 7. En el siguiente enfoque top-down, se excluye a algunas calderas porque ya son operadas con combustibles renovables o porque son muy pequeñas o muy antiguas para ser consideradas en el programa MDL. Asimismo, se estima una tasa de participación en el programa MDL, tomando en cuenta diversas barreras que existen en este sector. Como resultado, se obtiene una curva aproximada del costo marginal de mitigación de GEI y se evalúa el potencial del proyecto MDL de calderas en el Perú.

A continuación se introduce en primer lugar la metodología para el cálculo de los costos de abatimiento de CO₂ y se estiman los factores clave de influencia económica. En la sección 11.3, se calcula el potencial de mitigación y los costos de abatimiento para el grupo de muestra seleccionado. En la sección 11.4 se extrapolan los resultados del grupo de muestra y se estiman los costos potenciales y de abatimiento de CO₂ para el programa MDL de calderas en el Perú.

11.1 Enfoque metodológico

11.1.1 Evaluación de las opciones de mejora de la eficiencia energética

La evaluación de las posibles opciones para mejorar la eficiencia energética las calderas peruanas se basa en el análisis técnico desarrollado en el capítulo 6. Las opciones para mejorar la eficiencia son evaluadas individualmente para cada una de las calderas que conforman el grupo de muestra. Generalmente, se consideran tres opciones distintas:

- Aplicación de medidas de Buenas prácticas de Gestión
- Reemplazo de la caldera o el quemador
- Incremento del nivel de eficiencia energética mediante inversiones adicionales.

Para evaluar las mejoras de eficiencia energética se sigue un *enfoque de dos pasos*: El punto de partida del análisis es la eficiencia energética actual, tal como ha sido medida. En base a esta evaluación técnica, a manera de primer paso se estima hasta qué punto se puede incrementar la eficiencia energética mediante la implementación de medidas de *Buenas Prácticas de Gestión*. Como segundo paso, se identifican las posibles *inversiones* para mejorar el nivel de eficiencia energética y, para cada una de las inversiones propuestas, se estima la respectiva mejora de la eficiencia. Alternativamente, en caso de reemplazo de la caldera, se considera la eficiencia de la nueva caldera. Este enfoque de dos

pasos se realiza con el fin de evaluar el efecto de las medidas de Buenas Prácticas de Gestión y de las medidas con inversiones por separado. Estimando costos y mejoras de eficiencia energética para *cada* medida, es posible determinar la mitigación de CO₂ para cada medida e identificar opciones económicamente factibles.

11.1.2 Cálculo de los costos marginales de mitigación de CO₂

Los costos marginales de mitigación se calculan de acuerdo con un enfoque dinámico. La metodología se ilustra en la Figura 11-1. Todos los costos y procedimientos asociados con la actividad del proyecto son transformados en costos promedio de mitigación de GEI anuales durante el periodo de crédito.

La metodología propuesta comprende los siguientes tres pasos:

1. **Determinación del valor actual neto de todos los costos y fondos relevantes.**

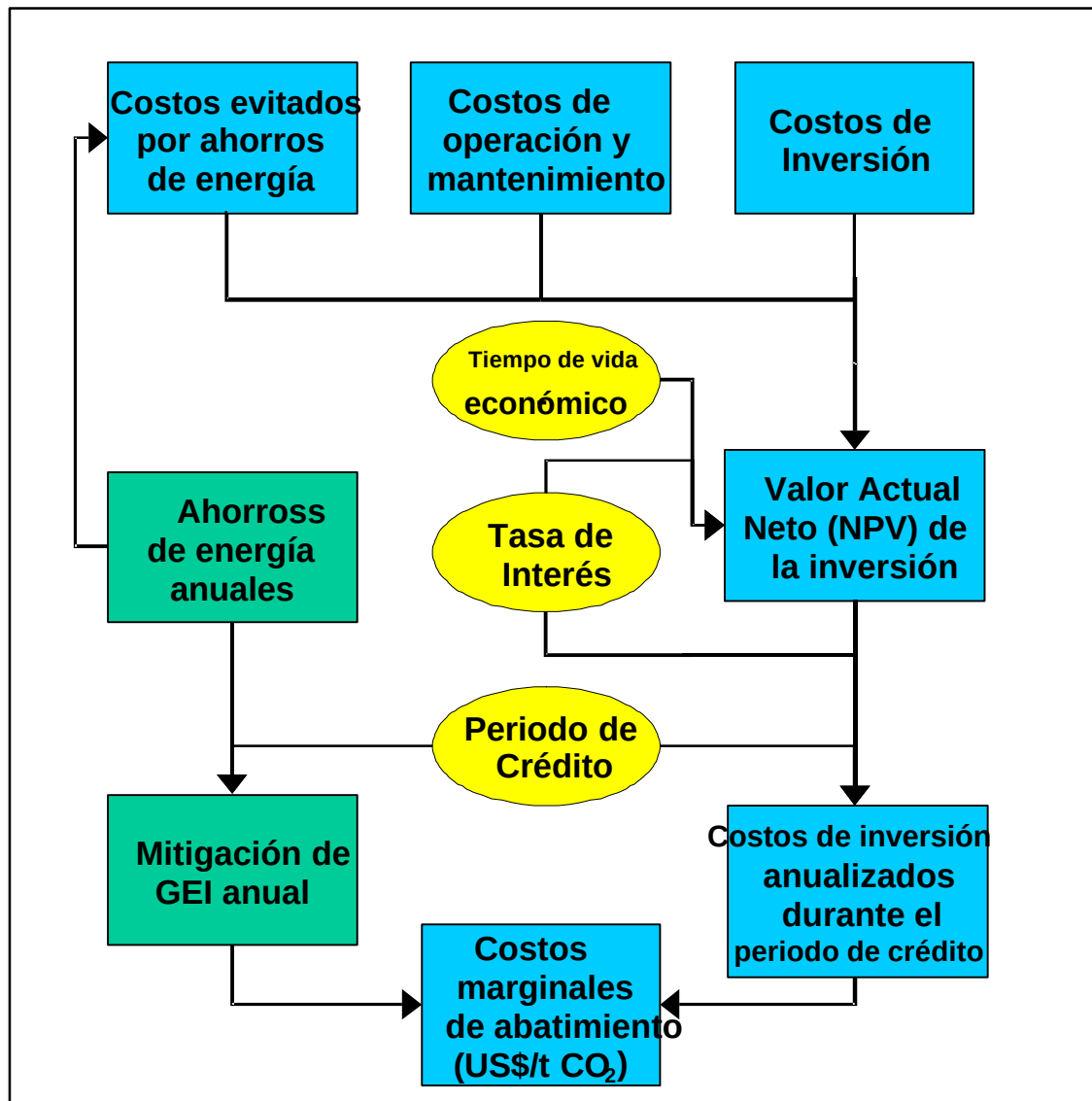
Para la mejora de la eficiencia energética en calderas, se consideran los costos de inversión, costos adicionales para operación y mantenimiento y los costos evitados gracias a los ahorros de energía logrados. Los costos de transacción para las compañías por su participación en el programa, u otros costos de transacción, e.g. por creación de capacidad o monitoreo no se toman en cuenta en la estimación de los costos de abatimiento de GEI.

En el cálculo del valor actual neto, se selecciona el tiempo de vida técnico-económico de la medida de mitigación y las tasas de interés apropiadas que reflejen el mercado financiero peruano y el diseño del proyecto. Otras barreras, tales como expectativas de retorno de flujo de caja desproporcionadas o acceso limitado a capital no se reflejan en el cálculo de los costos de abatimiento de GEI. En consecuencia, el valor actual neto refleja la factibilidad económica de la medida de mejora de eficiencia energética sin tomar en cuenta otras barreras.

2. **Transformación del valor actual neto en costos promedio de abatimiento anuales.** El valor actual neto se anualiza en costos de abatimiento anuales durante el periodo de crédito. Se considera la misma tasa de interés empleada en el cálculo del valor actual neto, pero los costos se anualizan por el periodo de crédito en vez del tiempo de vida económico, ya que los CERs sólo se generan durante el periodo de crédito.
3. **Costos marginales de abatimiento.** Los costos marginales de abatimiento se calculan dividiendo los costos de abatimiento anuales entre las reducciones de emisiones GEI anuales.⁴⁷

⁴⁷ En el caso del proyecto de eficiencia energética de calderas, se estima que las reducciones de emisiones de una caldera son constantes en el tiempo, ya que el nivel de actividad es proyectado como una constante, al igual que la eficiencia energética en la línea de base y la actividad del proyecto. Sin embargo, si las reducciones de emisiones cambian durante el periodo de crédito, se puede determinar un valor promedio anual para el cálculo de costos de abatimiento de GEI calculando el valor actual neto de las reducciones de emisiones y transformándolo en una anualidad durante el periodo de crédito.

Figura 11-1: Metodología para el cálculo de los costos marginales de abatimiento



Fuente: Öko-Institut

11.2 Factores clave de influencia económica

11.2.1 Precios del combustible

En el Perú, no hay proyecciones de precios oficiales disponibles para tipos de combustible nacional, tales como Diesel 2, Residual 500 y Residual 6. Los documentos oficiales relacionados con los precios de combustible futuros se refieren únicamente a precios internacionales. Por lo tanto, en el presente estudio las proyecciones de precios nacionales se obtienen analizando la correlación entre los precios internacionales de petróleo y los precios de combustible nacionales en el pasado y asumiendo la misma correlación para el futuro. Los precios nacionales futuros para tipos de combustible nacionales son,

entonces, calculados sobre la base de las proyecciones para precios internacionales futuros del petróleo.

Los precios actuales y futuros de los combustibles principales (Diesel 2, Residual 500 y Residual 6) se estiman sobre la base de dos documentos oficiales en Perú, el *Plan Referencial de Hidrocarburos 2001*⁴⁸ y el *Anuario Estadístico de Hidrocarburos 2000* del Ministerio de Energía y Minas (MEM). Se toma el precio del crudo WTI (West Texas Intermediate) como precio base para estimar el Precio de los Hidrocarburos que se comercializan en el Perú por ser un crudo marcador reconocido internacionalmente. El análisis efectuado por MEM asume precios constantes a partir del 2002 hasta el 2010, analizando los pronósticos que aparecen en diversas publicaciones especializadas, principalmente en el estudio presentado en International Energy Outlook 2001 elaborado por Energy Information Administration (EIA) de los EE.UU.

Tabla 11-1: Pronóstico de los precios del petróleo crudo y de los derivados del petróleo comercializados por el Perú (US\$/bbl)

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002 - 2010
WTI	18,42	17,18	18,41	22,13	20,60	14,40	19,25	30,29	25,00	22,00
Crudo Exp.	11,89	12,40	14,39	17,38	14,93	8,70	14,02	22,85	18,84	16,23
Crudo Imp.	16,01	15,43	16,90	20,33	17,46	11,17	16,78	27,12	22,39	19,50
Gasolina	21,34	20,03	21,29	25,07	24,65	17,43	22,00	35,03	28,87	25,50
Diesel	22,55	22,55	20,41	25,16	23,10	18,68	20,04	34,04	27,88	24,78
Kero/Turbo	22,22	20,62	20,71	25,45	23,48	19,96	21,46	35,63	28,89	25,72
Residuales	14,63	14,40	15,05	17,90	16,45	13,50	14,64	25,99	20,67	18,17
GLP	14,07	13,38	14,43	18,44	17,07	14,85	15,79	21,04	18,57	17,08

Fuente: MEM

Los precios de los crudos y combustibles que se comercializan en el Perú se estiman en función a su relación histórica con el precio del crudo WTI y a los precios de crudos y combustibles similares o equivalentes que se comercializan en el mercado internacional.

Los resultados obtenidos sobre la proyección de precios hasta el 2010 son resumidos en la Tabla 11-2 y la Tabla 11-3. Para el periodo del proyecto, se estima que los precios reales son constantes, puesto que los documentos oficiales disponibles en el Perú sugieren precios constantes. Los precios de la energía para el cálculo de los costos de abatimiento de los GEI incluyen impuestos energéticos, pero no el impuesto al valor agregado (IVA).

Tabla 11-2: Precios futuros estimados de combustible en el Perú, en moneda nacional (soles)

Año	Precio con IGV en nuevos soles por galón		
	Diesel 2*	Residual 6	Residual 500

⁴⁸ www.mem.gob.pe/wmem/publica/ssh/planrefe2001.asp

2001	6,31	2,33	1,94
2002-2010	5,91	2,18	1,82
Año	Precio sin IGV en nuevos soles por galón		
	Diesel 2	Residual 6	Residual 500
2001	5,35	1,97	1,64
2002-2010	5,01	1,85	1,54

Fuente: Cálculos realizados por el FONAM. En el caso del diesel se asume un margen comercial y un impuesto selectivo al consumo. Para obtener el precio sin IGV se divide el precio de venta entre 1,18.

Tabla 11-3: Precios futuros estimados de combustible en el Perú US\$

Año	Precio de venta en US\$ por galón con IGV		
	Diesel 2	Residual 6	Residual 500
2001	1,80	0,66	0,55
2002-2010	1,69	0,62	0,52
Año	Precio en US\$ por galón sin IGV		
	Diesel 2	Residual 6	Residual 500
2001	1,53	0,56	0,47
2002-2010	1,43	0,53	0,44

Fuente: Cálculos realizados por el FONAM. Los precios son calculados asumiendo una correlación constante de 3,5 soles por US\$.

11.2.2 Costos de capital

En esta sección, se evalúa el costo de capital promedio ponderado (WACC) para las inversiones en eficiencia energética para las compañías peruanas.

El acceso al capital para las compañías peruanas depende de diversos factores. Un factor importante es el tamaño y el tipo de compañía. Las firmas peruanas pueden dividirse en Micro Empresas, Pequeñas y Medianas Empresas (PYMEs) y Sociedades Comerciales.

Tabla 11-4: Clasificación de las compañías en el Perú

Clase de empresa	Ventas por año	Empleados
Micro-empresa	US\$ 5,000	Dos personas
Pequeña empresa	Hasta US\$ 1 millón	Menos de 100 personas

Mediana empresa	Hasta US\$ 30 millones	Menos de 100 personas
Sociedades comerciales	Más de US\$ 30 millones	Más de 100 personas

Fuente: Finanzas Ambientales

Las microempresas son firmas conocidas por sus actividades de subsistencia, manejadas por una o dos personas, con ganancias de alrededor de US\$ 5,000 al año, principalmente en el sector comercial.

Las pequeñas empresas operan, sobre todo, en el sector comercial, con un personal de menos de 100 personas y son, en su mayoría, negocios familiares. El promedio anual de ganancias es menor a 1 millón de US\$.

Las medianas empresas tienen un nivel de ganancias de US\$1 millón a US\$30 millones y cuentan con un personal de menos de 100 personas. Sus reducciones de emisiones de dióxido de carbono son relativamente bajas todavía. La participación de estas compañías sólo parece económicamente atractiva en el mercado del carbono si se agrupan varias calderas, tal como se propone en este estudio.

Además, sin importar su situación financiera, el acceso al mercado de capital en el caso de las medianas empresas está restringido a bancos comerciales locales, donde las condiciones de crédito no son competitivas en comparación con las del mercado internacional (las tasas de interés pueden variar de 15% a 24% al año, en US\$, si tienen capacidad crediticia).

El nivel de ganancias de las sociedades comerciales locales e internacionales está por encima de los US\$30 millones al año. Estas firmas tienen acceso a mercados de capital, bancos comerciales, financiamiento internacional, así como préstamos internacionales y préstamos entre compañías locales.

Cada sector industrial y cada tamaño de empresa tienen su propio riesgo asociado y, por ende, su propia tasa de descuento esperada. Una aproximación para este rango de tasas de descuento puede calcularse usando el Modelo CAPM (Modelo de Evaluación de Activos)⁴⁹:

$$R_C = R_f + B \cdot (R_m - R_f) \quad (\text{ecuación 11.1})$$

Donde:

R_C : Tasa de descuento

R_f : Tasa de interés del mercado

R_m : Tasa libre de riesgo

49 "Emerging Markets Discount Rates". Goldman Sachs calculó la tasa de descuento de Latinoamérica como la más alta. Goldman Sachs Investments, Noviembre 1999.

B: Parámetro para evaluar el riesgo de la industria en base a información de la bolsa de valores

En el caso peruano, la tasa de interés del mercado es de cerca de 9.48% y la diferencia entre la tasa de interés del mercado y la tasa libre de riesgo es de aproximadamente 5,5%. Beta sería el resultado de la desviación estándar de la Bolsa de Valores de Lima dividida entre el indicador de la desviación estándar de *Standard & Poors*:

$$\frac{\text{gamma BVL}}{\text{gamma S \& P 500}} = \frac{1.89}{1.03} \quad (\text{ecuación 11.2})$$

La tasa de descuento final R_C es de 19.57%. La tasa de descuento estimada podría aplicarse sólo a sociedades comerciales, que tienen acceso al mercado de capital local. Sin embargo, considerando que las medianas empresas son más riesgosas que las empresas grandes, y evaluando el riesgo con la desviación estándar de la cotización de sus papeles, podemos hacer la asunción⁵⁰ de tasas de descuento más altas de aproximadamente 500 puntos base, resultando en una tasa de descuento de 24.57% para medianas empresas.

Tabla 11-5: Tasas de descuento de capital estimadas y tasas de interés para diferentes empresas

Tipo de firma	Tasa de descuento de capital	Tasa de interés
Sociedades comerciales locales e internacionales	19.57%	9% en US\$
Medianas empresas	24.57%	17% en US\$
Pequeñas empresas	28.00%	20% en US\$

Fuente: Finanzas Ambientales

El financiamiento de activos fijos en el sistema bancario peruano (práctica estándar) requiere de un 20% a 30% de cuota inicial para compañías elegibles, por lo que el financiamiento requerido podría representar entre⁵¹ 70% y 80% respectivamente para cada tipo de compañía con préstamos bancarios estándar, denominados en US\$. El costo de capital sería una tasa de descuento promedio ponderada para el proyecto, tal como se ilustra en la Tabla 11-6 a continuación.

50 No hay indicador alguno para calcular las tasas de descuento para PYMES utilizando la metodología CAPM.

51 El deseo de financiar equipo no preferido, como calderas industriales, puede ser un porcentaje menor.

Tabla 11-6: Costos de capital para diferentes tipo de empresas en el Perú

Tipo de empresa	Tasa de descuento de capital	Cuota Inicial	Tasa de interés	Préstamo	Costo de Capital Promedio Ponderado (WACC)
Sociedades comerciales locales e internacionales	19.57%	20%	7%	80%	10.93%
Medianas empresas	24.57%	30%	17%	70%	21.10%
Pequeñas empresas	28.00%	30%	24 %	70%	25.20%

Fuente: Finanzas Ambientales

Bajo estas circunstancias, las inversiones en eficiencia energética deben demostrar ahorros marginales y las tasas WACC descontadas deben ser mayores a cero (un valor actual neto positivo). De acuerdo con las prácticas bancarias, las compañías deben demostrar que el cambio de calderas es una inversión rentable y que mejorará su competitividad.

11.2.3 Tiempo de vida técnico-económico de las inversiones

En la evaluación económica de las inversiones en nuevas calderas o en la mejora de la eficiencia energética, para calcular los costos de mitigación, se deben tomar en cuenta, principalmente, dos periodos de tiempo diferentes: el tiempo de depreciación fiscal y el tiempo de vida técnico de la caldera.

Las normas tributarias peruanas⁵² establecen un tiempo de depreciación fiscal para calderas de 10 años. Las compañías pueden pedir un tiempo de depreciación más corto, pero deberán probar que el tiempo de vida técnico es proporcionalmente más corto. El tiempo de vida técnico promedio de las calderas en el Perú es de 35 a 40 años⁵³, por lo que el tiempo de depreciación fiscal es de 10 años para calderas nuevas. El tiempo de vida técnico de la mayoría de medidas de mejora de la eficiencia energética es de 10 años aproximadamente. En este caso, el tiempo de vida técnico y el tiempo de depreciación serían equivalentes.

Es importante mencionar que, para asuntos fiscales, cuanto más corto es el tiempo de depreciación, mejores son los flujos de caja a causa de las desgravaciones fiscales, si el ingreso neto es positivo. No obstante, la depreciación disminuiría el ingreso neto, el flujo de caja sería más alto y, por ende, incrementaría el valor de la compañía.

Desde una perspectiva de flujo de caja total de la inversión, se debe tomar en cuenta el tiempo de vida técnico de las inversiones, considerando, de ser relevante, los gastos de reparación necesarios.

52 Norma tributaria relativa al impuesto a la renta, artículos 22 y 39

53 Algunas calderas son operadas hasta unos 70 años. Sin embargo, MITINCI (2000) mostró que la antigüedad promedio del parque de calderas es de unos 20 años, y que la mayoría de calderas son operadas de 35 a 40 años.

Para calcular los costos marginales de abatimiento de CO₂, se considera el **tiempo de vida técnico** de las calderas para la amortización de la inversión. En aquellos casos en que se reemplaza las calderas por unas nuevas y más eficientes antes de alcanzar el tiempo de vida técnico de las calderas existentes, se sigue un enfoque diferente: En estos casos, sólo una fracción de la inversión es atribuible a la actividad del proyecto, puesto que la caldera existente habría sido reemplazada algunos años más tarde de todos modos. En los primeros años, la inversión es adicional, ya que las calderas existentes habrían continuado operando. Estos primeros años corresponden al periodo de crédito. Después de este periodo, la inversión se habría llevado a cabo de cualquier forma. Por lo tanto, sólo una fracción de la inversión total es atribuible a la actividad del proyecto y es considerada para el cálculo de los costos de abatimiento de CO₂. En este estudio se ha escogido un enfoque simple, asumiendo una correlación lineal entre el periodo de crédito y el tiempo de vida técnico:

$$\text{Inversión del Proyecto} = \frac{\text{Período de Crédito}}{\text{Tiempo de vida técnico (35 años)}} \cdot \text{Inversión Total en Calderas}$$

(ecuación 11.3)

11.3 Potencial y costos de mitigación: grupo de muestra

11.3.1 Selección del grupo de muestra

El grupo de muestra de calderas comprende 41 calderas seleccionadas entre las 80 calderas analizadas por Jiménez (2001) y por CENERGIA (2001). De las 80 calderas originales, se excluyen 39 por diferentes razones:

- Las calderas con un tamaño menor a 1,47 MW (150 BHP) no pueden ser consideradas dado que las posibles medidas para mejorar la eficiencia energética resultaron ser altamente desventajosas desde un punto de vista económico debido a los limitados ahorros de energía.
- Algunas de las calderas analizadas operan con combustibles de energías renovables, tales como desechos de caña y, en consecuencia, las mejoras de eficiencia energética no llevarían a una reducción de las emisiones de CO₂.
- Algunas de las mediciones son efectuadas de manera inexacta, y los resultados de las mediciones no pueden ser considerados para la evaluación de la caldera.
- En siete casos, la eficiencia energética actual resultó ser razonablemente alta, por lo que no se proponen medidas de mejora de la misma.

El grupo muestra comprende calderas con diferentes combustibles (residuales y diesel), con un tamaño diferente que va desde 1,47 MW (150 BHP) hasta 49 MW (5000 BHP), con diferentes tecnologías y con diferente antigüedad en un rango de 5 a 34 años. La capacidad total instalada del grupo de muestra asciende a 263.000 MW (26.800 BHP), con un tamaño promedio de 6.400 MW (650 BHP).

11.3.2 Evaluación de las calderas

Todas las calderas del grupo de muestra son evaluadas individualmente y las medidas para mejorar la eficiencia energética son propuestas analizando las circunstancias específicas de cada una. En todos los casos la eficiencia energética, como la determinaron Jiménez et al. (2001) y CENERGIA (2001), es calculada nuevamente utilizando los resultados de medición originales. Esto se consideró necesario porque algunas pérdidas fueron determinadas de manera imprecisa. Según los nuevos cálculos, la eficiencia energética promedio actual del grupo de muestra asciende a 83,1% ponderadas por número de calderas y 82,8% ponderadas por capacidad.

Para el grupo de 42 calderas, se proponen 83 medidas de inversión para mejorar la eficiencia, incluyendo:

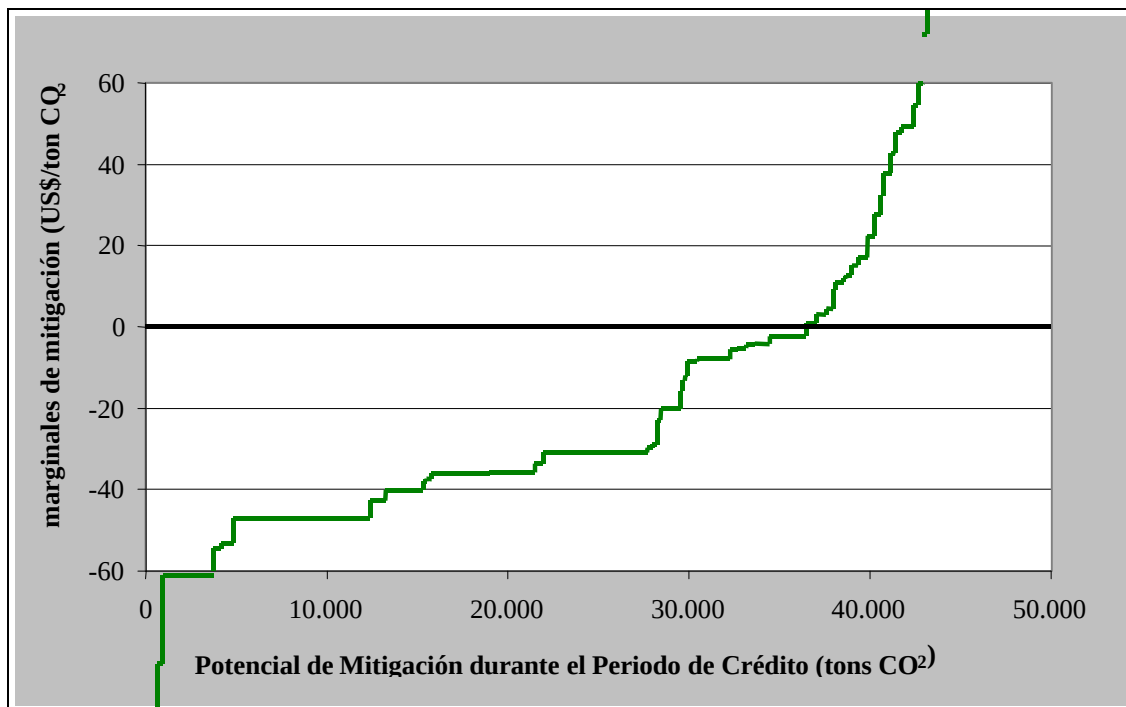
- Control automático del exceso de aire,
- Control automático de purga de calderas,
- reemplazo del quemador,
- instalación de un economizador y
- reemplazo de la caldera.

Para cada una de las 83 medidas propuestas, se estiman los costos de inversión, costos adicionales para operación y mantenimiento y la mejora en eficiencia energética.

Con la aplicación de las medidas propuestas y buenas prácticas de gestión se puede alcanzar una eficiencia energética promedio de 89,0% ponderada por el número de calderas y 89,3% ponderada por la capacidad. Así, las mejoras de eficiencia energética posibles llegan a alrededor de 6 – 6,5%. Dado que en muchos casos las prácticas de mantenimiento son pobres, la eficiencia energética mejora significativamente sólo con la aplicación de buenas prácticas de gestión. De acuerdo con los análisis llevados a cabo, el efecto de las buenas prácticas de gestión asciende a 3,5% aproximadamente, mientras la mejora debido a las medidas propuestas líneas arriba llega a un 3%. Respectivamente, con la aplicación de medidas de buenas prácticas de gestión, se pueden obtener ahorros de energía de unos 105.000 GJ anuales y reducciones de emisiones de CO₂ de cerca de 8.000 toneladas dentro del grupo de muestra. Otros 85.000 GJ de ahorros de energía y unas 6.500 toneladas de reducciones de emisiones de CO₂ pueden alcanzarse con la implementación de todas las medidas de inversión propuestas, sin considerar su viabilidad económica.

La viabilidad económica de las medidas de inversión propuestas se analiza calculando, para cada una de las 83 medidas, los costos de abatimiento de CO₂ y el potencial total de mitigación durante el periodo de crédito. En base a estos cálculos se construye una curva de costos marginales de abatimiento de CO₂ (Figura 11-2). Las medidas para aplicar buenas prácticas de gestión no se consideran en la estimación del potencial y los costos de transacción no se consideran en los cálculos de los costos de abatimiento.

Figura 11-2: Curva de costos de abatimiento de CO₂ para el grupo de muestra de 43 calderas sin considerar las medidas para mejorar las buenas prácticas de gestión



Fuente: Cálculos efectuados por Öko-Institut

Los resultados que aparecen en la Figura 11-2 muestran que algunas de las medidas son económicamente muy atractivas con costos de abatimiento negativos; mientras que otras son económicamente muy poco atractivas, con costos de abatimiento de CO₂ por encima de las 50 US\$/tonelada. Durante el periodo de crédito, aproximadamente 43.000 toneladas de CO₂ pueden ser mitigadas si se aplican todas las medidas propuestas para el grupo de prueba.

Sin embargo, las medidas con costos de abatimiento por encima de un cierto nivel no deben considerarse para el programa MDL, dado que probablemente no sean económicamente factibles con los precios esperados para los Certificados de Reducciones de Emisiones (CERs) en el mercado. Por el momento, existen muchas proyecciones de precios distintas y los precios futuros pueden cambiar.⁵⁴ Aquí se sugiere considerar sólo aquellas medidas que pueden llevarse a cabo con costos de abatimiento por debajo de los 5 US\$ por tonelada de CO₂. Si se aplica este valor umbral para el cálculo del potencial MDL, el número de medidas factibles disminuye de 83 a 36, y el potencial se reduce de 43.000 a 35.000 toneladas de CO₂. En 14 de las 41 calderas, no se puede implementar ninguna medida en absoluto. Sin embargo, una parte significativa de las mejoras (más del 80%) se obtiene por un número relativamente limitado de medidas (45% aproximada-

⁵⁴ Ver Den Elzen (2001), Grüttner (2001), Vrolijk (2002)

mente). Los resultados de la evaluación del grupo de muestra se resumen en la Tabla 11-7.

Tabla 11-7: Potencial teórico y costo-efectivo de mitigación de GEI del grupo de muestra

		Situación actual	Aplicación de Good House Keeping	Implementación de Inversiones MDL adicionales	Total
Potencial Teórico (Todas las medidas propuestas)					
Número de calderas	-				41
Capacidad total de las calderas	MW				263.006
Eficiencia Energética	-	82,8%	86,4%	89,3%	
Ahorros de energía anuales	GJ/a		104.900	85.362	190.263
Mitigación de CO ₂ anuales	t/a		7.963	6.463	14.426
Ahorros de energía en el periodo de crédito	GJ		673.558	567.392	1.240.950
Mitigación de CO ₂ en el periodo de crédito	t		51.148	42.947	94.095
Potencial costo-efectivo (Implementación de medidas con costos menores a US\$ 5/ton)					
Número de calderas	-				27
Capacidad total de calderas	MW				201.203
Eficiencia energética	-	82,6%	86,3%	88,7%	
Ahorros de energía al año	GJ/a		95.861	69.337	165.198
Mitigación de CO ₂ anual	t/a		7.281	5.252	12.533
Ahorros de energía en el periodo de crédito	GJ		630.334	466.052	1.096.386
Mitigación de CO ₂ en el periodo de crédito	t		47.889	35.289	83.177

Fuente: Cálculos propios

11.4 Potencial y costos de mitigación: proyecto MDL de calderas

A continuación se estima el potencial y los costos de abatimiento para un programa MDL nacional de calderas. La estimación sigue un enfoque *bottom-up* y *top-down* combinado de dos pasos. En el primer paso, se toman los resultados del análisis del grupo de prueba como base y se extrapolan a todo el parque de calderas peruano (*enfoque bottom-up*). Con este enfoque se determina el potencial económico de todas las calderas en el país, sin considerar ninguna barrera para el programa MDL, lo que reduce el número y potencial de las calderas participantes. En el segundo paso, se estima la fracción de las compañías y calderas que podrían participar, bajo circunstancias realistas, en el programa MDL y se aplica al potencial total (*top-down*).

Con el enfoque bottom-up, en el primer paso se determina un potencial económico de mitigación de 700.000 toneladas de CO₂ durante el tiempo de vida total del proyecto, que es 20 veces mayor que el potencial identificado para el grupo de muestra de 35.000

toneladas aproximadamente.⁵⁵ Otras 950.000 toneladas de emisiones de CO₂ serían reducidas mediante actividades de buenas prácticas de gestión, resultando en una cantidad total de 1.650.000 toneladas de CO₂.

Ahora bien, el potencial real del programa MDL es considerablemente más pequeño, ya que se deben tomar en cuenta los siguientes factores restrictivos en el enfoque *top-down*:

- **Tamaño de la caldera.** En calderas con pequeña capacidad, las mejoras de eficiencia generarán una cantidad pequeña de CERs respectivamente. Aun cuando los costos de inversión sean bajos, hay costos de transacción considerables que son independientes del tamaño de la caldera. Debido a estos costos de transacción, los costos de abatimiento de GEI son relativamente más altos en calderas pequeñas que en calderas más grandes. Como requisito mínimo, los ingresos provenientes de la venta de CERs, generados por las mejoras de eficiencia energética, deberán exceder los costos de transacción específicos para cada caldera del proyecto.

Para estimar el número de calderas participantes, no se han considerado las calderas con una capacidad menor a 1,5 MW (aproximadamente 150 BHP). En el análisis efectuado por Jiménez et al. (2001) y CENERGIA (2001), la mejora de eficiencia en calderas de cerca de 1,5 MW redujo las emisiones de CO₂ entre 10 y 50 toneladas anualmente. Asumiendo un precio de unos 5 US\$ por tonelada de CO₂ y un periodo de crédito promedio de siete años, el ingreso por la venta de CERs ascendería a aproximadamente a 350 – 1,750 US\$ y se estima que los costos de transacción específicos para cada caldera aproximados del programa MDL serían cubiertos.

- **Desempeño tecnológico.** La eficiencia energética en las calderas peruanas varía considerablemente (ver análisis en el capítulo 5). Las mejoras de eficiencia energética alcanzadas gracias al programa MDL deben resultar en un cierto nivel de ahorro de energía para cada caldera para cubrir los costos de inversión y transacción. En algunos casos, las calderas ya tienen un desempeño técnico relativamente alto. En consecuencia, las mejoras de eficiencia no son necesarias, o sólo generarían ahorros de energía menores, incluso si la capacidad de las calderas está por encima del umbral propuesto, que es de 1,5 MW. En segundo lugar, en algunos casos las calderas operan a un factor de carga anual bajo y, por ende, los ahorros de energía son menores en comparación con aquellas calderas que tienen un factor de carga más alto. Por lo tanto, las calderas con un nivel de eficiencia energética relativamente alta y/o con capacidad más pequeña y potencial menor

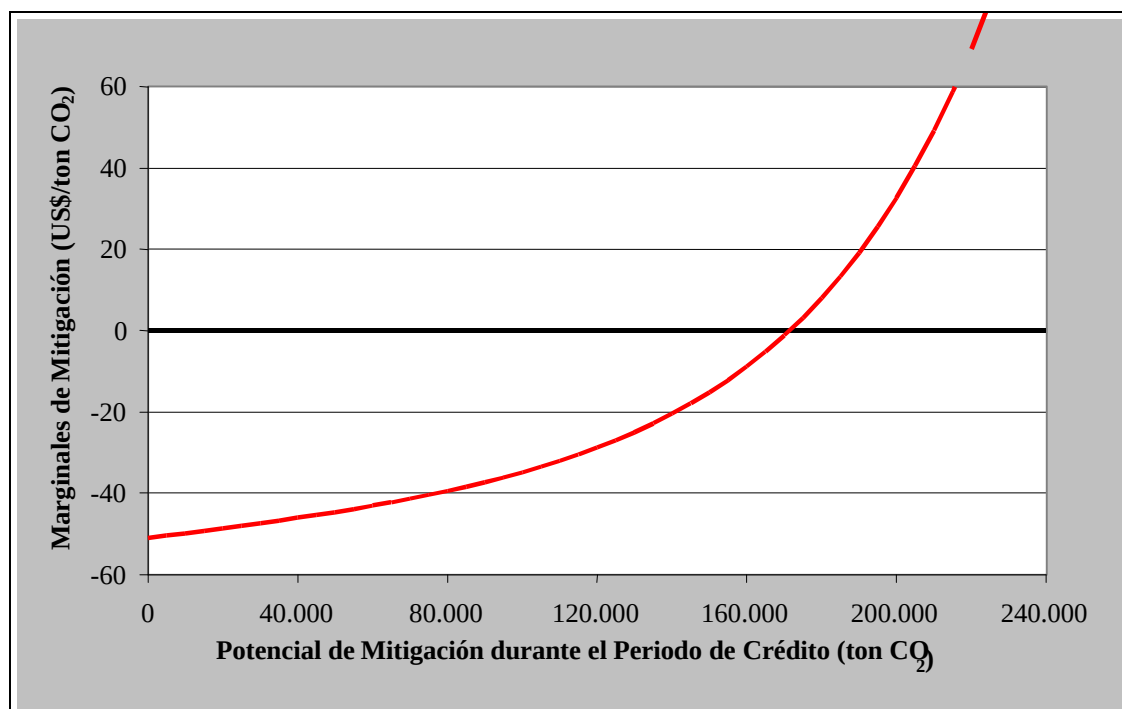
⁵⁵ El consumo de combustible se toma como base para la extrapolación. El consumo de combustible del grupo de muestra asciende a 2.569 TJ anuales, mientras que el consumo de combustible de todas las calderas es de 51.080 TJ anuales aproximadamente. En este enfoque bottom-up, sólo se consideran medidas económicamente factibles con un precio por debajo de los 5 US\$ por tonelada de CO₂, tal como se indica arriba para la determinación del potencial económico del grupo de muestra.

para mejoras de eficiencia y/o factores de carga anuales relativamente bajos no son consideradas en la estimación de potencial, aunque algunas de ellas pueden ser elegibles para participar en el programa MDL.

En la evaluación energética de 80 calderas dirigida por Jiménez et al. (2001) y CENERGIA (2001), sólo unas cuantas calderas ya registran una eficiencia energética relativamente avanzada. En un análisis detallado basado en esta información, se estima que esto se aplica sólo a alrededor del 15% de las calderas.

- **Tipo de combustible.** En el proyecto MDL, sólo se consideran calderas que utilicen diesel o petróleo residual. Las calderas operadas con gas licuado tienen, por lo general, un desempeño técnico relativamente bueno y un nivel de emisiones GEI menor debido al menor contenido de carbono en el gas. Las calderas operadas con energías renovables, tales como residuos de caña de azúcar, no califican, dado que la mejora de eficiencia no conduce directamente a una reducción de las emisiones de GEI.
- **Antigüedad de la caldera.** Algunas calderas son excluidas debido a su antigüedad, por diferentes razones: En primer lugar, las calderas nuevas tienen, por lo general, un desempeño relativamente alto y las medidas de eficiencia energética serían costosas. Este aspecto está cubierto principalmente por las consideraciones acerca del desempeño técnico expuestas más arriba. Sin embargo, para la estimación conservadora del potencial MDL, no se consideran las calderas con una antigüedad por debajo de los 3 años. En segundo lugar, cumpliendo con los criterios de adicionalidad establecidos (ver sección 9.9.3), sólo las calderas con menos de 36 años de antigüedad son elegibles para reemplazo. En la práctica, las mejoras de eficiencia energética obtenidas al final del tiempo de vida de una caldera también generarían ahorros de energía, pero sólo por unos años, lo que no es económicamente atractivo en la mayoría de los casos. Por lo tanto, generalmente las calderas con más de 35 años no se consideran en la estimación del potencial MDL.
- **Viabilidad financiera y económica de las compañías.** De acuerdo con la SBS del Perú, algunos sectores en la industria peruana, tales como la industria pesquera, tienen deudas considerables. Un número de compañías operan bajo una ley, la Ley de Reestructuración Empresarial, que les limita el acceso a capital. Según la información proporcionada por la SBS, se puede estimar que cerca del 30% de las compañías son clasificadas como “compañías con problemas potenciales” o algo peor, por lo que no calificarían para participar en el proyecto.
- **Otras barreras.** Las experiencias con los programas de eficiencia energética muestran que, en la práctica, sólo una parte de las compañías potencialmente calificadas está participando en el proyecto debido a la falta de información u otras barreras. En este caso, se asume que 50% de las compañías tecnológica y económicamente calificadas participarán en el programa MDL program.

Figura 11-3: Curva de costos marginales de mitigación del programa MDL de calderas



Fuente: Cálculos efectuados por Öko-Institut

Tomado en cuenta estas asunciones, el potencial económico del programa MDL de calderas decrece a unas *170.000 toneladas de CO₂* durante el tiempo de vida del proyecto, que es aproximadamente cinco veces el potencial económico del grupo de muestra y un cuarto del potencial de las calderas en el Perú. Otras 230.000 toneladas de CO₂ son reducidas mediante la implementación de actividades de buenas prácticas de gestión. La Figura 11-2 muestra la curva de costos marginales aproximada para todo el programa MDL de calderas, mientras que la Tabla 11-8 resume los resultados principales.

Considerando que el gas natural vendrá de Camisea a la región de Lima, el potencial decrece un poquito más. Dado que el gas natural registra un menor contenido de carbono, los mismos ahorros de energía alcanzados por el proyecto generan menos reducciones de emisiones de CO₂ si la fracción de gas natural contenida en la mezcla de combustible aumenta. En el capítulo 4.3, se estima que la sustitución de combustible por gas natural podría afectar a un 15% de las calderas en el año 2010. Considerando un incremento lineal de gas natural de 2004 hasta 2010 y un incremento más moderado en los años siguientes, el potencial económico total del programa MDL ascendería a cerca de 166.000 toneladas de CO₂, lo que equivale a sólo 4.000 toneladas menos que el potencial estimado, sin considerar el Proyecto del Gas de Camisea. La reducción de emisiones generadas por las Actividades de Buenas Prácticas de Gestión se reducirá respectivamente a unas 225.000 toneladas de CO₂. En consecuencia, el impacto del Proyecto del Gas de Camisea sobre la cantidad de reducciones de emisiones es bastante menor comparado con otras incertidumbres en el estimado del potencial.

Tabla 11-8: Potencial de un programa MDL de calderas en el Perú

Número de Calderas Participantes	-	100 - 130
Capacidad Total de Calderas Participantes	MW	1.272
Mitigación anual promedio de CO₂		
Medidas MDL	tons/a	25.396
Buenas Prácticas de Gestión	tons/a	35.209
Total	tons/a	60.605
Ahorros de Energía Anuales Promedio		
Medidas MDL	GJ/a	335.278
Buenas Prácticas de Gestión	GJ/a	463.536
Total	GJ/a	798.814
Mitigación de CO₂ durante el Periodo de Crédito		
Medidas MDL	tons	170.638
Buenas Prácticas de Gestión	tons	231.566
Total	tons	402.204
Mitigación de CO₂ durante el Periodo de Crédito (con el Gas de Camisea)		
Medidas MDL	tons	166.188
Buenas Prácticas de Gestión	tons	225.528
Total	tons	391.716

Fuente: Cálculos propios

11.5 Certificados de Reducciones de Emisiones (CERs)

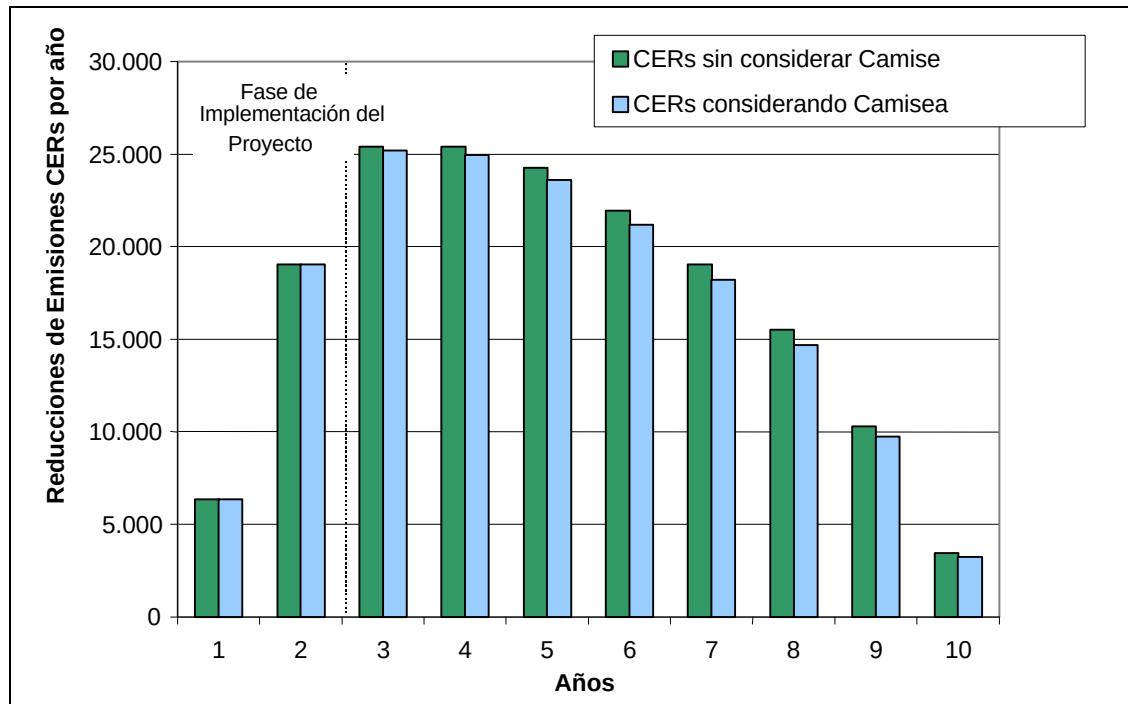
Los Certificados de Reducciones de Emisiones (CERs) se generan a lo largo del periodo de crédito total de 10 años. Durante los primeros dos años, el proyecto se está implementando mediante inversiones en mejoras de eficiencia energética o reemplazo de calderas. La generación de CERs se proyecta en la Figura 11-4 a lo largo del tiempo de vida del proyecto, tomando en cuenta la fase de implementación y los diferentes tiempos de crédito para cada caldera. La proyección está basada en las estimaciones contenidas en este capítulo; las reducciones de emisiones reales sólo pueden determinarse *ex-post* durante el proceso de monitoreo y dependen de diversos factores, tales como el número de calderas participantes, la situación económica de los sectores relevantes, la eficiencia energética de las calderas participantes, etc. Los resultados de la proyección presentados en la Figura 11-4 muestran cómo se espera que el potencial estimado del proyecto de aproximadamente 170.000 CERs sea repartido a lo largo del periodo de crédito de diez años.

Se consideran dos casos en la Figura 11-4. En la barra de la izquierda, no se considera el efecto del gas natural que se distribuye a la región de Lima a través del proyecto de Camisea; en la barra de la derecha sí se considera el proyecto del Gas de Camisea y, como resultado, hay una ligera disminución en los Certificados de Reducciones de Emisiones (CERs) debido al factor de emisión de gas natural reducido. La figura muestra que se

proyecta que el efecto del Proyecto del Gas de Camisea en la cantidad de Certificados de Reducciones de Emisiones sea relativamente bajo.

Durante la fase de implementación del proyecto, se espera que las reducciones de emisiones sean más bajas, ya que las calderas se van incorporando sucesivamente durante los dos primeros años. El potencial más alto puede alcanzarse en los años posteriores, mientras que el potencial decrecerá durante los últimos años, cuando algunas calderas comiencen a alcanzar su tiempo de crédito individual.

Figura 11-4: Generación de CERs durante el periodo de crédito total de diez años



Fuente: Propios cálculos

11.6 Conclusiones

En la industria peruana, hay un potencial significativo para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero a costos marginales de mitigación negativos. Tomando en cuenta sólo medidas con costos de abatimiento por debajo de los 5 US\$ por tonelada de CO₂, y considerando las diversas barreras, tales como la tasa de participación de, en total, 50% de las calderas, se estima que el **potencial factible** para un programa MDL de calderas en el Perú ascenderá a unas **170.000 toneladas de CO₂**. Asumiendo un precio de US\$ 5 por tonelada de CO₂, se puede alcanzar un ingreso adicional de aproximadamente US\$ 850.000 a través de la actividad del proyecto MDL.

Aunque la mayoría de medidas propuestas son económicamente factibles y tienen un costo de implementación negativo, no están siendo implementadas actualmente debido a diferentes barreras. El ingreso de CERs en este proyecto multi-caldera sirve principal-

mente para obtener ganancias adicionales que son necesarias para superar estas barreras (ver la sección 4.6).

12 Evaluación y Manejo de Riesgos

En este capítulo se identifican y evalúan los riesgos (económicos, financieros, técnicos y ambientales) para lograr las reducciones proyectadas y que afectarían a la realización y la rentabilidad del proyecto y la propuesta de medidas para administrar y minimizar sus efectos.

12.1 Riesgos en la fase de desarrollo del proyecto

Aceptabilidad del país huésped

Concepto: Si el CONAM, la autoridad ambiental del Perú, no aprueba el proyecto no se puede elevar el proyecto al comité ejecutivo del MDL, el proyecto no puede generar CER dentro del Protocolo de Kyoto.

Solución: MITINCI (Ministerio de Industria, Turismo y Negociación Internacional) decidió apoyar este proyecto pues le permite modernizar el parque industrial de calderas y CONAM también ha declarado su gran interés en la realización del proyecto. Además, el proyecto tiene diversos efectos positivos en el desarrollo sostenible de Perú, como la reducción de emisiones contaminantes, así como el mejoramiento de la competitividad de las empresas participantes. Por esto, se puede esperar que el proyecto sea aprobado por el gobierno peruano.

Aceptabilidad de los países inversores

Concepto: Si el país inversor no aprueba el proyecto, el comprador extranjero (e.g, una empresa) no compraría CER-Perú porque no es aceptado en su país. Esto puede explicarse por criterios adicionales establecidos por cada país para priorizar algún sector o actividad.

Solución: Cumplir con los requisitos de elegibilidad establecidos en el Mecanismo de Desarrollo Limpio del Protocolo de Kyoto. Los criterios de elegibilidad están muy claros y cada país signatario del Protocolo de Kyoto definirá sus propios criterios con anticipación, lo cual reduce este riesgo notablemente. En el desarrollo de este estudio, se busca identificar todos los aspectos relevantes que puedan ser cruciales para la aprobación de los miembros del Anexo I. En general, los proyectos que mejoran la eficiencia energética en pequeñas instalaciones parecen no tener controversia con los miembros del Anexo I. Además en la elaboración del estudio de factibilidad se ha hecho asunciones conservadoras para garantizar la integridad ambiental del proyecto.

Aceptabilidad del Comité Ejecutivo del MDL

Concepto: Si la Junta Ejecutiva del MDL no aprueba el proyecto, no se puede generar CER dentro del Protocolo de Kyoto. Este rechazo puede explicarse por el incumplimiento de las normas internacionales de proyectos MDL, que en parte se van a desarrollar en el futuro por la Junta Ejecutiva y la COP.

Solución: En el desarrollo del proyecto se ha buscado reflejar las decisiones de Marrakech (decisión 17/CP.7) y las experiencias de otros proyectos y de reflejar todos los aspectos necesarios. En cada caso, como todavía no se ha aprobado normas claras sobre aspectos como líneas de base hay cierta incertidumbre con respecto a la aprobación del proyecto por la Junta Ejecutiva. Sin embargo, especialmente con respecto a la línea de base se propone establecer criterios conservadores, por ejemplo excluyendo solamente medidas de buenas prácticas de gestión o asumiendo tiempos de créditos relativamente cortos. Por eso, se puede esperar que el riesgo de no-aceptación adelante la Junta Ejecutiva es relativamente bajo.

12.2 Riesgos durante la fase de realización del proyecto

El número de empresas elegibles puede ser menor que los estimados en este estudio

Concepto: Del universo de empresas técnicamente viables, sólo un reducido número puede participar en el programa, lo cual reduce el volumen de CERs esperado. Las razones pueden ser: que sólo participan empresas que son sujetos de crédito para financiamiento bancario, el volumen de CER es muy pequeño para participar, la empresa decide no participar por razones internas, la falta de capital propio en el negocio, entre otros. Además, hay cierta incertidumbre en la estimación del número de calderas en Perú. El potencial del proyecto dependerá en la práctica sobre todo si las empresas con calderas grandes participarán en el programa. Si el número de empresas en la práctica es menor, se genera menos CERs que lo pronosticado y en consecuencia se incrementan los costos de transacción o los costos marginales de mitigación.

Solución: En el estudio se buscó estimar el número de calderas de manera conservadora, reflejando la elegibilidad financiera y otras barreras. Se ha identificado sólo un X% empresas potencialmente elegibles para financiamiento de conversión de calderas por parte del sector financiero peruano. Dos bancos locales han confirmado su disposición de financiar tal cartera de clientes. En total, se asume que este riesgo es mediano.

La mejora estimada de la eficiencia energética puede no ser alcanzada

Concepto: Si se sobreestiman las reducciones de emisiones por el aumento en eficiencia, entonces, el volumen de CERs que se evitan cada año son menores a los montos proyectados. Una posible razón son problemas técnicos con la implementación. El mayor riesgo aparece después de la implantación de las medidas técnicas dado que el personal técnico puede no implementar las medidas necesarias de mantenimiento para conservar el alto nivel de eficiencia. Además, es posible que se haya sobreestimado las mejoras de eficiencia en este estudio ya que hay pocos datos validados en Perú. Finalmente, existe el riesgo de fallas técnicas en la implantación de las medidas.

Solución: La capacitación del personal de la empresa será un factor para reducir este riesgo, además sería un incentivo económico para mantener el nivel y al mismo tiempo un instrumento clásico de la gestión de riesgos. Selección cuidadosa de los proveedores de tecnología para superar posibles fallas técnicas de implementación, solicitar garantía al

proveedor sobre el rendimiento de su caldera, análisis de sensibilidad a diferentes niveles de eco-eficiencia vis-a-vis CERs.

Costos de inversión más altos de lo estimado

Concepto: Si los costos de inversión son superiores al monto estimado, aumentan los costos de mitigación de CO₂ y disminuye el potencial del proyecto. Algunas empresas no serían elegibles y podrían no implementar la conversión de sus calderas, lo cual reduce el monto de CERs que se puede generar. En respuesta a esto, el banco podría exigir mayores garantías, hacer condicionamientos adicionales, que la empresa no podría cumplir.

Solución: Incluir una partida para contingencias en el presupuesto, contactar a las empresas sobre su disponibilidad financiera, trabajar con el banco conjuntamente para definir montos adicionales máximos de líneas de crédito.

Costos de transacción más altos de lo estimado

Concepto: Si los costos de transacción son más altos que los pronosticados en este estudio, el proyecto podría resultar no económicamente viable. Eso puede ocurrir con respecto a los costos generales del proyecto, como gastos de registro en Perú, pago de la comisión al fondo de adaptación, pago a las entidades operacionales externas (e.g. actividades de monitoreo y validación), las comisiones de venta del broker, gastos para la coordinación del proyecto, costos para el monitoreo y la verificación del proyecto. Muy importantes serán también los costos de transacción así como los gastos legales de contratos y gastos de constitución de garantías ante bancos. Los costos de transacción para las empresas podrían constituir una barrera importante para la participación en el proyecto.

Solución: En este estudio se analiza detalladamente cada costo involucrado en todas las fases del proyecto y se busca diseñar un esquema institucional que disminuya los costos de transacción al máximo posible. Se puede disminuir los costos de transacción significativamente a través del establecimiento de un límite de toneladas de CO₂ para mantener la rentabilidad de la transacción. Otra medida es la cooperación técnica de instituciones especializadas y donantes para cubrir los extra-costos de transacción, identificar aliados estratégicos con capacidad de absorber los extra-costos, negociar con los bancos tarifas preferenciales.

Demoras en la conformación de la Institución Administradora del Proyecto

Definición: La Institución Administradora del Proyecto que coordina el proyecto en su conjunto demora su nacimiento, conformación e inicio de operaciones. Las razones pueden ser: falta de financiamiento, falta de staff entrenado, retrasos administrativos, demoras al interior de cada institución socio para formalizar su participación, entre otros.

Solución: Discusión con todos los actores involucrados para definir la estructura institucional necesaria y formulación de un calendario de actividades y metas, para fijar plazos mínimos y máximos. Se ha previsto un taller participatorio con los actores clave para precisar roles, responsabilidades, riesgos y tiempos antes de iniciar el programa.

12.3 Riesgos durante la operación del proyecto

Demanda reducida de vapor en la industria peruana

Concepto: Una reducción en la demanda de vapor en las calderas por una caída en la actividad económica peruana, lo cual reduciría el volumen de CERs que se generarían. Este nivel depende de cada sector económico y de la posición de cada empresa.

Solución: Diversificar las calderas en diferentes sectores económicos para reducir el riesgo de concentración. Para que las estimaciones sean conservadoras, se estima que los niveles actuales de demanda de vapor en la industria peruana no se incrementarán en la siguiente década, lo cual es factible que suceda debido al crecimiento económico.

Insolvencia de empresas participantes en el proyecto MDL

Concepto: La salida del mercado de un número de empresas se puede originar por motivos como insolvencia, quiebra, entre otros. Los efectos de este riesgo son la reducción del volumen de CERs que se puedan emitir anualmente, el no pago de los créditos bancarios y el incremento de los costos de transacción promedio por proyecto administrado.

Solución: Una cuidadosa selección de las empresas elegibles en forma conjunta con el banco o bancos participantes del proyecto.

Cambio de petróleo a gas natural

Concepto: A partir del año 2003, se espera que el Proyecto de Camisea provea de gas a la región de Lima. Numerosas compañías podrían cambiar su producción de vapor en el futuro, de combustibles de petróleo a gas natural. Debido al menor contenido de carbono del gas natural, los ahorros de energía alcanzados por el incremento de eficiencia energética llevan a reducciones de dióxido de carbono más bajas. Dependiendo de la tasa de difusión del gas, la cantidad de CERs puede reducirse en el futuro. La penetración futura del gas natural puede ser diferente a la anticipada en este estudio. Esto puede explicarse por: cambios en los precios relativos a favor del gas y en contra del petróleo por decisión política, fuerte campaña financiera-comercial del consorcio-Camisea para aumentar la demanda de su producto, mayor rentabilidad por el cambio, entre otros.

Solución: En el estudio de línea de base se consideran, en la medida de lo posible, el estudio y la proyección de reducciones de emisiones futuras, así como los efectos del proyecto del Gas de Camisea. Se estima que, en el año 2010, el gas natural tendrá una penetración en el mercado de las calderas industriales de Lima de 35%. Se puede encuestar a las compañías antes de iniciar el proyecto y coordinar con el consorcio ganador del proyecto de Camisea para conocer sus planes operativos.

Eficiencia decreciente en las calderas participantes

Concepto: La eficiencia ganada de las calderas con el cambio puede reducirse en el tiempo debido a mal mantenimiento. Las razones pueden ser: problemas financieros en las empresas, cambios en el personal técnico, nuevas prioridades presupuestales de nuevos accionistas, entre otros.

Solución: Incorporar provisiones en el contrato con el banco, hacer convenios con la empresa y el supervisor técnico desde el inicio del proyecto.

12.4 Riesgos durante la fase de comercialización de los CERs

Caída en los precios internacionales del carbono

Concepto: El precio del carbono cae en los mercados internacionales fuera del control del Perú. El precio futuro dependerá de diferentes factores, incluyendo la cantidad de acción doméstica frente al uso de mecanismos flexibles en los países del Anexo 1, el uso de emisión de Unidades de Remoción o *Removal Units* (RMUs) del uso de la tierra, modificación en el uso de la tierra y actividades forestales y el desarrollo de fuerzas directrices claves de emisiones de efecto invernadero en los próximos años. También Rusia tendrá un papel central en el mercado de GEI puesto que tendrá una gran cantidad de exceso de asignaciones (“aire caliente”) durante el primer periodo de cumplimiento.

Posible solución: Contrato de venta a futuro con el PCF, CAF, Holanda, entre otros, con lo cual se elimina el riesgo de precios.

12.5 Matriz de riesgos

La siguiente Tabla resume los riesgos y medidas posibles para manejarlos. Aparentemente la mayoría de riesgos del proyecto son manejables. Los riesgos mayores son:

- la incertidumbre relacionada con el número de compañías y el tamaño de las calderas respectivas que participarán en el programa MDL,
- los posibles retrasos y dificultades con el establecimiento de la Institución Administradora del Proyecto,
- las dificultades para mantener la eficiencia energética a un nivel alto debido a la pobre implementación de medidas de buenas prácticas de gestión en las compañías participantes, y
- la incertidumbre acerca del precio futuro para los CERs.

Tabla 12-1: Matriz de riesgos

Fase del proyecto	Tipo de riesgo	Solución	Nivel de riesgo final
Desarrollo del diseño del proyecto	Aceptabilidad del país huésped	Cumplir criterios MDL Involucrar actores locales muy sólidos, e.g., MITINCI	Muy bajo
	Aceptabilidad del comité ejecutivo MDL	Cumplir criterios MDL, explicar la adicionalidad	Muy bajo
	Aceptabilidad en país inversor	Cumplir criterios MDL, explicar la adicionalidad	Muy bajo
Ejecución de la inversión	Reducción del número de empresas elegibles	Selección de empresas junto con el agente financiero	Medio
	Sobre-estimación de la eco-eficiencia	Proveedores calificados, garantía del proveedor, análisis de sensibilidad	Bajo
	Mayores costos de inversión que previstos	Partida presupuestal para contingencias. Trabajar en equipo con el banco	Bajo
	Mayores costos de transacción	Donaciones para extra-costos, Socios con capacidad financiera, Negociar tarifa de grupo con bancos,	Medio
	Demoras en la conformación de la IAP	Plan de trabajo con los actores socios de la IAP	Medio
Operación integral	Menor demanda de vapor	Diversificación sectorial de empresas,	Bajo
	Insolvencia-quiebra de la empresa	Se incluye porcentaje en la línea de base	Bajo
	Cambio de combustible, de diesel a gas	Incluirlo en la línea de base. Coordinar con el consorcio de Camisea	Bajo
	Menor eco-eficiencia de las calderas	Asegurar buen mantenimiento de calderas mediante convenio	Medio
Venta del carbono	Caída en el precio internacional	Vender a futuro con precio pre-fijado el día de hoy	Medio

Fuente: Finanzas Ambientales, Öko-Institut

13 Contribución del Proyecto al Desarrollo Sostenible

En este acápite, se evaluará si de qué manera el presente proyecto contribuye a las prioridades nacionales para un desarrollo sostenible. Tomando en consideración que dichas prioridades han sido reflejadas en el contenido de las 27 Políticas de Estado suscritas recientemente⁵⁶ en el Acuerdo Nacional firmado por 7 Partidos Políticos, 7 Organizaciones de la sociedad con representación nacional y el Gobierno Peruano en un hecho histórico sin precedentes. El Acuerdo Nacional es el conjunto de Políticas de Estado que están dirigidas a alcanzar cuatro grandes objetivos:

1. Democracia y Estado de Derecho
2. Equidad y Justicia Social
3. Competitividad del País
4. Estado Eficiente, Transparente y Descentralizado.

A continuación se citan y describen en forma sintética aquellos ítems (extraídos directamente del contenido textual de las Políticas del Acuerdo Nacional) en los cuales se considera existe un aporte o contribución del Proyecto de Calderas para su implementación y cumplimiento.

OCTAVA POLÍTICA DE ESTADO

Descentralización política, económica y administrativa para propiciar el desarrollo integral, armónico y sostenido del Perú.

*“El estado (g) incorporará los mecanismos necesarios para mejorar la capacidad de gestión, la competencia y la eficiencia de los entes públicos y privados, así como la competitividad de las empresas y las cadenas productivas en los niveles nacional, regional y local”*⁵⁷.*

Al implementarse, el Proyecto de Calderas tendrá una contribución importante al proceso de descentralización de la economía ya que incorpora a empresas de 61 códigos CIIU⁵⁸ revisión 3 que están localizadas en 21 de los 24 Departamentos en que se divide políticamente el Perú (MITINCI 2000). Fomentando con ello la reactivación de las actividades productivas en condiciones de mayor eficiencia y competitividad, especialmente de los sectores de Harinas y Conservas de Pescado, Textiles, Hospitales, Aceites y Grasas, Azúcar y Conservas Vegetales. Siendo que el mayor número de calderas corresponde a los Departamentos de Lima (36,7%), Ancash (13,4%) y, La Libertad (7,5%).

“(j) fomentará el acceso al capital en los niveles regional y local, particularmente para la micro, pequeña y mediana empresa”;

⁵⁶ Acuerdo Nacional firmado el Lunes 22 de julio del 2002.

⁵⁷ Texto de la Versión final aprobada ad Referendum, Foro de Gobernabilidad, 05 de Julio 2002.

⁵⁸ CIIU es la abreviatura de Clasificación Industrial Internacional Uniforme.

Una de la mayores contribuciones del Proyecto de Calderas es la propuesta del esquema de financiamiento que prevé la superación de las fuertes barreras de financiamiento existentes para el empresariado que dificultan actualmente el acceso al capital, ya sea porque que las empresas, especialmente las PYME, no son “elegibles” por el sistema financiero local o porque la interpretación del riesgo sobre estas es inadecuado. Si entramos en mayor detalle, la garantía y la cuota inicial son al menos 2 de las limitaciones que encontraría el empresario al solicitar créditos para invertir en proyectos de MDL relacionados con calderas. A pesar que la banca local ha mostrado cierta disponibilidad en asumir el riesgo crediticio, solicitaría a la empresa una cuota inicial que permita reducir este riesgo, a la vez esta cuota podría ser tan alta, si se considera la desvalorización de la caldera, que el empresario se desanimaría a tomar el crédito. En respuesta al problema, el esquema financiero planteado en el Proyecto supone pues la opción más acertada que consistiría en tomar una cuota inicial promedio, una “garantía preferida” (garantía prendaria), y una “garantía de flujos de CERs”⁵⁹. El considerar a los CERs como una garantía de préstamos implica tomar en cuenta la creación de una institución que realice las transacciones de estas emisiones en el mercado de Carbono. En otras palabras las reducciones de las emisiones se convertirían en activos con valor; pero para que esto suceda se deberá “titulizar” los CERs de cada empresa los cuales podrán usarse no sólo como garantía de financiamientos sino para generar flujos de caja adicionales. Entonces, el Proyecto traería consigo el surgimiento de un nuevo tipo de garantía facilitando enormemente con ello, el acceso al capital por parte de las empresas.

DÉCIMO CUARTA POLÍTICA DE ESTADO

Acceso al empleo pleno, digno y productivo

„Estado: (a) fomentará la concertación entre el Estado, la empresa y la educación para alentar la investigación, la innovación y el desarrollo científico, tecnológico y productivo, que permita incrementar la inversión pública y privada, el valor agregado de nuestras exportaciones y la empleabilidad de las personas, lo que supone el desarrollo continuo de sus competencias personales, técnicas y profesionales y de las condiciones laborales“;

En concordancia con el esquema de financiamiento propuesto para el Proyecto de Calderas, se requiere una Institución Administradora del Proyecto (IAP) (ver capítulo 11), cuya función principal sería la gestión del proyecto „paquete“ MDL. Esta Institución Administradora tendrá varios roles y diversas responsabilidades entre ellas la de proveer la asesoría técnica a las empresas sobre cómo mejorar la eficiencia energética, lo cual incluye la creación de unidades de capacitación para el personal técnico. Para ello se requerirá la contratación de profesionales idóneos cuya labor de asistencia técnica pueda asegurar la calidad y el incremento de la eficiencia energética de las calderas a través de las medidas técnico-operativas y de reemplazo implementadas. Con ello la contribución del proyecto a la generación del empleo digno y productivo así como al desarrollo conti-

⁵⁹ Certificados de Reducción de Emisiones.

nuo de sus competencias personales, técnicas y profesionales y de las condiciones laborales se hace evidente.

„(g) promoverá que las empresas inviertan en capacitación laboral y que se coordine programas públicos de capacitación acordes a las economías locales y regionales“

Con la finalidad de asegurar la continuidad y sostenibilidad de la reducción de emisiones a lo largo de la duración del proyecto en especial durante el tiempo de crédito, la empresa también asumirá mediante el Contrato de Participación, la responsabilidad de garantizar el funcionamiento de las calderas según las prácticas estándar de gestión (Good Housekeeping) para lo cual la empresa deberá también invertir en capacitación laboral de su personal. En relación al mismo punto se resalta la importancia del Programa de Entrenamiento del Proyecto de Calderas que es un componente indispensable en el esquema de funcionamiento del mismo.

DÉCIMO OCTAVA POLÍTICA DE ESTADO

Búsqueda de la competitividad, productividad y formalización de la actividad económica

“La mejora en la competitividad de todas las formas empresariales, incluyendo la de la pequeña y micro empresa, corresponde a un esfuerzo de toda la sociedad y en particular de los empresarios, los trabajadores y el Estado”

Es indudable la enorme contribución que tendrá el Proyecto de Calderas sobre la mejora de la productividad y la competitividad de las empresas participantes, ya que las opciones tecnológicas de mitigación de emisiones, tanto la opción del reemplazo de la caldera, así como las medidas (sin o con inversión) para mejorar la eficiencia energética de las calderas, tendrán todas una repercusión importante sobre la disminución de costos operativos y ahorros en los consumos de combustibles sumados a los efectos positivos sobre las capacidades de organización e implementación alcanzables por el personal de las empresas. El aumento de eficiencia energética y los ahorros de combustible reducen los costos de generación de vapor para las empresas. En algunos casos se prevé un ahorro de costos de más del 10%. Como los costos de generación de vapor son un factor importante en los costos de producción, eso aumenta la competitividad de estas empresas en el mercado. Entre los cálculos realizados en el presente estudio, se estima por ejemplo un promedio anual de ahorros de energía del orden de: 335,278 GJ/año por el concepto de medidas de mitigación MDL y de 463,536 GJ/año por el concepto de medidas de Good Housekeeping (que no son financiables por el Proyecto MDL⁶⁰).

“(k) construirá una cultura de competitividad y de compromiso empresarial con los objetivos nacionales”

⁶⁰ Tal como se expone en otros Capítulos del presente estudio este tipo de medidas de Buenas prácticas de gestión, no son elegibles de acuerdo al esquema de proyectos MDL por considerarse dentro de las obligaciones de la empresa como parte habitual de sus prácticas de gestión cuyas reducción de emisiones, no podrían considerarse adicionales.

Si tomamos en cuenta que al incrementar la competitividad empresarial se contribuye también a la dinamización del mercado de los servicios complementarios, podemos incluir dentro de los aportes del Proyecto de Calderas, el hecho de que dentro de las empresas participantes se estaría logrando un avance en la mentalización y sensibilización de los empresarios sobre los beneficios que traerán los proyectos tendientes a mejorar la eficiencia energética así como las Buenas Prácticas de Gestión, lo cual significaría en un futuro próximo una importante demanda de servicios de consultoría y actividades de seguimiento de la eficiencia y mantenimiento del sistema de combustión de acuerdo a los estándares fijados.

DÉCIMO NOVENA POLÍTICA DE ESTADO

Desarrollo sostenible y gestión ambiental

“El Estado....(d) impulsará la aplicación de instrumentos de gestión ambiental, privilegiando los de prevención y producción limpias; (f) estimulará la inversión ambiental y la transferencia de tecnología para la generación de actividades industriales, mineras, de transporte, de saneamiento y de energía más limpias y competitivas, así como del aprovechamiento sostenible de los recursos forestales, la biotecnología, el biocomercio y el turismo; (g) promoverá y evaluará permanentemente el uso eficiente, la preservación y conservación del suelo, subsuelo, agua y aire, evitando las externalidades ambientales negativas; (m) cumplirá los tratados internacionales en materia de gestión ambiental, así como facilitará la participación y el apoyo de la cooperación internacional para recuperar y mantener el equilibrio ecológico”;

Sin duda la reducción de las emisiones de los principales GEI (CO₂, CH₄, y N₂O), así como la reducción de las emisiones de otros gases como el monóxido de carbono (CO), el dióxido de azufre (SO₂) y los óxidos de nitrógeno (NO_x), que son gases que afectan la salud y causan daños económicos, son la principal contribución del Proyecto de calderas que se estima tiene un potencial de mitigación hasta 400.000 toneladas de CO₂ que se derivaría de la implementación de las distintas opciones tecnológicas de mitigación aplicables a las estimadas 100 a 130 calderas potencialmente participantes en el Proyecto.

Para mayor detalle de los riesgos implícitos de las emisiones de gases contaminantes como el NO_x, CO, SO₂ y polvo, tenemos que los efectos producidos podrían agruparse en:

- **Exposición de la Población a la contaminación de aire.** El incremento de los niveles de contaminación en el aire tienen impactos negativos en el salud y causan lesiones severas incluso la muerte. La contaminación del aire podría ser especialmente alta en la cercanía de plantas industriales. Como las calderas industriales en Perú están principalmente localizadas dentro de áreas urbanas, la reducción de las emisiones son de particular importancia para reducir los riesgos a la salud.
- **Exposición de los materiales, edificios y legado cultural a la contaminación del aire.** Muchos edificios, incluyendo monumentos históricos y materiales de

construcción son deteriorados por la contaminación del aire causando daños económicos.

- **Acidificación.** La precipitación sobre las superficies de las emisiones provenientes de la combustión en calderas industriales conducen a una serie de problemas, con frecuencia colectivamente referidos como acidificación que provoca daños de los ecosistemas la agricultura y la forestería.
- **Episodios de Smog Fotoquímico.** Las emisiones de NOx provenientes de las calderas industriales junto con las emisiones provenientes de otras fuentes como las de vehículos pueden causar altos niveles de ozono que causan daños tanto a la salud humana como a la vegetación.

Estos impactos negativos de las emisiones de aire ilustran que la reducción de dichas emisiones en el Proyecto MDL de Calderas, tiene efectos positivos en la salud humana, el legado cultural del Perú y la economía.

VIGÉSIMA POLÍTICA DE ESTADO

Desarrollo de la ciencia y la tecnología

“Nos comprometemos a fortalecer la capacidad del país para generar y utilizar conocimientos científicos y tecnológicos, para desarrollar los recursos humanos y para mejorar la gestión de los recursos naturales y la competitividad de las empresas.”

El Proyecto permitirá la innovación tecnológica en la generación de vapor a través de la adopción de sistemas automáticos de quemadores, paneles de control, tratamiento de aguas, etc. Así mismo, la adopción de nueva tecnología y estándares internacionales facilitaría a la producción de calderas con alta eficiencia y la aplicación de normas seguridad y calidad en la fabricación nacional de calderas.

A todo esto se añade que la necesidad de asistencia técnica para mantenimiento de los nuevos equipos en las calderas, aumentará la necesidad de mano de obra especializada, esta demanda generaría entonces, la creación de empresas de servicio técnico que a su vez demandarán mano de obra.

En conclusión podemos afirmar que el Proyecto de Calderas contribuye positivamente en los siguientes puntos:

- Descentralización por la inclusión de las empresas participantes localizadas fuera de Lima.
- Acceso al Capital por la Propuesta Innovadora de Financiamiento que permitiría superar las barreras actualmente existentes.
- Acceso al empleo digno y productivo, por las fuentes laborales generadas a partir de los servicios de Asesoría Técnica, Consultoría y Capacitación requeridos para el funcionamiento del Proyecto.

- Inversión de las empresas en capacitación Laboral, por la necesidad evidente de las mismas para garantizar la reducción efectiva y sostenida de las emisiones certificables por el Proyecto.
- La búsqueda de la competitividad, productividad y formalización de las empresas por la implementación de las opciones tecnológicas de mejora de la eficiencia energética de las Calderas participantes en el Proyecto.
- La mitigación de emisiones de GEI por el mismo propósitos del Proyecto MDL enmarcado en el cumplimiento de los compromisos derivados del Acuerdo del Protocolo de Kyoto.
- La reducción significativa de emisiones contaminantes que causan riesgos para la salud de la población y producen daños a valores económicos como culturales y ambientales.
- El desarrollo de Tecnología por la modernización de los equipos de calderas y la adopción de Estándares operativos internacionales.

14 Conclusiones

En este estudio se evalúa la factibilidad de aplicar un proyecto MDL para mejorar la eficiencia energética en las calderas industriales en el Perú. Se identifican tecnologías y costos de inversiones en eficiencia energética, se elabora la metodología de línea de base, se provee un plan de monitoreo, se estima el potencial y los costos de abatimiento y se presenta una propuesta para una estructura institucional del proyecto.

La característica más importante del proyecto es cómo aproximadamente 100 calderas pequeñas son agrupadas en un proyecto MDL. Por otro lado, el agrupar varias calderas hace que el proyecto sea más complicado en comparación con otras actividades del proyecto MDL: Se requiere firmar contratos de participación entre la Institución Administradora del Proyecto y las compañías industriales, se debe proveer asistencia técnica y creación de capacidad a un gran número de compañías, sólo se fijará la línea de base después de la implementación del proyecto y depende del número y características de las compañías participantes, y el monitoreo implica la realización de mediciones en muchas compañías. Es probable que todas estas tareas generen costos de transacción significativos y requieran de una administración muy competente del proyecto.

Por otro lado, la participación de un gran número de compañías brinda varias oportunidades y se espera que tenga importantes **efectos positivos en relación con los objetivos claves de desarrollo sostenible** del Perú. El proyecto MDL propuesto facilitaría el acceso al capital, en especial para las pequeñas y medianas empresas, que difícilmente podrían estructurar un proyecto MDL similar por sí mismos debido a los altos costos de transacción y la falta de conocimiento. De esta manera, el proyecto MDL de agrupamiento ayuda a las compañías a invertir en la tan necesaria modernización de las calderas antiguas. Las mejoras de eficiencia energética disminuirán el costo del suministro de vapor, incrementando a su vez la competitividad de las compañías. Tecnologías, tales como economizadores, que son actualmente utilizados sólo por unas pocas compañías en el Perú, podrían difundirse en todo el país. Las medidas propuestas no sólo reducen las emisiones de CO₂, sino que también llevan a la reducción de otros importantes agentes contaminantes del ambiente que causan serios problemas de salud, destruyen monumentos históricos y producen grandes pérdidas para la economía. Como parte del proyecto, se proporcionará capacitación al personal de las compañías, fomentando ampliamente el conocimiento técnico y medioambiental sobre calderas y eficiencia energética en todo el país, especialmente en los sectores industriales relevantes. Se espera que el proyecto tenga importantes impactos positivos en el desarrollo sostenible del Perú, en particular por los **beneficios secundarios** del programa MDL propuesto.

El **potencial** total del proyecto asciende a aproximadamente 170.000 toneladas de CO₂ debido a las inversiones en mejoras de la eficiencia energética y otras 230.000 toneladas de CO₂ por la aplicación de medidas de buenas prácticas de gestión. Este potencial es claramente más bajo que el potencial de los grandes proyectos MDL, tales como los de centrales hidroeléctricas, pero parece suficiente colocar el proyecto en el futuro mercado MDL. Con un precio proyectado de US\$ 5 por tonelada de CO₂, y excluyendo las medi-

das de buenas prácticas de gestión, la actividad del proyecto puede generar un ingreso de alrededor de US\$ 850.000.

Los **costos de abatimiento de GEI** de la mayoría de las medidas propuestas son negativos, lo que significa que estas medidas pueden implementarse sin ningún costo económico adicional. Sin embargo, existen serias barreras para su implementación, las que impiden que se pongan en práctica medidas para incrementar la eficiencia energética. El proyecto tiene como objetivo superar estas barreras mediante un paquete de varias medidas, incluyendo consultoría técnica, capacitación y una línea de crédito especial para facilitar el acceso al capital. A este respecto, a pesar de los costos de abatimiento de GEI negativos para las medidas propuestas, se asume que el proyecto y las reducciones de emisiones asociadas a él serán adicionales en relación con los criterios de elegibilidad para el MDL. Sin embargo, el desempeño económico total del proyecto puede ser evaluado sólo después de un análisis exhaustivo en un plan de negocios de todos los costos y ganancias.

Por otro lado, se siguió un “**enfoque conservador**” en la determinación de la metodología de línea de base, en la elaboración de un plan de monitoreo y en la estimación del potencial y de los costos de mitigación. Esto significa que las asunciones subyacentes se han hecho cuidadosamente con el fin de no sobreestimar las reducciones de emisiones, y que las disposiciones de monitoreo incluyen diversas medidas para lograr que los resultados de las mediciones sean confiables y repetibles.

La implementación del proyecto está asociada con algunas **incertidumbres y riesgos**. La principal incertidumbre está relacionada con los costos de transacción del proyecto, y con la cantidad y el tamaño de las calderas que son elegibles para participar. Por lo tanto, un paso importante será evaluar con detenimiento todos los costos de transacción sobre la base del presente estudio, así como reunir un número mínimo de compañías con altos potenciales de reducción.

Asimismo, una inquietud particular para la futura implementación del proyecto es el **monitoreo** de las reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero. Durante el estudio de factibilidad, las instituciones asesoras involucradas tuvieron serias dificultades para determinar la eficiencia energética con una precisión aceptable. En parte, las mediciones no se realizaron siguiendo los principios y estándares reconocidos internacionalmente, lo cual llevó a resultados poco confiables. Dado que la medición de la eficiencia energética es un requerimiento clave para el monitoreo y certificación de las reducciones de emisiones, se deberá poner especial atención al brindar la capacitación adecuada a la institución que será responsable del monitoreo y el cálculo de las reducciones de emisiones.

En vista de estas dificultades y del nivel indeterminado de los costos de transacción, también podría ser una opción viable implementar el proyecto sin utilizar el MDL. Esto facilitaría considerablemente la administración del proyecto y reduciría los costos de transacción, especialmente con respecto a los requerimientos de monitoreo y otros costos del ciclo MDL. La implementación del proyecto sin usar el MDL no reduciría los beneficios

secundarios descritos anteriormente. Por lo tanto, se sugiere aplicar un **enfoque de doble vía** al seguir los siguientes pasos para llevar adelante el proyecto: La opción de no utilizar el MDL deberá ser comparada con la opción de proyecto MDL de manera objetiva. Se deberán evaluar cuidadosamente, en particular, los costos asociados.

En resumen, la implementación del proyecto parece factible, viable y prometedora, especialmente por los grandes beneficios para las pequeñas y medianas empresas y por su contribución a los diversos objetivos de desarrollo sostenible que tiene el Perú. Se proponen los siguientes pasos para evaluar la viabilidad final del proyecto y para ponerlo en marcha:

6. Es necesario establecer la **Institución Administradora del Proyecto** y asignar claramente a las instituciones involucradas las responsabilidades que les corresponde. Para liderar el proyecto, se deberá designar a una institución ya existente, la que tendrá la responsabilidad total del mismo y administrará las diferentes actividades. Esta institución funcionará como el motor del proyecto, reuniendo a todos los grupos de interés relevantes en el Perú y estableciendo los contactos necesarios a nivel internacional. Las posibilidades de éxito del proyecto dependen significativamente de una estructura exitosa de la institución administradora del proyecto.
7. Se requiere elaborar un sólido **plan de negocios** para el proyecto. El plan de negocios deberá estimar todos los costos y ganancias sobre la base del presente estudio, incluyendo los costos de transacción que aún no se hayan estimado. Los costos de transacción comprenderán, entre otros, gastos por adquisición de compañías, asesoría técnica a las compañías, capacitación, la negociación con los bancos locales, validación del proyecto, monitoreo y verificación de las reducciones de emisiones de gas de efecto invernadero, etc. Se recomienda evaluar la eficiencia y la costo-efectividad del proyecto aplicando y sin aplicar el MDL.
8. **Convocatoria de compañías.** Antes de negociar con donantes y bancos, se sugiere contactar a compañías prometedoras con el fin de firmar **cartas de intención o contratos preliminares**, que consignen todos los elementos importantes de la cooperación (responsabilidades, capacitación, asignación de CERs a la Institución Administradora del Proyecto, pago de bonos, etc.). Esto permite a la Institución Administradora del Proyecto evaluar de manera más exhaustiva el posible número y tamaño de las calderas y el deseo de las compañías de participar en el programa MDL. Las cartas de intención o los contratos preliminares también facilitarán las negociaciones con donantes y bancos.
9. **Negociaciones con donantes, bancos y compradores de CERs.** Basándose en este estudio, el plan de negocios elaborado y las cartas de intención o contratos preliminares celebrados con diversas compañías, la Institución Administradora del Proyecto deberá comenzar a negociar con donantes y bancos el financiamiento de los costos iniciales del proyecto y el establecimiento de una línea de crédito especial con tasas de interés favorables y un mayor acceso al capital. La Institución Administradora del Proyecto puede vender los CERs al mercado después de la implementación del pro-

yecto o cerrar un trato previamente para la compra de los CERs en el futuro a un precio fijo.

10. Finalmente, después de completar los pasos mencionados previamente y de una evaluación positiva de las oportunidades del proyecto MDL, se puede comenzar con los pasos necesarios para la **aprobación del proyecto MDL por parte de la Junta Ejecutiva**. Estos incluyen la elaboración del Documento de Diseño del Proyecto, la participación de los accionistas relevantes, la validación de la propuesta por una Entidad Operacional Independiente y, finalmente, la aprobación por parte de la Junta Ejecutiva para el MDL.

15 Referencias

- AGROINDUSTRIAL LAREDO 2001
- APFCC 2001
- Arroyo, V. 2001
- API 1983. Technical Data Book, USA.
- ASME 1998. *Performance Test Codes. Fired Steam Generators*. ASME PTC 4-1998. The American Society of Mechanical Engineers. New York, USA.
- British Standards Institution 1987. *British Standard Methods for Assessing Thermal Performance of Boilers for Steam, Hot Water and High Temperature Heat Transfer Fluids*. BS 845, UK
- CENERGIA 2001. *Evaluación ambiental y energética de 40 calderas en 5 departamentos*. Informe final para el Ministerio de Industria, Turismo, Integración y Negociaciones Comerciales Internacionales (MITINCI). San Borja, Agosto del 2001
- CERUPT 2001. *Netherlands Certified Emission Reduction Unit Procurement Tender. Terms of Reference*. Senter International. www.carboncredit.nl The Netherlands, November 2001
- CONAM 1996.
- CTT-PUCP 2001 *Evaluación Energético-Ambiental de una muestra de 40 calderas industriales*. Trabajo realizado por encargo de MITINCI
- Den Elzen, M.G.J., de Moor, A.P.G. 2001. *The Bonn Agreement and Marrakech Accords: an updated analysis*. RIVM report 728001017/2001. Bilthoven, the Netherlands, 2001.
- EPA 2001. *Compilation of air pollutant emission factor*, AP-42 5th edition, Volume I: stationary point and area source. <http://www.epa.gov/ttn/chie/ap42/index.html>
- Geng-Morales-Justo 1999.
- Grüttner, J. 2001. *The GHG Market after Bonn*. Andwil, Switzerland. Octubre 2001
- H. Taphin, *Boiler Plant and Distribution System Optimization Manual*, Mr. Foirmont Pres INC. 1991. USA.
- IDAE 1983 *Manual Técnico y de Instrucción para Conservación de Energía*. España.
- IDEA 1987 *Uso eficiente de energía en calderas y redes de fluidos*. España.
- IDAE 1990.
- IPCC 2001. *Climate Change 2001: The Scientific Basis. Contribution of Working Group I to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA, 881pp.

ITINTEC 1991.

Jiménez et al. 2001. *Evaluación Energético-ambiental de una Muestra de 40 Calderas Industriales*. Preparado para el Ministerio de Industria, Turismo, Integración y Negociaciones Comerciales Internacionales (MITINCI). Elaborado por: Servicio de Análisis energético y ambiental (SAEA-PUCP). Informe No 2001-06-09.

Ministerio de Energía y Minas (MEM) 1998.

Ministerio de Energía y Minas (MEM) 1999.

Ministerio Energía y Minas del Perú 2000, *Balance Nacional de Energía*, Perú.

Ministerio de Energía y Minas (MEM) 2001.

Ministerio de Energía y Minas (MEM) 2002 *Plan referencial de Hidrocarburos 2001*, Perú.

MITINCI 2000. *Encuesta Nacional de Calderas*. Lima, Perú.

MITINCI 2000. *Estudio de factibilidad para la creación de un fondo de financiamiento para la renovación y optimización del parque nacional de calderas industriales. Encuesta Nacional de Calderas Industriales*. Informe de los datos proporcionados por las empresas usuarias de calderas. Lima, Perú, Octubre 2000.

J. Nakamura 2001. *Análisis Comparativo de Metodologías de Medición de Eficiencia Energética*, trabajo realizado por encargo del MITINCI.

Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) 2001.

PETROPERU 1989. *Análisis Típicos de Productos*. Lima.

TESTO *Manual de Instrucciones de analizador de gases TESTO 350*.

UNEP/OECD/IEA/IPCC 1996. *Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*.

Vrolijk, Ch. 2002. *A New Interpretation of the Kyoto Protocol. Outcomes from The Hague, Bonn and Marrakech*. Royal Institute of International Affairs (RIIA). Briefing Paper No 1. Abril 2002